ISSN 1608-5043 (Print) ISSN 1608-5078 (Online)

научно-технический журнал БЕЕРЕЕСКИЙ ЖУРНАЛ БЕЕРЕЕСКИЙ ЖУРНАЛ И МИКАТИКИ СТАТИТИКИ СТАТИТИКИ СТАТИТИКИ СТАТИТИКИ МИКАТИТИКИ СТАТИТИКИ С

T. 25. № 4. 2023

B HOMEPE:

 Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы.......3
 В.В. Силантьев, М.Ф. Валидов, Д.Н. Мифтахутдинова и др.

• Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса......29 Д.Ю. Калачева, И.А. Санникова, Н.В. Морозов

Zpĥ

Сводовая часть

GEORESURSY GEORESOURCES

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

24.12.2023

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Доминантой уходящего года стало понимание того, что надо прикладывать все больше и больше усилий, чтобы конвертировать свои ресурсные богатства в экономический результат.

Остроумные маневры с теневым танкерным флотом позволили обойти санкционные преграды и обеспечивали весь 2023 год победными для всех бюджетов результатами. Победы быстро вспыхивали, но и так же быстро гасли – расчет на солидарную поддержку «дружеских» стран, увы, не оправдался. И это – еще одно «достижение» уходящего года. Первое, и главное, что объединяет наших «друзей», – это циничная прямая корреляция величины их «дружбы» с размером дисконта на наши энергоносители. Просто бизнес. И, второе, – «дружеская» опора мгновенно уходит из-под ног, как только возникает угроза применения к ним, к «друзьям», вторичных санкций. Оставшаяся на счетах неконвертируемая «дружеская» валюта с запахом хорошего чая и вкусом острых специй будет напоминать, что все же лучше видеть перед собой богатого «врага», с которым пресловутая конвертация происходит гораздо живее, чем держать у себя за спиной бедного «друга».

Туман романтизма переориентации на Восток грузопотоков полезных ископаемых с целью их выгодного сбыта рассеивается. Как туман рассеиваются последние партнеры – в конце декабря 2023 года проект «Арктик СПГ-2» дружно покинули все иностранные акционеры под угрозой вторичных санкций. И теперь, когда первая очередь завода должна вот-вот дать первые тонны промышленного СПГ, монетизация богатейшей сырьевой базы становится под вопросом.

Прошедший в декабре 2023 года круглый стол «О мерах государственной поддержки независимых нефтегазодобывающих компаний», проводимый Комитетом Совета Федерации по экономической политике, констатировал, что добыча нефти в этом секторе упала на 20%, некоторые компании из этого сектора обанкротились. Как оказалось, это очень кстати при сокращении добычи России в рамках ОПЕК+. Что отрадно, было справедливо отмечено, что «надо пригласить», «надо поддерживать», что «нужно менять» и «есть нерешенные вопросы». Дискуссия о налоговом стимулировании компаний из этого сектора отложена до 2027 г.

И, уже по традиции, о позитивных новостях

В 2024 году мы с нетерпением ожидаем начала промышленной нефтедобычи на арктическом проекте «Восток-Ойл» и отгрузки 30 млн т высококачественной нефти в танкера ледового класса. Этот результат, несомненно, будет свидетельствовать об укреплении технологического суверенитета страны и существенном росте грузооборота по Севморпути.

С гордостью хочу отметить, что несмотря на внешние и внутренние обстоятельства журнал «Георесурсы» сохранил свои высочайшие позиции в рейтингах. За 2023 год опубликованы 81 статья, авторами которых были более 200 авторов, в т.ч. 54 доктора и 108 кандидатов наук. Пользуются повышенным вниманием новые, ставшие уже традиционными, рубрики «Филателия георесурсов» и «Видеодиалоги с экспертами». Желаю авторам и читателям нашего журнала в 2024 году новых интересных статей.

Искренне ваш, к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО», главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы» Александр Владимирович Соколов ISSN 1608-5043 (Print) ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru e-mail: mail@geors.ru

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:

• Scopus

• Web of Science (ESCI)

• Ядро РИНЦ

• Второй квартиль Q2 по данным SCImago (SJR) (в 2022 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

• Журнал включен в Перечень ВАК (категория К1)

Главный редактор

А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО» Нижневартовск, Россия

Редакционная коллегия

С.Г. Кузьменков, Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия А.А. Нежданов, Западно-Сибирский научноисследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия Д.К. Нургалиев, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия В.В. Силантьев, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия Р.Ф. Якупов, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; ООО «Башнефть-Добыча» ПАО НК «Роснефть»

T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь: Д.А. Христофорова

Технический редактор: А.В. Николаев; специалист по компьютерной верстке: И.С. Абросимова; специалист по переводу: А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя

Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530. E-mail: mail@geors.ru Учредитель: Д.А. Христофорова Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.12.2023. Тираж 1000. Цена: бесплатно. Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость». Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2023 Научно-технический журнал Георесурсы» Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГЕОРЕСУРСЫ Т. 25. № 4. 2023

Содержание

Слово Главного редактора:

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен *А.В. Соколов*

Статьи

Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской
изолированной карбонатной платформы3
В.В. Силантьев, М.Ф. Валидов, Д.Н. Мифтахутдинова и др.
Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса
Геохимические характеристики органического вещества донных отложений северной части Баренцева моря как индикатор миграции углеводородов из недр
Численно-аналитическое моделирование добычи нефти

Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа 115 *С.В. Сидоров, З.М. Ризванова*

О.А. Невзорова, Р.Р. Хакимуллин, И.И. Идрисов

ISSN 1608-5043 (Print) ISSN 1608-5078 (Online)



Информация от Издателя

«Белый список» научных изданий от Минобрнауки РФ

Межведомственная рабочая группа Минобрнауки России утвердила **методику распределения по категориям** российских и международных научных изданий «Белого списка»^{*} на 2023 год. Она предполагает присвоение изданиям «Белого списка» одного из 4 уровней – с первого (высшего) по четвертый (низший). Журналу «Георесурсы» присвоена 2 категория.

*«Белый список» – перечень наиболее авторитетных научных журналов, в него входят порядка 30 тысяч российских и международных изданий, индексируемых как в зарубежных базах данных WoS и Scopus, так и в российском Russian Science Citation Index (RSCI) (https://journalrank.rcsi.science/).

Отдельно необходимо уточнить про работу Высшей аттестационной комиссии по ранжированию Перечня ВАК. В Информационном письме ВАК при Минобрнауки России от 6 декабря 2022 № 02-1198 «О категорировании Перечня рецензируемых научных изданий» указано: «Обращаем внимание, что на основании рекомендации ВАК журналы, входящие в международные базы данных Web of Science, Scopus, MathSciNet, Chemical Abstracts, Springer или GeoRef и перечень журналов **RSCI**, приравниваются к изданиям категории К1...».

www.geors.ru e-mail: mail@geors.ru

научно-технический журнал ГЕОРЕСУРСЫ

T. 25. № 4. 2023

Содержание

Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири				
на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности				
стратификации	163			
М.В. Лебедев, Е.В. Астафьев, А.В. Храмцова				

Литология и нефтеносность баженовской свиты в центр	альной части
Мансийской синеклизы	
М.А. Фомин, Р.М. Саитов, А.Г. Замирайлова	

Трехмерное моделирование солянокупольных структур по данным				
детального бурения в Прикаспии	.192			
В.В. Лапковский, Б.В. Лунёв, М.П. Антипов, Ю.А. Волож, Ю.А. Писаренко, В.В. Фомина				

New Rock Typing Method for Diagenetically Modified Carbonate					
Reservoirs	203				
E. Shvalvuk, A. Thistiakov, N. Bah, A. Mukhametdinova, A. Rvabukhin, M. Spasen	nvkh				

Катагенетические тренды эволюции состава и структуры				
асфальтенов	33			
Л.С. Борисова, И.Д. Тимошина				

Моделирование работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме с помощью регрессионного анализа267 И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, В.А. Юдин, П.В. Крыганов, А.А. Глушаков

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1

УДК 553.982:551.7:550.8

Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы

gr≁

В.В. Силантьев^{1*}, М.Ф. Валидов¹, Д.Н. Мифтахутдинова¹, Н.Г. Нургалиева¹, Э.А. Королёв¹, Б.Г. Ганиев², А.А. Лутфуллин², К.Д. Шуматбаев², Р.М. Хабипов², В.А. Судаков¹, Ю.А. Ахмадуллина¹, К.А. Голод¹, А.А. Леонтьев¹, Р.Р. Шамсиев¹, Д.А. Никонорова¹, С.С. Крикун¹, М.В. Нойкин¹, Э.А. Абдуллина¹ ¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия ²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье представлены карты толщин и песчанистости визейской терригенной толщи карбона (радаевский и бобриковский горизонты) Южно-Татарского свода, составленные методом пространственной интерполяции Natural Neighbor в среде ArcGIS Pro на основе анализа данных геофизических исследований более чем 30 000 скважин.

Интерпретация карт и результаты седиментологических, ихнотекстурных и петрофизических исследований керна, дополненные анализом фондовых и опубликованных материалов, позволили обновить подход к моделированию осадконакопления терригенных отложений. Представленная схема осадконакопления терригенных и угленосных отложений учитывает данные хроностратиграфии, процессы карстования изолированных карбонатных платформ, скорости накопления осадков, ихнотекстурные признаки пород. Сделан вывод, что процессы формирования терригенных (угленосных) отложений различны по продолжительности (0,1 млн лет против 1,5–2 млн лет) и связаны с трансгрессивными и регрессивными этапами развития территории.

Процесс формирования терригенных отложений включает: (а) трансгрессивные эпизоды – кратковременные ингрессии морского бассейна на эродированную поверхность изолированной карбонатной платформы, сопровождавшиеся накоплением алевритовых и песчаных, хорошо сортированных биотурбированных осадков, часто с разнообразными ихнофоссилиями морских донных организмов; (б) регрессивный этап – преимущественная эрозия отложений на своде; сохранение осадков во врезах.

Процесс формирования торфяных (угленосных) отложений включает: (а) регрессивный этап – развитие обильного растительного покрова на обширной территории востока Волго-Уральской области и устойчивых болотных обстановок торфонакопления в понижениях (врезах) турнейской поверхности; (б) трансгрессивный этап – перекрытие торфа во врезах трансгрессивными морскими алевро-песчаными осадками; захоронение торфа; его уплотнение и преобразование в уголь. Чередование в разрезе угленосных и трансгрессивных интервалов свидетельствует о цикличности этих процессов.

Предложенные схемы осадконакопления дополняют и расширяют концепции предыдущих исследований, согласуются с разработанными картами толщин и песчанистости, объясняя сложное, покровное и мозаичное распределения песчаных тел по площади, а также заполнение врезов осадками разных литологических типов.

Ключевые слова: осадконакопление, терригенный карбон, бобриковский горизонт, врезы, Волго-Уральская область, нефтеносность, породы-коллекторы

Для цитирования: Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Нургалиева Н.Г., Королёв Э.А., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М., Судаков В.А., Ахмадуллина Ю.А., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Никонорова Д.А., Крикун С.С., Нойкин М.В., Абдуллина Э.А. (2023). Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы. *Георесурсы*, 25(4), с. 3–28. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1

Введение

Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (ЮТС) и его склонов (Волго-Уральская провинция) представляют собой один из шести нефтегазоносных комплексов, который включает около 1000 залежей нефти (37% от общего количества залежей) (Смелков и др., 2007). Формирование визейских терригенных отложений происходило на широкой пассивной континентальной окраине Восточно-Европейской платформы (ВЕП), сочленяющейся с крупным субдукционным бассейном Уральского палеоокеана (рис. 1). Широкая континентальная окраина, расположенная в экваториальной зоне,

^{*} Ответственный автор: Владимир Владимирович Силантьев e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



Рис. 1. Местоположение территории Южно-Татарского свода на палеогеографической карте раннего карбона (350 млн лет назад). Террейны и континенты: ИК – Индокитай; СК – Северный Китай; ЮК – Южный Китай. Океаны и островные дуги: Мо – Монголо-Охотский океан; Тг – Тагильская островная дуга. Карта составлена с упрощением по (Golonka, 2002; Torsvik, Cocks, 2017; Scotese, 2010 (http://www.scotese.com/earth.htm); Blakey, 2020 (https://deeptimemaps.com))

вероятно, находилась под постоянным воздействием теплых экваториальных течений, усиливающих интенсивность приливно-отливных течений, представлявших один из основных факторов разрушения, переработки, переноса и аккумуляции терригенного материала.

Глобальная регрессия на рубеже турнейского и визейского веков (Wright, Vanstone, 2001) (рис. 2) вызвала региональный перерыв осадконакопления (Губарева, 2003), длившийся несколько миллионов лет. Перерыв осадконакопления привел к интенсивному карстованию карбонатных толщ турнейского яруса и формированию сложной геоморфологической поверхности, включающей многочисленные эрозионно-карстовые врезы округлой (изометричной) и вытянутой (продолговатой) формы (Ларочкина, 2008; Ларочкина и др., 2010). Интенсивность карстовых процессов усиливалась изолированным характером турнейских карбонатных платформ, располагавшихся параллельно линии простирания континентального склона Уральского палеоокеана (Груздев, 2021) и ограниченных друг от друга Камско-Кинельской системой прогибов (Горожанина и др., 2019).

Ранневизейская трансгрессия морского бассейна на континентальную окраину ВЕП возобновила осадконакопление, изменив его тип с карбонатного на терригенный. Сложные эрозионно-карстовые формы поверхности дна начали заполняться терригенными осадками. Осадочный материал, поступавший из источников сноса, перерабатывался и отсортировывался гидродинамическим воздействием течений. Отложение и последующее захоронение терригенных осадков первоначально происходили в отрицательных формах рельефа морского дна (во врезах), затем на остальной поверхности ЮТС.

Глобальное похолодание в раннем визе (рис. 2) вызвало регрессию морского бассейна с территории ЮТС и смену терригенного осадконакопления процессом накопления органического вещества – торфообразованием, длившимся около 2 млн лет. За это время в некоторых врезах сформировались пласты угля толщиной до 40 м (Гафуров и др., 2000; Хисамов и др., 2009). Глобальное потепление во второй половине визейского века, последовавшее за ним таяние ледников и повышение уровня Мирового океана (рис. 2) отразились на территории ЮТС завершением торфонакопления, замещением его сначала терригенным (конец бобриковского – начало тульского времени), а затем постепенно карбонатным осадконакоплением (с середины тульского времени до конца ранней перми).



Рис. 2. Международная стратиграфическая шкала нижнего карбона со шкалой эвстатики, оледенениями (I–IV) и основными биотическими событиями по (Davydov et al., 2012). События похолодания (оледенения), обозначенные цифрами I–IV, показаны по данным: I – (Kalvoda, 2002); II – (Wright, Vanstone, 2001); III – (Fielding et al., 2008; Buggisch et al., 2008); IV – (Mii et al., 2001; Saltzman, 2003; Gulbranson et al., 2010); T – трансгрессия; P – регрессия

Сложная история развития континентальной окраины ВЕП в раннем карбоне, обусловленная глобальными (климат, гляциоэвстазия), региональными (трансгрессии и регрессии, усиление и ослабление терригенного сноса), локальными (карстообразование) факторами, оказала прямое влияние на состав и строение визейских терригенных отложений.

Цель настоящей работы – обновление подхода к созданию модели осадконакопления терригенных отложений нижнего карбона ЮТС и его апробация с помощью литофациальных карт нового поколения. Обновленный подход к моделированию осадконакопления должен учитывать современные данные хроностратиграфии, глобальные геологические, биотические и климатические события, процессы карстования изолированных карбонатных платформ, скорости накопления осадков разных типов, ихнотекстурные и ихнофациальные признаки терригенных отложений.

Работа включала следующие задачи:

 – анализ хроностратиграфического каркаса нижнекаменноугольных отложений ЮТС;

 – уточнение пространственно-временного положения местных стратиграфических подразделений;

 – анализ данных о скоростях накопления карбонатных, терригенных и угленосных осадков;

 седиментологический и ихнофациальный анализ керна скважин, пробуренных на своде и во врезах; выявление признаков болотных угленосных толщ и морских алевро-песчаных покровов;

 – актуалистический анализ структурной поверхности турнейского яруса;

 построение карт толщин и песчанистости терригенных отложений карбона ЮТС по 31000 скважин с помощью математического метода пространственной интерполяции Natural Neighbor и программного продукта ArcGIS Pro;

- создание схем осадконакопления.

Обзор геологической обстановки и условий формирования отложений нижнего карбона Южно-Татарского свода

Нижнекаменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции вследствие своей высокой нефтеносности, изучены и описаны очень детально с позиций тектоники, стратиграфии, литологии, типизации разрезов, фаций и палеогеографии (Познер и др., 1957; Алиев и др., 1975; Познер, 1975; Губарева, 2003; Фортунатова и др., 2023 и др.). Строение визейского терригенного нефтегазоносного комплекса ЮТС и его склонов - типы залежей, их происхождение, закономерности пространственного размещения; литолого-петрографические и коллекторские свойства отложений - обобщены в ряде монографий (Муслимов, 2007; Данилова, 2008; Ларочкина, 2008). Угленосная часть разреза визейского яруса ЮТС и его склонов – условия образования угольных залежей, их пространственная приуроченность, петрографический состав углей – рассмотрена в монографиях (Гафуров и др., 2000; Хисамов и др., 2009 и др.)

Палеогеографические реконструкции среднедевонско-раннекаменноугольного этапа развития ВЕП (Nikishin et al., 1996) свидетельствуют о сходстве живетского и ранневизейского бассейнов терригенного осадконакопления, несмотря на последовательное сокращение Уральского палеоокеана (рис. 3). По аналогии с обстановками живетского века (Силантьев и др., 2022),



позднего турне – раннего визе (B) по (Nikishin et al., 1996) с упрощением

пассивная континентальная окраина ВЕП может быть представлена как широкий (500–1000 км в поперечнике) континентальный шельф, занятый мелководным морским бассейном. Территория шельфа полого погружалась от области сноса (суши) к перегибу континентального склона и далее к открытому океанскому бассейну. Таким образом, мелководный морской бассейн имел связь с Уральским палеоокеаном и испытывал воздействия приливно-отливных и экваториальных течений.

Территория ЮТС и его склонов представляла собой в раннем визе небольшую, относительно мелководную и осложненную многочисленными эрозионно-карстовыми врезами часть континентального шельфа, расположенную на достаточно большом расстоянии (400–800 км) как от области сноса, так и от перегиба континентального склона. Пестрота фаций нижневизейской толщи, сформированной на этой части шельфа, позволила на рис. 3В данную территорию обозначить как бассейн, включающий смешанные фации – континентальные, аллювиально-дельтовые и мелководно-морские терригенные отложения.

Хроностратиграфическая шкала нижнего карбона, объединяющая зональные шкалы по разным группам фауны (Alekseev et al., 2022; Aretz et al., 2020), оценивает продолжительность турнейского и начала визейского века (до тульского времени) почти в 20 млн лет (рис. 4). При этом продолжительность турне, с преимущественным карбонатным осадконакоплением, составляет около 12 млн лет, а продолжительность ранней половины визейского века с преимущественным накоплением терригенных и угленосных осадков – около 7 млн лет.

Хроностратиграфическая шкала, совмещенная с местными стратиграфическими подразделениями (рис. 5) (Актуализированная стратиграфическая схема..., 2023; Фортунатова и др., 2023), показывает в общих чертах: 1) неоднородность строения геологических тел по простиранию; 2) продолжительность перерывов осадконакопления на сводах; 3) пространственное положение областей размыва отложений; 4) изолированность карбонатной платформы ЮТС от основной суши ВЕП; 5) относительную непрерывность осадконакопления в Усть-Черемшанском прогибе Камско-Кинельской системы (ККСП), служившей ловушкой для аккумуляции терригенного материала в косьвинское время.

Продолжительность формирования геологических тел нижнего карбона ЮТС может быть оценена по их толщине и принятой скорости накопления осадков данного типа. Скорость карбонатного осадконакопления принята равной 0,03 мм/год; это минимальная скорость накопления карбонатных илов, зафиксированная в современном Мексиканском заливе и Карибском море (Emiliani, 1966).

н лет	Ярус	Горизонт Вост - Европейская	Зональные шкалы по конодонтам		Зональные шкалы по фораминиферам	
5	. ,	платформа	международная	российская	международная	российская
- 340_		Тульский (часть)	Gnathodus praebilineatus (часть)	G. bilineatus bilineatus (часть)		Endothyranopsis compressa - Paraarchaediscus koktjubensis
-	ский (часть)	Бобриковский	Curatho dua tananna	Constitue dans tenserana	Endothyranopsis compressa - Archaediscus krestovnikovi Uralodiscus rotundus	Uralodiscus rotundus
- 345_ -	ўдек 98 346.7	Радаевский	Gnathodus texanus	Gnathodus texanus	Uralodiscus primaeva Globoendothyra ukrainica - Eoparastaffella simplex	Eoparastaffella simplex
-			Gnathodus pseudosemiglaber - Scaliognathus anchoralis	Scaliognathus anchoralis	Dainella chomatifera - Tetrataxis sussaicus	
- 350_	-	Косьвинский	Gnathodus semiglaber - Polygnathus communis	Dollimae bouckaerti		Eotextularia diversa
			Dollimae bouckaerti	Dominae bouckaern	Spinoendothyra costifera - Tuberendothyra tuberculata	
-	ейский	Кизеловский	Gnathodus typicus - Siphonodella isosticha	Gnathodus typicus	Latiendothyra latispiralis - Palaeospiroplectammina tchernyshiensis	Spinoendothyra costifera
355	Турн	Черепетский	Siphonodella quadruplicata - Patrognathus andersoni	Siphonodella isosticha Siphonodella quadruplicata	Chernyshinella glomiformis	Palaeospiroplectammina tchernyshiensis
-		Упинский	Siphonodella sandbergi - Siphonodella belkai	Siphonodella belkai	Prochernyshinella disputabilis - Tournayellina beata	Chernyshinella disputabilis
-	259.0	Малевский	Siphonodella duplicata	Siphonodella duplicata	Earlandia minima - Bisphaera malevkensis	Earlandia minima
-	556.9	Гумеровский	Siphonodella praesulcata	Siphonodella praesuleata	Quasiendothyra communis	Tournayellina pseudobeata -
360_		Зиганский			Quasiendothyra kobeitusana	Septatournayetta njuniyiga
	Девонская система					

gr /m

Рис. 4. Хроностратиграфическая шкала нижнего карбона с зональными шкалами по конодонтам и фораминиферам. Составлена по (Alekseev et al., 2022; Aretz et al., 2020)



Рис. 5. Хроностратиграфическая шкала и местные подразделения (свиты) нижнекаменноугольных отложений некоторых структурно-фациальных зон Волго-Уральской провинции по (Актуализированная..., 2023; Фортунатова и др., 2023) с упрощением и Московской синеклизы по (Махлина и др., 1993)

При такой скорости и непрерывном осадконакоплении за 12 млн лет турнейского века на ЮТС должно было накопиться не менее 350 м осадков. В действительности карбонатные тела имеют толщину 30–45 м, что намного меньше даже с учетом коэффициента уплотнения карбонатного осадка, который может достигать значений 2:1 (Shinn, Robbin, 1983; Croizé et al., 2013). Оценка максимальной длительности накопления карбонатных тел малевского-упинского и черепетского-кизеловского интервалов (при скорости осадконакопления 0,03 мм/год) составляет 1–1,5 млн лет (рис. 6).

Скорость терригенного осадконакопления принята равной 0,2 мм/год; это минимальная скорость, зафиксированная в заливе Мэн Атлантического побережья Северной Америки (Kukal, 1971). При такой минимальной скорости и непрерывном осадконакоплении за 7 млн лет радаевского, бобриковского и начала тульского времени на ЮТС должно было накопиться не менее 1400 м осадков. В действительности толщины сохранившихся геологических тел составляют от 15 до 45 м. Продолжительность их формирования могла составлять суммарно менее 0,1 млн лет (рис. 6).

На рис. 6 продолжительность формирования геологических тел показана без учета возможных перерывов в осадконакоплении. Эти перерывы, обычные для платформенных бассейнов, часто фиксируются в разрезах в виде диастем, но на сегодняшний день у нас нет надежных инструментов для их фиксации и оценки продолжительности. Можно лишь предположить, что учет перерывов вызовет разделение геологических тел, показанных на рис. 6, на более тонкие дискретные элементы, расположенные на различных временных уровнях того или иного стратиграфического интервала.

Скорость накопления угля в раннем карбоне на территории ЮТС принята равной 0,02 мм/год, что близко к минимальным значениям (Силантьев и др., 2023). При такой скорости 40-метровый угольный пласт должен был бы накапливаться около 2 млн лет. Скорость накопления угля рассчитана из скорости накопления торфа 0,2 мм/год и коэффициенте уплотнения при переходе торфа в уголь, принятым равным 10:1. В целом скорости накопления торфа в голоценовых болотах различных территорий Земного шара составляют около 1 мм/год (Moore, Shearer, 2003; Fikri, 2022) а в современных тропических мангровых болотах Багамских изолированных платформ – 0,4 мм/год (van Hengstum et al., 2018).

Отложения турнейского и визейского ярусов различных структурно-фациальных зон Волго-Уральской провинции отличаются полнотой разреза, литологическим составом и толщинами (рис. 7). По отношению к прогибам ККСП принято выделять четыре основных типа разреза (Шельнова и др., 1966; Губарева, 2003): 1) сводовый, или Акташский; 2) склоновый, или бортовой, с увеличенной толщиной турнейских известняков, Саитовский; 3) депрессионный терригенно-карбонатный, Кабык-Куперский; 4) депрессионный (осевой) терригенный,



Рис. 6. Геологические тела нижнекаменноугольных отложений Южно-Татарского свода, показанные в масштабе времени их накопления, согласно принятым (минимальным) скоростям осадконакопления; высокая скорость осадконакопления увеличивает время перерывов между накоплением геологических тел; карбонатные тела накапливались около 1 млн лет; терригенные – около 100 тыс. лет



Рис. 7. Схема строения и распространения основных типов разреза нижнего карбона Южно-Татарского свода и прилегающих прогибов Камско-Кинельской системы: (А) схематический геологический профиль от осевой зоны прогиба к центральной части ЮТС; (Б) карта-схема территории Татарстана с зонами распространения основных типов разреза по (Шельнова и др., 1966); показаны контуры ЮТС, нефтегазоносных площадей; красные точки – изученные скважины с керном *Сарайлинский*. Ниже приводится общая характеристика этих типов.

Сводовый (Акташский) тип разреза приурочен к ЮТС и Северо-Татарскому своду (СТС). Для него характерны небольшие толщины как карбонатных отложений турне (60-80 м), так и терригенных отложений визе (20-25 м). Турнейские карбонатные отложения включают четыре горизонта (снизу вверх) – малевский, упинский, черепетский и кизеловский, и перекрываются тонкой (3-7 м) пачкой листоватых аргиллитов, относимых по палинологическим данным к косьвинскому горизонту, завершающему разрез турне (рис. 6, 7) (Шельнова и др., 1966). Выше залегают песчаники и алевролиты бобриковского горизонта (обычно 5-7, реже до 20 м), перекрывающиеся существенно более мористыми отложениями тульского горизонта (обычно 8-10, реже до 35 м), представленными песчаниками, известковистыми алевролитами и известняками с нормально-морской фауной (рис. 8).

Склоновый, или бортовой (*Caumoвский*) тип разреза с увеличенной толщиной турнейских известняков распространен на склонах большинства сводов – ЮТС, СТС, Башкирского, Токмовского. Толщина карбонатно-терригенных (малевский и упинский горизонты) и карбонатных (черепетский и кизеловский) отложений турне достигает 350 м. Строение перекрывающих терригенных отложений такое же, как в разрезах сводового (*Акташского*) типа.

Депрессионный терригенно-карбонатный (Кабык-Куперский) тип разреза развит на северных бортах впадин ККСП (рис. 7Б) и отличается доманикоидным обликом нижнетурнейских и черепетских отложений (Губарева, 2003). Малевский и упинский горизонты (25-30 м) сложены доманикоидными битуминозными породами, сланцами и аргиллитами с фауной конодонтов, брахиопод, спикулами губок и водорослями. Черепетский горизонт (100-120 м) сложен черными аргиллитами с прослоями известняков, мергелей и известковистых алевролитов. Кизеловский горизонт (90-110 м) представлен известняками с подчиненными прослоями аргиллитов. Известняки кизеловского горизонта перекрываются листоватыми аргиллитами (елховские слои, рис. 6) косьвинского горизонта (8-15 м), возраст которых установлен по палинологическим данным (Шельнова и др., 1966). Отложения радаевского (40-60 м) и бобриковского (15-30 м) горизонтов сложены песчаниками и глинисто-углистыми породами. Тульский горизонт (до 30 м) представлен преимущественно аргиллитами.

Депрессионный (осевой) терригенный (*Сарайлинский*), тип разреза приурочен к осевым частям впадин ККСП и отличается преобладанием доманикоидных и терригенных отложений. Отложения малевского и упинского горизонтов (до 20–25 м) представлены доманикоидными породами, известняками и аргиллитами, содержащими фауну брахиопод, конодонтов, спикулы губок. Черепетский горизонт в осевой части впадин ККСП отсутствует; в переходной зоне от осевой части к бортам он представлен маломощной (30–40 м) пачкой карбонатно-глинистых пород. Отложения кизеловского горизонта отсутствуют. Косьвинский горизонт (120–150 м), представленный аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников (до 40–50 м), содержит спорово-пыльцевой комплекс, аналогичный выделенным из елховских глин сводового (Акташского) и бортового (Саитовского) типов (Шельнова и др., 1966). Радаевский горизонт (80–100 м в осевой зоне; 40–50 м ближе к бортам) представлен песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями углисто-глинистых пород. Бобриковский горизонт (до 30 м) имеет такой же литологический состав и выделяется на основании палинологических данных. Тульский горизонт (до 30 м) представлен преимущественно аргиллитами.

На ЮТС и его склонах распространены преимущественно разрезы сводового (*Акташского*) и склонового, или бортового (*Саитовского*) типов. Они осложнены врезовыми разрезами, выполняющими эрозионно-карстовые понижения рельефа турнейской поверхности, амплитуда которых меняется от 5 до 95 м, реже до 120 м и более (Ларочкина, 2008). Детальное описание, типизация, анализ пространственного размещения врезовых разрезов приведены в многочисленных работах И.А. Ларочкиной и ее соавторов (Ларочкина, Мельников, 1984; Ларочкина, 2005, 2008; Ларочкина и др., 2010, 2011 и др.).

Материал

gr M

Изучен керн 27 скважин (более 400 м), пробуренных на значительном удалении друг от друга и характеризующих различные зоны ЮТС, его склонов и восточного борта Мелекесской впадины, в том числе эрозионнокарстовые врезы округлой (изометричной) и вытянутой (продолговатой) формы (рис. 9).

Построение карт основано на выборке данных каротажа 30000 скважин, пробуренных в пределах сводовой части ЮТС и Ново-Елховской площади. Материал включал в себя комплекс геофизических параметров, необходимых для оценки глинистых и песчаных компонентов в разрезе. Для корректного построения карт песчанистости из алеврито-песчаных интервалов были вычленены интервалы углей. Количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств горных пород проведена по 43000 образцов.

Методы

Методы исследования включали анализ современных данных хроностратиграфии раннего карбона, анализ данных по прямым и косвенным измерениям скоростей накопления торфа и терригенных покровов в болотах современных изолированных карбонатных платформ; анализ процессов карстования древних и современных изолированных карбонатных платформ тропических морей. Детальное изучение керна включало определение биогенных структурно-текстурных признаков; анализ изменения этих признаков по разрезу; определение таксономического разнообразия ихнофоссилий и степени биотурбации пород, определение ихнофаций и их интерпретацию.

Методы выявления литотиов включали седиментологический, ихнофациальный и фаунистический анализ. Макроописание керна проводили послойно непосредственно в кернохранилище. Керн перед изучением тщательно отмывался от бурового раствора. Очищенные породы изучали визуально и послойно фотографировали с увеличением 1,5–2. Наиболее информативные образцы фотографировали после пропитки этиловым спиртом, позволяющей фиксировать тонкие текстурные признаки.



gr ∕∕∿



Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода.



Рис. 9. Карта местоположения скважин визейского яруса, керн которых был изучен

При макроописании керна выделяли интервалы глинистых, алевритистых, песчаных и углистых пород. Каждый интервал изучали и подробно описывали послойно: учитывали цвет, текстуру, структуру породы, характер слоистости, сортировки; наличие перерывов, характер ритмичности в переслаивании пород; вторичные изменения, биотурбацию, наличие и характер фауны, флоры, ихнофоссилий (следов жизнедеятельности организмов), степень их сохранности. Одновременно изучали поверхности напластования пород и распилы поперек напластования. По совокупности признаков выделяли слои толщиной от 10 см до первых метров, в среднем 0,35 м.

Распиловку и пришлифовку керна проводили вкрест напластования. Хрупкие породы перед распиловкой пропитывали прозрачным эпоксидным клеем, чтобы предупредить разрушение образцов по трещинам и ослабленным зонам. Распиленные образцы пришлифовывали на порошках размерности 50 и 20 мк, и после этого сканировали или фотографировали с высоким разрешением.

Изучение горных пород и содержащихся в них ихнофоссилий проведено методами ихнофациального (Seilacher, 1964; 1967) и ихнотекстурного (Droser, Bottjer, 1986) анализов. Ихнофациальный анализ включал: изучение морфологии ихнофоссилий, определение ихнотаксонов; выявление ассоциаций ихнотаксонов, связанных между собой общими условиями окружающей среды; выделение на этой основе ихнофаций. Ихнотаксоны определяли как на поверхностях напластования пород, так и в поперечном сечении пород в пришлифовках по апробированной методике (Knaust, 2017). Из-за сложностей изучения ихнофоссилий в керне ихнотаксоны определены только до уровня ихнородов.

Одновременно с определением ихнофоссилий проводили ихнотекстурный анализ пород. В породах фиксировали наличие биотурбации – нарушения первичной слоистости осадка донными организмами. Интенсивность биотурбации определяли по балльной шкале *ихнотекстурного индекса* (ИИ) *породы* (Droser, Bottjer, 1986). Балльная шкала ИИ имеет значения от 1 до 5, где 1 балл соответствует полному отсутствию в породе биотурбации и ихнофоссилий (0%-ной биотурбации). Баллы 2, 3, 4 отвечают различной степени нарушения первичной слоистости осадка и отличаются обилием ихнофоссилий (ИИ 2 = 10-30%, ИИ 3 = 30-60%, ИИ 4 = 60-80% нарушения слоистости). Балл 5 соответствует полной переработке осадка, с уничтожением всех первичных осадочных структур (80-100% биотурбации); в этом случае ихнофоссилии часто не сохраняются, и определить их невозможно.

Методика интерпретации результатов исследований. Оценку условий формирования осадка, интенсивности гидродинамики и относительного содержания кислорода в придонном осадке, установление обстановок осадконакопления и реконструкцию палеогеографических условий проводили на основе обобщения комплексной характеристики пород (литологической, седиментологической, ихнофациальной, ихнотекстурной, палеонтологической) (Алексеев, 2014).

Интерпретация геофизических исследований скважин (ГИС) была основана на корреляции показаний отдельных методов каротажа с литолого-петрофизическими свойствами горных пород изучаемого разреза. Процесс обработки и интерпретации представлял собой последовательность процедур, выполняемых в определенном порядке, включающем следующие этапы.

На первом этапе оценивали качество каротажного материала, полученного в процессе измерений. Для этого применяли различные критерии проверки достоверности, такие как показания в колонне или в каверне, показания в глинистых или плотных пластах и т.д.

На втором этапе выполняли взаимную увязку по глубине кривых, полученных во время отдельных спускоподъемных операций. В процессе коррекции каротажные кривые при необходимости сдвигали вверх или вниз по разрезу на определенную величину, которая зависит от качества привязки по глубине во время выполнения отдельного измерения. В результате этих операций получали набор каротажных кривых, представляющих данные в единых интервалах глубины.

Далее в кривые радиоактивного каротажа (РК) вводили поправки, устраняющие аппаратурные искажения, На завершающем этапе производили нормирование кривых радиоактивного каротажа и вычисление относительных параметров. Это позволило устранить влияние различных факторов на показания каротажных кривых.

На основе гамма-каротажа (ГК) находился двойной разностный параметр (или относительный параметр) A_{γ} по следующей формуле:

$$A_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma}^{\min}}{I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}},$$

где I_{γ} – показания кривой ГК после поправок, мкр/ч; I_{γ}^{\min} и I_{γ}^{\max} – показания в опорных пластах, мкр/ч. При этом минимальные показания ГК находились в интервалах верхнефаменского или верхнетурнейского подъярусов, а максимальные показания – в глинистых пластах бобриковско-тульских отложений.

По данным нейтронного каротажа (НК) определялся двойной разностный параметр (или относительный параметр) *А_n* по формуле:

$$A_n = \frac{I_n - I_n^{\min}}{I_n^{\max} - I_n^{\min}},$$

где I_n – показания кривой НК после поправок, усл.ед.; I_n^{\min} и I_n^{\max} – показания в опорных пластах. При этом минимальные показания НК находились в глинистых пластах терригенного нижнего карбона, а максимальные показания – в наиболее плотных карбонатных породах верхнефаменского подъяруса или, в случае их отсутствия в записи ГИС, в карбонатных отложениях алексинского горизонта. Максимальное значение НК умножалось на коэффициент 1,35, выведенный эмпирически для исследуемых отложений ЮТС.

В результате интерпретации комплекса признаков, полученных из каротажных кривых, проведено литологическое расчленение разреза скважин.

Методы математического аппарата. Для выявления пластов песчаных тел по данным ГИС были использованы нормированные кривые Агк для терригенных отложений визейского яруса. Значения Агк меньше 0,2 принимали за граничный уровень песчаников, а значения Агк более 0,6- за граничный уровень аргиллитов. Таким образом, область всех значений кривой делилась на три части. Принималось, что песчаникам соответствует диапазон Агк < 0,2; алевролитам – $0,2 \le$ Агк $\le 0,6$; аргиллитам – Агк > 0,6.

Значения глубин, отвечающие точкам пересечения Агк с линиями Агк = 0,2 и Агк = 0,6, считались границами интервала (кровлей и подошвой геологического тела), в пределах которого область кривой нужно отнести к песчаникам, алевролитам или аргиллитам.

Минимальная толщина исследуемых интервалов принята равной 0,4 м. Интервалы толщиной менее 0,4 м не рассматривались в отдельности и объединялись с соседними, более мощными интервалами.

Последовательность интервалов (толщиною 0,4 м и более), определенных в каждой скважине, анализировали следующим образом: осуществлялся подсчет количества интервалов, отнесенных к песчаникам; рассчитывалось процентное содержание песчаников, т.е. отношение суммарной толщины интервалов с песчаником к общей толщине исследуемого разреза.

Методы составления карт. Построение карт проводили при помощи программного обеспечения AcrGIS Pro. Для этого был выбран инструмент обработки геологической информации «Естественная окрестность» (Natural Neighbor), основанный на детерминированном методе пространственной интерполяции (Sibson, 1981). Размер ячейки составил 50 м. Выбор данного метода обусловлен тем, что он способен обрабатывать до 15 млн входных точек и интерполировать значения с определением веса каждой точки, основываясь на пропорциональных областях («естественных соседях»). Еще одно достоинство метода заключается в том, что он не выводит тренды и не создает пики, ямы или точки минимума, которые не представлены входными данными. Это позволяет получать более гладкую результирующую поверхность.

Результаты

Обоснование морского происхождения терригенных осадков радаевского и бобриковского горизонтов

Морская природа терригенных осадков, в том числе коллекторов, подтверждается комплексом ихнофоссилий и характером биотурбации пород. Визейская толща в пределах изученной территории представлена сложным переслаиванием биотурбированных и тонкослоистых пород и сложена мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, с подчиненными пластами аргиллитов, угля и сильно углистых пород (рис. 10, 11). Фаунистические остатки очень редки. В тульских известняках и карбонатизированных алевролитах верхней части бобриковского горизонта встречаются раковины брахиопод *Linoproductus* sp., редкие членики криноидей и фрагменты раковин брюхоногих моллюсков. В радаевском и бобриковском горизонтах органические остатки представлены редким растительным детритом, иногда обугленным, миоспорами и отпечатками растений.

Комплекс ихнофоссилий в терригенной толще достаточно разнообразен. Ихнофоссилии представлены горизонтальными ходами *Chondrites*, *Planolites*, *Teichichnus* и *Zoophycos*, вертикальными ходами *Arenicolites* и *Skolithos*.

В песчаниках наиболее распространены ходы *Planolites*. Чаще всего ходы *Planolites* зафиксированы в виде дискретных форм и не сильно влияют на ихнотекстуру вертикального сечения породы. Между тем, в отдельных нефтеносных пластах песчаников при наложении многочисленных ходов *Planolites* друг на друга сформировалась полностью биотурбированная текстура (рис. 12А).

В более крупнозернистых песчаниках зафиксированы ходы *Skolithos* (рис. 12Б). В песчаниках ходы *Skolithos* достигают 10–15 см в длину; заполнение ходов не отличается от вмещающей породы, и морфология ходов подчеркивается только тонким глинистым материалом их стенок, привнесенным организмом-следопроизводителем.

В интервалах переслаивания песчаников и алевролитов ходы *Planolites* и *Skolithos* фиксируются в одном комплексе (рис.12В). Длина ходов *Skolithos* в таких интервалах достигает 1–2 см. Ходы *Planolites* приурочены к прослоям алевролита.



Рис. 10. Литолого-седиментологическая колонка скважины 29ХХХ (Восточно-Лениногорская). Условные обозначения см. на рис. 11



Рис. 11. Литолого-седиментологическая колонка скважины 80ХХ (Вишнево-Полянское)

Песчаная размерность осадка в целом ухудшает сохранность ихнофоссилий. В сильно биотурбированных песчаниках в результате наложения ходов друг на друга диагностика ихнофоссилий значительно усложняется (рис. 12Г).

В отдельных интервалах песчаников биотурбация отсутствует (рис. 12Д). В этих интервалах фиксируется тонкая горизонтальная параллельная слоистость, подчеркнутая нефтеносностью, наличием тонких глинистых прослоев или прослоев растительного детрита. Ихнофоссилии в алевролитах более разнообразны. В верхней части бобриковского горизонта и тульском горизонте наиболее многочисленны горизонтальные ходы *Chondrites* (рис. 13А) и *Zoophycos* (рис. 13Б). Дендритообразные ходы *Chondrites* хорошо фиксируются как в вертикальном сечении породы, так и на поверхностях напластования пород. Ходы *Zoophycos* в поперечном сечении алевролитов отличаются контрастным по цвету менисковидным заполнением хода. На некоторых уровнях ходы *Zoophycos* заполнены песчаным материалом, сильно контрастирующим с вмещающей породой. В верхней gr∕∕∖



Рис. 12. Ихнофоссилии в песчаниках визейского яруса ЮТС. А) Ходы Planolites (Pl) в биотурбированном нефтеносном песчанике (80% переработки). Бобриковский горизонт, скв. 10ХХ, Восточно-Макаровская, гл. 1120,2 м. Б) Ходы Skolithos (Sk) плохой сохранности в полностью биотурбированном песчанике (100% переработки). Ходы подчеркнуты провалами глинистого материала. Бобриковский горизонт, скв. 2ХХ, Тлянчи-Тамакская, гл. 1268 м. В) Биотурбация в переслаивании песчаника и алевролита. В верхней части реликты ходов Skolithos (Sk), в средней части сечения ходов Planolites (Pl), в нижней части – следы бегства (fu). Бобриковский горизонт, скв. 14XXX, Ташлиярская, гл. 1070 м. Г) Полностью биотурбированная текстура нефтеносного песчаника. Наложение ходов друг на друга не позволяет их диагностировать. Бобриковский горизонт, скв. 19ХХ, Нижне-Нурлатское, гл. 1495 м. Д) Тонкая параллельная слоистость со скрытой (крипто-) биотурбацией, подчеркнутая прослоями глинистого материала. Бобриковский горизонт, скв. 35ХХХ, Куакбашская, гл. 1155,9 м. Во всех случаях масштабная линейка – 2 см

части бобриковского горизонта и тульском горизонте ходы *Chondrites* и *Zoophycos* встречаются совместно (рис. 13В), но фиксируются и в нижележащих интервалах, отдельно друг от друга.

В бобриковских отложениях нескольких скважин зафиксированы ходы *Teichichnus rectus* (рис. 13Г). Для ходов *Teichichnus* характерно наличие тонких перемычек – шпрейтов. Ходы *Teichichnus* отличаются от *Zoophycos* вертикальным расположением по отношению к поверхности напластования.

Наиболее распространены в алевролитах (так же как и в песчаниках) ходы *Planolites*. Чаще всего они незначительно нарушают текстуру пород (ихнотекстурный индекс 2–3), но в отдельных интервалах многочисленные ходы *Planolites* формируют своеобразную «планолитовую» текстуру (ихнотекстурный индекс 4–5) (рис. 13Д).

Углефицированные и глинистые алевролиты обычно полностью лишены биогенных структур и признаков биотурбации (рис. 13E).



Рис. 13. Ихнофоссилии в алевролитах визейского яруса ЮТС. А) Фрагменты ходов Chondrites (Ch) в полностью биотурбированном алевролите. Бобриковский горизонт, скв. 14XXX, Ташлиярская, гл. 1065,7 м. Б) Ходы Zoophycos (Zph) в биотурбированном алевролите (90% переработки). По ходам наблюдаются инфузии песка. Тульский горизонт, скв. 11ХХХ, Сотниковское, гл. 1244,1 м. В) Ходы Zoophycos (Zph) и Chondrites (Ch) в полностью биотурбированном алевролите. Бобриковский горизонт, скв. 14XXX, Ташлиярская, гл. 1065,5 м. Г) Ходы Teichichnus (Те) в полностью биотурбированном алевролите (100% переработки) и ходы, сильно деформированные в результате уплотнения осадка (fu). Бобриковский горизонт, скв. 15XXX, Миннибаевская, гл. 1125,5 м. Д) Ходы Planolites (Pl) и «планолитовая» текстура в биотурбированном алевролите (90% переработки). Масштабная линейка – 2 см. Бобриковский горизонт, скв. 80ХХ, Вишнево-Полянское, гл. 1478,4 м. Е) Тонкая параллельная слоистость без биотурбации. Бобриковский горизонт, скв. 12ХХ, Бутаихинское, гл. 1406 м. Во всех случаях масштабная линейка – 2 см

В аргиллитах ихнофоссилии представлены ходами *Planolites и Arenicolites*. Диаметр ходов достигает 10 мм, в среднем составляя около 3 мм. Биотурбация в аргиллитах в некоторых скважинах подчеркивается сильной пиритизацией пород. В результате пиритизации ход может полностью состоять из пирита; чаще сохраняются отдельные пиритизированные фрагменты ходов. В ряде случаев в аргиллитах наблюдается тонкая послойная пиритизация, которая, возможно, является результатом биотурбации и сопутствующей ей деятельности бактерий.

Результаты изучения ихнофоссилий позволили выделить 4 ихнокомплекса: ихнокомплекс с ходами Planolites, ихнокомплекс Zoophycos–Chondrites–Planolites, ихнокомплекс Planolites–Skolithos и ихнокомплекс Teichichnus–Chondrites–Planolites.

Ихнокомплекс *Planolites* встречается по всей терригенной толще карбона. В целом ходы *Planolites* обладают большой транзитностью и встречаются как в морских, так и в неморских условиях. В изученных отложениях ходы *Planolites* многочисленны, формируют сильно биотурбированную, хорошо выраженную текстуру пород, характерную для морских условий. В интервалах со слабой биотурбацией морское происхождение подтверждается другими признаками: тонкой параллельной слоистостью, ровными и гладкими поверхностями напластования, наличием послойной пиритизации, иногда выполняющей ходы.

Ихнокомплекс Zoophycos–Chondrites–Planolites приурочен к алевролитам, включает горизонтальные ходы с контрастным заполнением Zoophycos и Chondrites и дополняется широко распространенным ихнотаксоном Planolites.

Ходы Zoophycos относятся к типично морским ихнотаксонам (Knaust, 2017). В позднем палеозое они приурочены к хорошо сортированным, мелкозернистым осадкам, формировавшимся в прибрежных условиях. Ходы Chondrites встречаются в широком диапазоне морских обстановок от прибрежных до глубоководных (Микулаш, Дронов, 2006). Характерной особенностью ходов Chondrites является переносимость организмомследопроизводителем низкого содержания кислорода в осадке, что приводит к его частому появлению в трансгрессивных осадках и интервалах максимального затопления (Knaust, 2017).

Ихнокомплекс *Planolites*—*Skolithos* приурочен к песчаникам и включает простые ходы *Planolites* и *Skolithos*. Ходы *Skolithos* обычны для морских прибрежных обстановок (Knaust, 2017).

Ихнокомплекс *Teichichnus–Chondrites–Planolites* приурочен к алевролитам нижней и средней частей бобриковского горизонта. Ходы *Teichichnus* широко распространены в окраинно-морских условиях (лагуны, дельты, эстуарии); при этом диапазон их распространения протягивается до самых глубоководных обстановок (Knaust, 2017). В визейских отложениях ЮТС ходы *Teichichnus* встречаются совместно с морским ихнотаксоном *Chondrites*, что указывает на морское происхождение осадков.

Все четыре ихнокомплекса визейского яруса ЮТС характерны для ихнофации Zoophycos (зоофикосовая), развивающейся в спокойных условиях, в хорошо сортированных субстратах, ниже базиса штормовых волн, при низкой энергии волнений и течений (Микулаш, Дронов, 2006). Ихнокомплекс *Planolites–Skolithos*, более характерный для ихнофации Skolithos (сколитовая), может быть связан с кратковременной регрессией морского бассейна и/или увеличением привноса осадочного материала.

Ихнологическое изучение керна скважин показало, что *сводовые разрезы* ЮТС, характеризующиеся сокращенными толщинами радаевско-бобриковских отложений, сильно биотурбированы (от 30% до 100% переработки (ихнотекстурный индекс 2–5), в среднем 60–80% переработки (ихнотекстурный индекс 4–5)); ихнофоссилии многочисленны и разнообразны, представлены горизонтальными ходами *Planolites, Chondrites, Teichichnus* и *Zoophycos*, вертикальными *Skolithos* и *Arenicolites*. В отдельных прослоях пород сохранились редкие остатки морских замковых брахиопод *Linoproductus* sp. и морских двустворок. Комплекс ихнофоссилий указывает на формирование сводовых разрезов в морских условиях с низкой гидродинамикой, ниже базиса штормовых волн, что характерно для ихнофации Zoophycos.

Во врезовых разрезах фиксируются увеличенные толщины радаевско-бобриковского горизонта, переслаивание интервалов биотурбированных и слоистых пород при наличии слоев углей и сильноуглефицированных пород. В изученных скважинах прослои углей зажаты между интервалами биотурбированных пород. В биотурбированных породах степень переработки около 30–40% (ихнотекстурный индекс 2), редко и отдельными интервалами до 100% (ихнотекстурный индекс 5). Ихнофоссилии представлены ходами *Planolites*, встречаются ризолиты. Слоистые углефицированные породы содержат растительный детрит разной степени сохранности, биотурбация в них отсутствует.

Таким образом, врезовые разрезы содержат породы, сформированные как из морских терригенных осадков, так и из осадков седиментационной системы торфонакопления, что подтверждается переслаиванием в разрезе биотурбированных и слоистых пород. В моменты трансгрессии морского бассейна формировались биотурбированные песчаники и алевролиты, в моменты регрессии – мощные залежи торфа, превратившиеся затем в слои (пласты) каменного угля. В целом врезовые разрезы формировались при постоянном изменении условий осадконакопления. Врезы служили местом для захоронения и сохранения осадков (в том числе легко разрушаемого торфа), защищая их от эрозии.

В интервалах терригенного разреза, граничащих с тульским горизонтом, фиксируются признаки максимальной морской трансгрессии: остатки морской фауны (брахиоподы) и более глубоководные ихнотаксоны *Chondrites, Teichichnus* и *Zoophycos*, что хорошо согласуется с представлениями о региональной трансгрессии в позднем визе.

Анализ карт, созданных методом Natural Neighbor в среде ArcGIS Pro

Карта толщин черепетско-кизеловских отложений показывает изменение их толщины в пространстве и иллюстрирует неоднородность верхней поверхности изолированной карбонатной платформы. Неоднородность представлена положительными и отрицательными формами рельефа различной формы, размеров и амплитуды перепада высот (рис. 14).

Минимальные толщины черепетско-кизеловских отложений (25–30 м) наблюдаются на Западном и Северном склонах ЮТС. К этим территориям приурочены крупные эрозионно-карстовые врезы округлой или неправильно округлой формы, вмещающие мощные залежи каменного угля (Гафуров и др., 2000; Хисамов и др., 2009). Максимальные толщины черепетско-кизеловских отложений (более 45 м) приурочены к Восточному и Юго-Восточному склонам ЮТС, испытавшим, повидимому, минимальное воздействие эрозионно-карстовых процессов.

Наибольшее внимание и интерес привлекает серия параллельных удлиненных каньоноподобных зон, в которых наблюдается уменьшение толщин карбонатных черепетско-кизеловских отложений. Каньоноподобные зоны протягиваются через всю территорию ЮТС с юго-запада

www.geors.ru

gr≁∿



Рис. 14. Карта толщин черепетско-кизеловских отложений Южно-Татарского свода

на северо-восток. К ним приурочен раздув терригенных радаевско-бобриковских отложений (рис. 14). Подробнее каньоноподобные зоны будут рассмотрены ниже.

Карта толщин радаевско-бобриковских отложений показывает изменение их толщины в пространстве – в пределах различных палеогеоморфологических элементов рассматриваемой территории (рис. 15).

Радаевско-бобриковские отложения образуют пять видов геологических тел: (1) *плащеобразные покровы* примерно одинаковой толщины, составляющей 4–8 и 8–12 м; (2) *мозаичные покровы* с резкими колебаниями толщин в пределах 5–25 м; (3) удлиненные песчаные тела (*«песчаные валы»*) с колебаниями толщин в пределах 5–25 м (рис. 16); (4) удлиненные *«каньоноподобные» врезы*, заполненные разными по составу осадками, толщиной 25–35 м (рис. 17); (5) *локальные округлые врезы*, включающие залежи угля, общей толщиной радаевско-бобриковских отложений 30 м и более.

Плащеобразные покровы примерно одинаковой толщины (4–8 и 8–12 м) наиболее широко распространены на Западном склоне ЮТС, образуя субмеридиональную полосу длиной более 100 км и шириной около 25–30 км, на площадях: Ново-Елховская (западная часть), Онбийская, Кузайкинская, Сиреневская, Ерсубайкинская, Беркет-Ключевская, Лангуевская, Черемшанская, Сотниковская. Эта субмеридиональная полоса отделяет закарстованную часть Западного склона с многочисленными локальными округлыми врезами от зоны распространения мозаичных покровов радаевско-бобриковских отложений, охватывающей большую часть Ново-Елховской площади и почти всю территорию купольной части ЮТС.

На территории купольной части ЮТС *плащеобразные покровы* распространены менее широко и имеют размеры, не превышающие по длине 30–40 км и по ширине 10–15 км. Такие покровы имеются в пределах следующих площадей:



Рис. 15. Карта толщин радаевско-бобриковских отложений Южно-Татарского свода

Березовская, Чишминская, Северо-Альметьевская, Миннибаевская, Куакбашская. На этих площадях *плащеобразные покровы* переходят по простиранию в зоны распространения *мозаичных покровов* с быстрыми и резкими колебаниями толщин в пределах 5–25 м.

Территория распространения *плащеобразных покровов* на Западном склоне ЮТС совпадает с территорией наименьшей изменчивости толщин кизеловского горизонта турнейского яруса (рис. 14).

Мозаичные покровы с быстрыми и резкими колебаниями толщин в пределах 5–25 м занимают бо́льшую часть купольной части ЮТС и восточную полосу Ново-Елховской площади. Изменение толщин происходит на расстоянии первых километров. В ряде случаев участки с повышенной толщиной образуют прерывистые «четкообразные» линейные участки субмеридионального направления (пример – Миннибаевская площадь).

Удлиненные песчаные тела («песчаные валы») с колебаниями толщин в пределах 5-25 м распространены, в частности, в пределах Зай-Каратайской площади (рис. 16). Тела направлены с северо-запада на юго-восток. На рис. 16 приведен геологический профиль, иллюстрирующий изменение толщины радаевско-бобриковских отложений «песчаного вала». Обращает на себя внимание асимметричное строение песчаного тела - его западный склон более крутой, чем восточный. Радаевско-бобриковские отложения подстилаются глинистой толщей елховского горизонта. Подстилающие отложения кизеловского и черепетского горизонтов имеют немного пониженную толщину (примерно на 5-6 м) по сравнению со смежными с «песчаным валом» участками. Такое незначительное снижение толщины кизеловского и черепетского горизонтов сложно назвать «врезом». Между тем И.А. Ларочкина (2008, стр. 101) указывает, что «в современной денудационной поверхности турнейских известняков перепады



Рис. 16. Геологический профиль, иллюстрирующий изменение толщины радаевско-бобриковских отложений удлиненного песчаного тела: (A) положение профиля Б–Б' на карте; (Б) профиль скоррелированных скважин. Обозначения: Агк – двойной разностный параметр по кривой гамма-каротажа; Ангк – двойной разностный параметр по кривой нейтронного гамма-каротажа; ml+up – отложения малевского и упинского горизонтов нерасчлененные; chr – черепетский горизонт; kz – кизеловский горизонт; el+rd+bb – отложения елховских слоев, радаевского и бобриковского горизонтов нерасчлененные; tl – тульский горизонт

глубин относительно их кровли варьируют от 5 до 95 м, иногда возрастая до 120 м и более. Наиболее широкой представительностью характеризуются врезы с амплитудой размыва от 10 до 20 м. В количественном отношении среди врезовых разрезов они явно доминируют». Этот вид геологических тел требует дополнительных крупномасштабных исследований на более детальном материале. Удлиненные каньоноподобные врезы с толщиной радаевско-бобриковских отложений 20–35 м распространены в центральной и южной частях ЮТС и на юге Ново-Елховской площади. Их можно разделить на две группы: врезы с изогнутыми расплывчатыми границами и врезы с прямыми крутыми бортами.

gr M

Врез с изогнутыми расплывчатыми границами протягивается в северо-восточном направлении в пределах Абдрахмановской, Павловской, Восточно-Сулеевской, Холмовской площадей. Его длина более 100 км, ширина 2,5–10 км. Границы изогнутые; увеличение толщин происходит постепенно (это основное отличие от врезов с прямыми крутыми бортами). Этот врез прослеживается на картах толщин черепетского и кизеловского горизонтов по уменьшенным толщинам соответствующих отложений. Можно сделать вывод, что заложение данного вреза началось в черепетское время.

Врезы с прямыми крутыми бортами имеют относительно прямые границы; увеличение толщин происходит быстро; длина от 10 до 70 км; ширина 2-3 км. Наиболее длинный, слегка изгибающийся каньоноподобный врез с прямыми крутыми бортами протягивается в субширотном направлении на расстояние более 70 км через Зай-Каратайскую, Южно-Ромашкинскую, Абдрахмановскую площади. Толщина радаевско-бобриковских отложений в этом врезе изменяется от 15 до 35 м. Врез четко трассируется на карте толщин черепетско-кизеловских и чуть менее отчетливо на карте толщин радаевско-бобриковских отложений. Геологический профиль вкрест вреза с прямыми крутыми бортами (рис. 17) свидетельствует об утончении кизеловско-черепетских отложений на 12-15 м (30-40%) по сравнению со смежными участками. В то же время, толщина радаевско-бобриковских отложений увеличена во врезе на 5-10 м (30-70%) по сравнению со смежными участками. Таким образом, поперечный профиль заполнения вреза является асимметричным, так же как это наблюдается у удлиненных песчаных тел.

Локальные округлые врезы, включающие залежи угля, с толщиной радаевско-бобриковских отложений 30 м и более распространены на севере ЮТС (Сармановская и Ташлиярская площади), а также на обширной территории центральной и западной частях Западного склона ЮТС. Далее к западу зона распространения локальных округлых врезов продолжается на восточный борт Мелекесской впадины, т.е. на территорию так называемого Билярского поднятия (Муслимов и др., 1999), представляющего западное окончание турнейской изолированной карбонатной платформы.

Локальные округлые врезы хорошо трассируются на картах толщин малевско-упинского, черепетского и кизеловского горизонтов турнейского яруса. Детальное описание локальных округлых врезов, анализ их угленосности и связи с нефтеносностью представлены в работах (Гафуров и др., 2000; Хисамов и др., 2009).

Карта песчанистости радаевско-бобриковских отложений подготовлена для купольной части ЮТС и восточной части его Западного склона (рис. 18). Анализ карты и ее сравнение с картами толщин радаевско-бобриковских отложений, а также с картами толщин черепетско-кизеловского интервала турнейского яруса выявили следующие закономерности.



Рис. 17. Геологический профиль, иллюстрирующий изменение толщины радаевско-бобриковских отложений удлиненного каньоноподобного вреза: (А) положение профиля А-А' на карте; (Б) профиль скоррелированных скважин. Обозначения: Агк – двойной разностный параметр по кривой гамма-каротажа; Ангк – двойной разностный параметр по кривой нейтронного гамма-каротажа; ml+up – отложения малевского и упинского горизонтов нерасчлененные; chr – черепетский горизонт; kz – кизеловский горизонт; el+rd+bb – отложения елховских слоев, радаевского и бобриковского горизонтов нерасчлененные; tl – тульский горизонт

Территории, покрытые плащеобразными и мозаичными покровами радаевско-бобриковских отложений, характеризуются, как правило, пестрым мозаичным распространением песчаных тел (коэффициент песчанистости 50–70%) небольших размеров (первые километры). В ряде случаев (Алькеевская и Чишминская площади) намечается правильная линейная или дугообразная ориентировка некоторых песчаных тел на участках, имеющих примерно равную толщину радаевско-бобриковских отложений и на карте толщин (рис. 15) образующих



Рис. 18. Карта песчанистости радаевско-бобриковских отложений Южно-Татарского свода

однородные плащеообразные участки или мозаичные покровы. Как показывает карта толщин турнейского яруса (рис. 14), карбонатное основание на таких участках является достаточно однородным (без врезов).

Удлиненные каньоноподобные врезы выполнены как песчаным материалом, так и глинистым; иногда в таких врезах наблюдается пространственное чередование песчаных и глинистых участков. В частности, наиболее длинный, изгибающийся каньоноподобный врез с прямыми крутыми бортами, протягивающийся в субширотном направлении в пределах Ново-Елховской, Зай-Каратайской, Южно-Ромашкинской и Западно-Лениногорской площадей, в северной части заполнен преимущественно песчаным материалом, в центральной части содержит участки преимущественно глинистого состава, в юго-восточной части во врезе чередуются песчаные и глинистые участки.

Врез с изогнутыми расплывчатыми границами, протягивающийся в северо-восточном направлении в пределах Абдрахмановской, Павловской, Восточно-Сулеевской, Холмовской площадей и уверенно трассирующийся на карте толщин, на карте песчанистости не распознается, так как заполнен различными по песчанистости осадками. Закономерность этого заполнения требует дополнительного анализа.

Интересным примером является разветвляющийся каньоноподобный врез с прямыми крутыми бортами, протягивающийся в северо-восточном направлении в пределах Альметьевской, Восточно-Сулеевской и Алькеевской площадей. Этот врез четко выражен на карте толщин (увеличение толщины до 25 м на фоне 10–15 м). Карта песчанистости показывает, что врез заполнен преимущественно глинистыми породами (коэффициент песчанистости 0–20%), и только в северной части вреза доля песчаных пород увеличивается до 70%. gr M

– песчаные тела мозаичного облика могут быть не связаны напрямую с врезами и карстовыми процессами;
 они могли быть сформированы течениями (вариант – дрейфовые отложения; данный вывод нуждается в дополнительной проверке);

удлиненные каньоноподобные врезы, хорошо проявляющиеся на картах толщин, однозначно не коррелируют с увеличением песчанистости; некоторые из таких врезов преимущественно заполнены песчаным материалом, другие – преимущественно глинистым.

Обсуждение результатов

Три системы осадконакопления в раннем карбоне ЮТС Обобщение новых и опубликованных данных свидетельствует о том, что в раннем карбоне на изолированной карбонатной платформе ЮТС существовали три системы осадконакопления: карбонатная, торфяная (угленосная) и *терригенная*¹. Продолжительность существования карбонатной и торфяной систем сопоставима (1,5-2 млн лет). Накопление осадков в этих системах связано со стабилизацией условий бассейна. Карбонатная система работала во время стабильного и высокого стояния уровня моря (трансгрессивные этапы); с этой системой связано накопление преимущественно карбонатных отложений турне. Торфяная система работала во время стабильного и низкого стояния уровня моря (регрессивные этапы); эта система сформировала угленосные «врезовые» разрезы радаевско-бобриковских отложений визе. Терригенная система осадконакопления работала лишь в кратковременные трансгрессивные эпизоды повышения уровня моря; интенсивные морские течения, возникавшие во время этих эпизодов, способствовали сортировке, перемещению и аккумуляции осадочного материала, поступавшего из областей сноса. Так были сформированы «сводовые» разрезы радаевско-бобриковских отложений.

Трансгрессивные этапы и эпизоды составляют 2/10 продолжительности турнейско-ранневизейской геологической истории ЮТС. С ними связаны: в турнейском веке преимущественно карбонатное осадконакопление (Муслимов и др., 1999); в визейском веке перенос, сортировка, накопление алевритовых и песчаных тел как в карстовых врезах, так и на поверхности свода (Ларочкина, 2008) (площадные тела, дрейфовые отложения, контролируемые течениями).

Регрессивные этапы составляют 8/10 продолжительности турнейско-ранневизейской геологической истории ЮТС. С ними связаны: карстование карбонатных тел турнейского яруса (Муслимов и др., 1999) формирование эрозионно-карстового рельефа изолированной карбонатной платформы (Ларочкина, 2008); накопление торфяных (угленосных) отложений в карстовых врезах (Гафуров и др., 2000; Хисамов и др., 2009); разрушение осадков, сформировавшихся на своде и их перенос в прогибы ККСП (Хисамов и др., 2010).

Понимание того, что ЮТС в раннем карбоне представлял собой изолированную (в том числе от суши) карбонатную платформу, является важным, так как меняет представления о моделях осадконакопления. К началу визейского века на востоке ВЕП существовало множество изолированных карбонатных платформ, разделенных впадинами (Горожанина и др., 2019; Груздев, 2021), и ЮТС не был исключением. Карстовая эрозия ЮТС в конце турнейского века (косьвинское время) сформировала сложный рельеф поверхности, который напрямую влиял на последующее накопление визейских угленосных и терригенных осадков. Впервые необходимость учета палеогеоморфологии карбонатного основания бассейна осадконакопления при типизации разрезов терригенного карбона была показана И.А. Ларочкиной и С.Н. Мельниковым (1984), которые выделили несколько типов разрезов радаевско-бобриковских отложений для территории Западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины (табл. 1).

Анализ изученных керновых, геофизических, картографических материалов, опубликованных и фондовых данных подтвердил, что для территории ЮТС, его склонов и восточного борта Мелекесской впадины максимальная угленосность, свойственная разрезам врезового типа. Толщина таких разрезов, как и самих врезов, может находиться в пределах от 5 до 40 м; при этом толщина угольных пластов может составлять 2–5, 8–10, 20–30 м (табл. 1) (Ларочкина, Мельников, 1984; Ларочкина, 2008; Хисамов и др., 2009). В то же время не все врезы или их части могут содержать прослои угля (например, рис. 11).

В разрезах депрессионного типа, выделяемых в пределах ККСП, которая уже была полностью компенсирована к началу угленакопления (т.е. перестала существовать как система прогибов), встречаются тонкие пласты углей толщиною 0,05–0,2 м (Хисамов и др., 2009). Тонкие прослои углей (0,05–0,10 м) встречены нами и во многих скважинах сводового типа разреза (например, рис. 10).

Таким образом, факты свидетельствуют о том, что угленакопление в радаевско-бобриковское время было распространено на обширной территории Волго-Уральской области, а не ограничивалось исключительно эрозионно-карстовыми врезами турнейской поверхности.

Схемы осадконакопления терригенных и угленосных отложений

Накопление и сохранение *терригенных* и *торфяных* (угленосных) отложений различны по продолжительности (0,1 млн лет против 1,5–2 млн лет) и связаны с разными *системами осадконакопления*, зависящими от противо-положных – трансгрессивных и регрессивных – тектоноэвстатических этапов. Для этих отложений могут быть предложены отдельные, напрямую фациально не связанные между собой схемы осадконакопления.

Сокращенный («сводовый») терригенный тип разреза. Разрезы этого типа распространены на ЮТС (отсюда одно из наименований – «сводовый»), на бортах ЮТС и в пределах восточного борта Мелекесской впадины. Основными признаками сводовых разрезов являются небольшая толщина 5–15 м и сильная биотурбация (от 30% до 100%) пород. Многочисленные

¹Система накопления доманикоидных фаций в осевых зонах ККСП за пределами ЮТС в настоящей статье не рассматривается.

		r				
		Центральная	«Аккумулятивная равнина»		ина»	Para wing warm partowing to
Геоморфология Тип разреза		возвышенность (плато)	Северная	Южная	Юго-западная	Западная часть восточного борта Мелекесской впадины
ращен- ный	толщина, м	0-5 м	до 5 м		до 5 м	_
	тип разреза					
	коллекторы					
OK OK	толщина, м					
C	уголь					
	толщина, м	-	5-10 м		до 15 м	
ен-	тип разреза	-	песчано-гл	инистый	глинисто-песчаный,	
ич Лй					песчаный	
E9 H	коллекторы	-	1-2 пласта		1 пласт	
VB	толщина, м		2-4 м		3—10 м	
	уголь	_	не характерен			
()	толщина, м	от 5 до 40 м	до 20 м	более 10 м		
Iblě	Тип разреза	глинисто-углисто-	песчано-углуглисто-	песчаный и		
л Ц		песчаный	глининистый	глинисто-песчаный		
MC	коллекторы	1-4 пласта	3-4 пласта			
630 9H0	толщина, м	10-12 м (до 28 м)	маломощные			
Вр (локали	уголь : <u>пласты</u> толщина, м	пласты угля до половины мощности 8–12 м (до 30 м)	до 19,4 м	нет		
	толщина, м					30–40 м
сиў ой	Тип разреза					углисто-глинисто-песчаный
инс ССР	коллекторы					5 пластов
е Ке ица	толщина, м					20-25 м (до 40 м)
Лелс (плс мо	уголь: <u>пласты</u>					2-5 пластов
2	толщина, м					до 8-10 м

Табл. 1. Типы разрезов радаевско-бобриковских отложений Западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины по (Ларочкина, Мельников, 1984)

и разнообразные ихнофоссилии Planolites, Chondrites, Teichichnus, Zoophycos, Skolithos и Arenicolites указывают на формирование осадков в морских условиях с низкой гидродинамикой, ниже базиса штормовых волн, что характерно для ихнофации Zoophycos. Морской характер пород подтверждается находками замковых брахиопод Linoproductus sp.

Модель осадконакопления радаевско-бобриковских терригенных отложений сокращенного («сводового») типа разреза представляется в следующем виде. Трансгрессивные эвстатические эпизоды способствовали кратковременной ингрессии морского бассейна на эродированную и закарстованную поверхность изолированной карбонатной платформы. Экваториальные и приливноотливные течения усиливали друг друга и приводили к переработке, сортировке, переносу и накоплению хорошо сортированных алевритовых и песчаных осадков, сохранивших разнообразные ихнофоссилии морских донных организмов (рис. 19А). Интенсивная биотурбация осадков организмами-илоедами приводила к перемешиванию песчаных, алевритовых и глинистых слойков, что сказалось на нарушении первоначальной сортировки материала (рис. 12А, Б; рис. 13А–Д) и, как следствие, на ухудшении коллекторских свойств пород (см., например, (Данилова, 2008)).

В эрозионных врезах формирование трансгрессивных осадков происходило сходным образом (рис. 19Б–Г): во время трансгрессии осадки заполняли дно вреза (рис. 19Б); сохранялись во врезе даже во время регрессии (рис. 19В); захоронялись в результате осаждения следующей порции трансгрессивных осадков (рис. 19Г).

Вопрос о формировании во врезах песчаных тел с хорошей сортировкой материала является одним из наиболее сложных и дискуссионных. Многие исследователи связывают формирование врезовых песчаных осадков с аллювиальными процессами (Троепольский и др., 1974; см. библиографию в этой работе). Критические замечания к аллювиальной гипотезе формирования врезовых песчаных осадков содержатся в многочисленных публикациях И.А. Ларочкиной, аргументация которых обобщена ею в работе 2008 г. (Ларочкина, 2008).

На рис. 19Г приведена гипотетическая схема перемещения дрейфовых песчаных осадков (зрелых, хорошо сортированных, нередко биотурбированных), сформированных течениями на сводовой части карбонатной платформы, в эрозионно-карстовый врез. Сохранение этих осадков в карстовом врезе объясняет их локальное распространение, высокую зрелость и хорошую сортировку. Очередная морская трансгрессия захороняла песчаные отложения в эрозионно-карстовом врезе, перекрывая их следующей порцией песчано-алевритового материала (рис. 20А). Можно предположить, что терригенные радаевско-бобриковские осадки, сформированные в начальные фазы морской трансгрессии, могли сохраниться только во врезах, ниже пластов каменного угля (рис. 20Б). На основной территории ЮТС такие отложения отсутствуют.

Увеличенный («врезовый») угленосный тип разреза

Разрезы этого типа распространены на Западном и Северном склонах ЮТС и в пределах восточного борта Мелекесской впадины (Ларочкина, Мельников, 1984; Хисамов и др., 2009; Ларочкина, 2008). Выше было рассмотрено, каким образом регрессивные эвстатические этапы, наиболее длительные в раннекаменноугольной истории рассматриваемой территории (рис. 5, 6), приводили к сохранению терригенных осадков в карстовых врезах и к их эрозии на карбонатной платформе (рис. 19Б-Г; 20А-Б). gr M



Рис. 19. Схема формирования алевритовых и песчаных осадков в момент трансгрессии морского бассейна и их эрозия в момент регрессии: (А) сводовые разрезы; (Б–Г) последовательные стадии заполнения осадками развивающихся эрозионных врезов

В результате анализа разрезов скважин установлено, что процесс накопления терригенных осадков во врезах мог происходить как равномерно, без существенных перерывов (смежные фации имеют постепенные переходы), так и дискретно, неравномерно во времени (смежные фации резко отличаются друг от друга, например, песчаники сменяются аргиллитами или углистыми породами (например, рис. 8, 10).

Длительный регрессивный эвстатический этап привел к формированию обильного растительного покрова на обширной территории востока Волго-Уральской области (рис. 20В). Территория торфонакопления включала, по-видимому, бо́льшую часть турнейской изолированной карбонатной платформы, а именно всю территорию ЮТС, его склоны и восточный борт Мелекесской впадины, а также прилегающие участки бывшей ККСП, завершившей свое существование как системы прогибов в конце косьвинского времени.

В эрозионно-карстовых врезах формировались устойчивые болотные обстановки (рис. 20В), обеспечившие накопления мощных толщ торфа до 200–400 м в течение 1–2 млн лет. Впоследствии из этой толщи торфа образовались пласты каменного угля толщиною 20–40 м (при коэффициенте уплотнения 10:1).



Рис. 20. Схема формирования терригенных (алевритовых и песчаных) и угленосных отложений во врезах: (А) очередная порция осадка в момент трансгрессии морского бассейна; (Б) эрозия этой порции осадка на приподнятой поверхности свода во время регрессии; (В) формирование обильного растительного покрова и торфообразование на обширной территории востока Волго-Уральской области; сохранение залежей торфа во врезах

На прилегающих территориях свода и бывшей ККСП (полностью компенсированной) существовали неустойчивые обстановки торфонакопления. В этих обстановках накопление торфа происходило в короткие промежутки времени и часто нарушалось ингрессиями моря, либо накопившиеся залежи торфа часто разрушались эрозионными процессами. На большей части турнейской изолированной карбонатной платформы накопившиеся залежи торфа были разрушены эрозионными процессами (рис. 21А); несмотря на это, отдельные тонкие прослои угля наблюдаются во многих скважинах (рис. 8, 10).

Трансгрессивный тектоно-эвстатический этап в конце бобриковского времени привел к перекрытию торфа во врезах трансгрессивными алевро-песчаными осадками морской природы (рис. 21Б). Произошло захоронение торфа, его уплотнение и преобразование в уголь.

Процесс, рассмотренный выше и проиллюстрированный схемами, приведенными на рис. 20–21, мог повторяться в некоторой степени циклично, так как в разрезах скважин наблюдается чередование угленосных и трансгрессивных интервалов.

Заключение

1. Анализ хроностратиграфического каркаса нижнекаменноугольных отложений ЮТС оценивает продолжительность турнейского и начала визейского века (до тульского времени) почти в 20 млн лет. При этом продолжительность турне с преимущественным карбонатным осадконакоплением составляет около 12 млн лет, а продолжительность первой половины визейского века с накоплением терригенных и угленосных осадков – около 7 млн лет.

Короткие *трансгрессивные эпизоды*, во время которых происходило карбонатное (турне) и терригенное (ранний визе) осадконакопление, чередовались с более длительными регрессивными этапами, обусловившими карстование турнейской карбонатной платформы, формирование сложного эрозионно-карстового рельефа, накопление торфяных (угленосных) залежей в карстовых врезах, разрушение осадков на своде и их перенос в ККСП.

2. Накопление и сохранение *торфяных* (угленосных) и *терригенных* отложений различны по продолжительности (1,5–2 млн лет против 0,1 млн лет) и связаны с разными тектоно-эвстатическими этапами – регрессивным и трансгрессивным.

3. Ихнофациальный анализ керна скважин, пробуренных на своде и во врезах, установил четыре ихнокомплекса, в целом характерных для ихнофации Zoophycos, развивающейся в спокойных морских условиях, в хорошо сортированных субстратах, ниже базиса штормовых волн, при низкой энергии волнений и течений. Ихнокомплекс *Planolites–Skolithos*, более характерный для ихнофации Skolithos может быть связан с кратковременной регрессией морского бассейна и/или увеличением привноса осадочного материала.



Рис. 21. Схема сохранения угленосных отложений во врезах (A) и их захоронения завершающей трансгрессивной серией осадков при ингрессии морского бассейна (Б); T – трансгрессия; R – регрессия

4. Анализ структурной поверхности турнейского яруса показал, что интенсивность карстовых процессов усиливалась изолированным характером турнейской карбонатной платформы ЮТС и его склонов, располагавшейся на удалении от континентального склона Уральского палеоокеана и ограниченной по периферии Камско-Кинельской системой прогибов.

5. Карты толщин и песчанистости терригенных отложений карбона ЮТС, построенные по ГИС-данным 31000 скважин с помощью математического метода пространственной интерполяции Natural Neighbor и программного продукта ArcGIS Pro, являются новым инструментом анализа терригенных отложений карбона, сформированных как на своде, так и во врезах.

6. Накопление *терригенных* отложений включает: (а) трансгрессивные эвстатические эпизоды – кратковременные ингрессии морского бассейна на эродированную поверхность изолированной карбонатной платформы, во время которых происходило накопление алевритовых и песчаных, хорошо сортированных биотурбированных осадков, часто с разнообразными ихнофоссилиями морских донных организмов; (б) регрессивный тектоно-эвстатический этап приводил к *эрозии* отложений на своде; и их сохранению – во врезах.

7. Накопление торфяных (угленосных) отложений включает: (а) регрессивный эвстатический этап, во время которого был сформирован обильный растительный покров на обширной территории востока Волго-Уральской области и устойчивые болотные обстановки торфонакопления в понижениях (врезах) турнейской поверхности; (б) трансгрессивный этап – перекрытие торфа во врезах трансгрессивными алевро-песчаными осадками морской природы; захоронение торфа; его уплотнение и преобразование в уголь. Процесс мог идти в некоторой степени циклично, так как в разрезах наблюдается чередование угленосных и трансгрессивных интервалов.

8. Предложенные схемы осадконакопления не противоречат и дополняют концепции предыдущих исследований, согласуются с разработанными картами толщин и песчанистости терригенных отложений карбона, объясняя сложное, покровное, мозаичное и удлиненно-вытянутое распределение песчаных тел по площади; заполнение врезов осадками разных литологических типов.

Финансирование/Благодарности

Мы благодарим компанию ПАО «Татнефть» за предоставленные данные и разрешение на их использование в данной публикации. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Актуализированная стратиграфическая схема нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка (2023). Под ред. Н.К. Фортунатовой, Е.Л. Зайцевой, М.А. Бушуевой и др. М.: ВНИГНИ, (в печати).

Алексеев В.П. (2014). Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГГУ, 284 с.

Алиев М.М., Виссарионова А.Я., Кузнецов Ю.И., Семенова Е.Г., Съестнова Л.П., Травина Л.М., Хачатрян Р.О., Шельнова А.К., Яриков Г.М. (1975). Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 261 с.

Гафуров Ш.З., Ларочкина И.А., Тимофеев А.А., Хасанов Р.Р. (2000). Камский угольный бассейн. Угольная база России. Том 1. Угольные бассейны и месторождения Европейской части России (Северный Кавказ, Восточный Донбасс, Подмосковный, Камский, Печорский бассейны, Урал). М.: Геоинформмарк, с. 133–169.

Горожанина Е.Н., Горожанин В.М., Заграновская Д.Е., Захарова О.А. (2019). О строении Камско-Кинельской системы прогибов. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, (3), с. 9–20. https://doi. org/10.32454/0016-7762-2019-3-9-20

Груздев Д.А. (2021). Позднедевонско-раннекаменноугольные изолированные карбонатные платформы на севере Урала и Пай-Хоя. Вестник геонаук, 10(322), с. 3–15. https://doi.org/10.19110/geov.2021.10.1

Губарева В.С. (2003). Каменноугольная система. *Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника*. Под ред. Б.В. Бурова. М.: ГЕОС, с. 103–124.

Данилова Т.Е. (2008). Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя республики Татарстан. Терригенные породы девона и нижнего карбона. Казань: Плутон, 440 с.

Ларочкина И.А. (2005). Принципы расчленения, идентификации и корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений. *Георесурсы*, 2(17), с. 15–19.

Ларочкина И.А. (2008). Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО ПФ Гарт, 210 с.

Ларочкина И.А., Мельников С.Н. (1984). Палеогеоморфология юго-востока Татарии в раннекаменноугольное время. *Геоморфология*, (3), с. 65–69.

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова Е.Н., Новикова И.П. (2010). Влияние эрозионно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях. *Георесурсы*, 3(35), с. 38–41.

Ларочкина И.А., Михайлова Е.Н., Новиков И.П. (2011). Бобриковские врезы как объекты высокоэффективной разработки месторождений (на примере Ульяновского месторождения). *Георесурсы*, 4(40), с. 27–30.

Махлина М.Х., Вдовенко М.В., Алексеев А.С., Бывшева Т.В., Донакова Л.М., Жулитова В.Е., Кононова Л.И., Умнова Н.И., Шик Е.М. (1993). Нижний карбон Московской синеклизы и Воронежской антеклизы. М.: Наука, 221 с.

Микулаш Р., Дронов А.В. (2006). Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 122 с.

Муслимов Р.Х. (2007). Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Т. 1. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: ФЭН, 316 с.

Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендарев В.В. (1999). Геология турнейского яруса Татарстана. Казань: Мониторинг, 186 с.

Познер В.М. (1975). Каменноугольный период. Палеогеография. Палеогеография СССР. Объяснительная записка к Атласу литологопалеогеографических карт СССР. Т. 2. Девонский, каменноугольный, пермский периоды. М.: Недра, с. 62–119.

Познер В.М., Кирина Т.И., Порфирьев Г.С. (1957). Волго-Уральская нефтеносная область. Каменноугольные отложения. *Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института*, 112. Ленинград: Гостоптехиздат, 312 с.

Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Морозов В.П., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М., Нургалиева Н.Г., Толоконникова З.А., Королев Э.А., Судаков В.А., Смирнова А.В., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Нойкин М.В., Косарев В.Е., Никонорова Д.А., Ахметов Р.Ф. (2022). Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 24(4), с. 12–39. https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2

Силантьев В.В., Гутак Я.М., Тихомирова М., Куликова А.В., Фелькер А.С., Уразаева М.Н., Пороховниченко Л.Г., Карасев Е.В., Бакаев А.С., Жаринова В.В., Наумчева М.А. (2023). Первые радиометрические датировки тонштейнов из угленосных отложений Кузнецкого бассейна: U-Pb-геохронология тайлуганской свиты. *Георесурсы*, 25(2), с. 203–227. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.15

Смелков В.М., Тухватуллин Р.К., Успенский Б.В. (2007). Нефтегазоносность палеозойских отложений Татарстана. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Т. 1. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: ФЭН, с. 66–97. Троепольский В.И., Бадамшин Э.З., Тухватуллин Р.К. (1974). Закономерности развития нефтеносности и методика поисковых работ в Камско-Кинельской системе прогибов на территории Татарии. Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья, 4. Казань: Изд-во Казанского университета, с. 3–28.

Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. (2023). Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы к актуализации стратиграфической схемы). Под ред. Н.К. Фортунатовой. М.: Изд-во ВНИГНИ, 288 с.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. (2009). Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. Казань: ФЭН, 159 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: ФЭН, 283 с.

Шельнова А.К., Желтова А.Н., Блудорова Е.А. (1966). Типы разрезоа нижнего карбона, развитые на территории Татарской АССР. Доклады Академии наук СССР, 171(2), с. 435–438.

Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L.I., Stepanova, T.I. (2022). Russian regional Carboniferous stratigraphy. *Geological Society, London, Special Publications*, 512(1), pp. 49–117. https://doi.org/10.1144/SP512-2021-134

Aretz M., Herbig H.G., Wang X.D., Gradstein F.M., Agterberg F.P., Ogg, J.G. Chapter 23 – The Carboniferous Period. (2020). *Geologic Time Scale 2020*. Amsterdam: Elsevier, pp. 811–874. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00023-1

Balseiro D., Powell M.G. (2020). Carbonate collapse and the late Paleozoic ice age marine biodiversity crisis. *Geology*, 48(2), pp. 118–122. https://doi.org/10.1130/G46858.1

Blakey R. (2020). Deep Time Maps Inc. https://deeptimemaps.com

Buggisch W., Joachimski M.M., Sevastopulo G., Morrow J.R. (2008). Mississippian δ13Ccarb and conodont apatite δ18O records–Their relation to the Late Palaeozoic Glaciation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 268(3–4), pp. 273–292. https://doi.org/10.1016/j. palaeo.2008.03.043

Croizé D., Renard F., Gratier, J.-P. Chapter 3. (2013). Compaction and Porosity Reduction. *Carbonates: A Review of Observations, Theory, and Experiments. Advances in Geophysics,* Ed. R Dmowska. Amsterdam: Elsevier, V. 54, pp. 181–238. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-380940-7.00003-2

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D., Gradstein F.M., Hammer, O. (2012). The Carboniferous period. In: *Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds). The Geologic Time Scale 2012*, V. 2. Elsevier, Amsterdam, pp. 603–651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

Droser M.D., Bottjer D.J. (1986). A semiquantitative field classification of ichnofabric. *Journal of Sedimentary Petrology*, 56(4), pp. 556–559. https://doi.org/10.1306/212F89C2-2B24-11D7-8648000102C1865D

Emiliani C. (1966). Paleotemperature Analysis of Caribbean Cores P6304-8 and P6304-9 and a Generalized Temperature Curve for the past 425,000 Years. *The Journal of Geology*, 74(2), pp. 109–124. https://doi.org/10.1086/627150

Fielding C.R., Frank T.D., Birgenheier L.P., Rygel M.C., Jones A.T., Roberts J. (2008). Stratigraphic imprint of the Late Palaeozoic Ice Age in eastern Australia: a record of alternating glacial and nonglacial climate regime. *Journal of the Geological Society, London*, 165, pp. 129–140. https://doi. org/10.1144/0016-76492007-036

Fikri H.N., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gross D. (2022). Organic geochemistry and petrography in Miocene coals in the Barito Basin (Tutupan Mine, Indonesia): Evidence for astronomic forcing in kerapah type peats. *International Journal of Coal Geology*, 256(February), 103997. https://doi. org/10.1016/j.coal.2022.103997

Golonka J. (2002). Plate-tectonic maps of the Phanerozoic. *Society* for Sedimentary Geology Special Publications, 72, pp. 21–75. https://doi. org/10.2110/pec.02.72.0021

Gulbranson E.L., Montañez I.P., Schmitz M.D., Limarino C.O., Isbell J.L., Marenssi S.A., Crowley J.L. (2010). High-precision U-Pb calibration of Carboniferous glaciation and climate history, Paganzo Group, NW Argentina. *GSA Bulletin*, 122(9–10), pp. 1480–1498. https://doi.org/10.1130/B30025.1

Haq B.U., Schutter S.R. (2008). A chronology of Paleozoic sealevel changes. Science 322 (5898), pp. 64–68. https://doi.org/10.1126/ science.1161648

Kalvoda J. (2002). Late Devonian-Early Carboniferous Foraminiferal Fauna: Zonations, Evolutionary events, paleobiogeography and tectonic implications. Masaryk University, Brno. Czech Republic, 39 p.

Knaust D. (2017). Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation. Springer, Switzerland, 209 p. https://doi. org/10.1007/978-3-319-49837-9

Kukal Z. (1971). Geology of Recent sediments. London: Academic Press, 490 p.

Mii H.-S., Grossman E.L., Yancey T.E., Chuvashov B., Egorov A. (2001). Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform: Evidence for the onset of Mid-Carboniferous glaciation. *Chemical Geology*, 175, p. 133147. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(00)00366-1

Moore T.A., Shearer J.C. (2003). Peat/coal type and depositional environment – Are they related? *International Journal of Coal Geology*, 56(3–4), pp. 233–252. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00114-9

Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R.A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A. et al. (1996). Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: Dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 23–63. https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00228-4

Saltzman M.R. (2003). Late Paleozoic ice age: Oceanic gateway or pCO2? Geology 31, pp. 151–154. https://doi.org/10.1130/0091-7613(2003)031<0151:LP IAOG>2.0.CO;2

Scotese C. R. (2010). PALEOMAP Project. http://www.scotese.com/earth.htm

Seilacher A. (1964). Sedimentological classification and nomenclature of trace fossils. *Sedimentology*, 3, pp. 256–263.

Seilacher A. (1967). Bathymetry of trace fossils. *Marine Geology*, 5(5–6), pp. 413–428. https://doi.org/10.1016/0025-3227(67)90051-5

Shinn E.A., Robbin D.M. (1983). Mechanical and chemical compaction in fine-grained shallow-water limestones. *Journal* of Sedimentary Petrology, 53(2), pp. 595–618. https://doi. org/10.1306/212F8242-2B24-11D7-8648000102C1865D

Sibson R. (1981). A brief description of natural neighbor interpolation (Ch. 2). Interpreting Multivariate Data. Chichester: John Wiley, pp. 21–36.

Torsvik T.H., Cocks L.R.M. (2017). Earth History and Palaeogeography. Cambridge University Press, Cambridge, UK. https://doi. org/10.1017/9781316225523

Van Hengstum P.J., Maale G., Donnelly J.P., Albury N.A., Onac B.P., Sullivan R.M., Winkler T.S., Tamalavage A.E., MacDonald D. (2018). Drought in the northern Bahamas from 3300 to 2500 years ago. *Quaternary Science Reviews*, 186, pp. 169–185. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2018.02.014

Wright V.P., Vanstone S.D. (2001). Onset of Late Palaeozoic glacioeustasy and the evolving climates of low latitude areas: a synthesis of current understanding. *Journal of the Geological Society*, 276, pp. 579–582. https:// doi.org/10.1144/jgs.158.4.579

Сведения об авторах

Владимир Владимирович Силантьев – доктор геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18 e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Марат Фанисович Валидов – ведущий инженер, начальник петрофизического отдела, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Динара Надировна Мифтахутдинова – ассистент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа имени акад. А. А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Эдуард Анатольевич Королев – кандидат геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа имени акад. А. А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет Воссия, 420008, Казанский и Кромдорогод, д. 18

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Булат Галиевич Ганиев – кандидат тех. наук, начальник департамента, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат тех. наук, заместитель начальника департамента, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Кирилл Дмитриевич Шуматбаев – кандидат геол.минерал. наук, главный эксперт (по петрофизическим исследованиям), Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Ришат Минехарисович Хабипов – начальник отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Владислав Анатольевич Судаков – заместитель директора института по инновационный деятельности, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Юлия Альфитовна Ахмадуллина – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Ксения Андреевна Голод – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Алексей Александрович Леонтьев – ведущий инженер, начальник отдела интерпретации ГИС, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Руслан Рамилевич Шамсиев – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Дарья Александровна Никонорова — лаборант, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия 420008 Казаш ул Крамдерогов д 18

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Светлана Сергеевна Крикун — лаборант, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Михаил Владимирович Нойкин – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Элина Айратовна Абдуллина – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 04.09.2023; Принята к публикации 25.09.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Visean terrigenous sediments of the South Tatar Arch (Volga-Urals oil and gas bearing province) – multifacial filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform

V.V. Silantiev^{1*}, *M.F. Validov*¹, *D.N. Miftakhutdinova*¹, *N.G. Nourgalieva*¹, *E.A. Korolev*¹, *B.G. Ganiev*², *A.A. Lutfullin*², *K.D. Shumatbaev*², *R.M. Khabipov*², *V.A. Sudakov*¹, *Yu.A. Akhmadullina*¹, *K.A. Golod*¹, *A.A. Leontev*¹, *R.R. Shamsiev*¹, *D.A. Nikonorova*¹, *S.S. Krikun*¹, *M.V. Noykin*¹, *E.A. Abdullina*¹

gr M

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

² Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Vladimir V. Silantiev, e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Abstract. The paper presents new thickness and sandiness maps of the Visean terrigenous strata (Radayevkian and Bobrikian regional stages, Lower Carboniferous) of the South Tatar Arch, constructed using the "Natural Neighbour" spatial interpolation method in ArcGIS Pro software based on the analysis of geophysical survey data for more than 30,000 boreholes.

The interpretation of the maps in combination with the results of sedimentological, ichnotextural and petrophysical core studies, supplemented by the analysis of archival and published materials, provided an opportunity to update the approach to modelling the sedimentation of the terrigenous Lower Carboniferous of the South Tatar Arch. The proposed sedimentation models of terrigenous and coal-bearing sediments take into account the chronostratigraphic data, the karstification of isolated carbonate platforms, the sediment accumulation rates and the ichnotextural characteristics of the sediments. It is concluded that the accumulation and preservation of terrigenous and peat (coal-bearing) sediments differ in duration (0.1 million years vs. 1.5–2 million years) and are consequently associated with transgressive and regressive phases.

The accumulation of terrigenous sediments includes: (a) transgressive eustatic episodes – short-term incursions of a marine basin onto the eroded surface of an isolated carbonate platform, during which silty and sandy, wellsorted bioturbated sediments were accumulated, often with a variety of ichnofossils of marine benthic organisms; (b) the regressive eustatic phase resulted in the predominant erosion of sediments on the arch; whereas sediments in the incisions were largely preserved. The accumulation of peat (coal-bearing) deposits includes (a) the regressive eustatic phase, during which the vast area of the eastern Volga-Urals region was covered with flourishing vegetation and stable swamp environments were forming in the incisions of the Tournaisian surface; (b) the transgressive phase – the peat was overlaid and buried by transgressive marine silt-sand sediments; then it was compacted and transformed into coal. The alternation of coal-bearing and transgressive intervals indicates the cyclicity of these processes.

The proposed sedimentation models extend the concepts of previous studies and are consistent with the developed maps of thickness and sandiness of the Lower Carboniferous terrigenous sediments, explaining the complex, covering and mosaic distribution of sand bodies over the area, as well as the filling of incisions with sediments of different lithological types.

Keywords: sedimentation, terrigenous Carboniferous, Bobrikian regional stage, incisions, Volga-Urals, oil-bearing, reservoir rocks

Recommended citation: Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Nourgalieva N.G., Korolev E.A., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Sudakov V.A., Akhmadullina Yu.A., Golod K.A., Leontev A.A., Shamsiev R.R., Nikonorova D.A., Krikun S.S., Noykin M.V., Abdullina E.A. (2023). Visean terrigenous sediments of the South Tatar Arch (Volga-Urals oil and gas bearing province) – multifacial filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 3–28. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.1

www.geors.ru ГЕОРЕСУРСЫ 25

Acknowledgements

We thank Tatneft PJSC for the data and permission to use them in this publication. The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement 075-15-2022-299 within the framework of the program of creation and development of NCMU "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet".

References

Actualised stratigraphic scheme of Lower Carboniferous sediments of the Volga-Ural subregion. *Explanatory note*, 2023. Eds. N.K. Fortunatova, E.L. Zaytseva, M.A. Bushueva et al. Moscow: VNIGNI Publ, (in press). (In Russ.)

Alekseev V.P. (2014). Atlas of subaquatic facies of the Lower Cretaceous sediments of Western Siberia (Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra). Ekaterinburg: Ural State Mining University Publ, 284 p. (In Russ.)

Aliev M.M., Vissarionova A.Y., Kuznetsov J.I., Semenova E.G., Sjestnova L.P., Travina L.M., Khachatryan R.O., Shelnova A.K., Yarikov G.M. (1975). Carboniferous of the Volga-Urals oil and gas bearing province. Moscow: Nedra Publ, 261 p. (In Russ.)

Aretz M., Herbig H.G., Wang X.D., Gradstein F.M., Agterberg F.P., Ogg, J.G. Chapter 23 – The Carboniferous Period. (2020). *Geologic Time Scale 2020.* Amsterdam: Elsevier, pp. 811–874.

Balseiro D., Powell M.G. (2020). Carbonate collapse and the late Paleozoic ice age marine biodiversity crisis. *Geology*, 48(2), pp. 118–122. https://doi.org/10.1130/G46858.1

Blakey R. (2020). Deep Time Maps Inc. https://deeptimemaps.com

Buggisch W., Joachimski M.M., Sevastopulo G., Morrow J.R. (2008). Mississippian δ13Ccarb and conodont apatite δ18O records–Their relation to the Late Palaeozoic Glaciation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 268(3–4), pp. 273–292. https://doi.org/10.1016/j. palaeo.2008.03.043

Croizé D., Renard F., Gratier, J.-P. Chapter 3. (2013). Compaction and Porosity Reduction. *Carbonates: A Review of Observations, Theory, and Experiments. Advances in Geophysics*, Ed. R Dmowska. Amsterdam: Elsevier, V. 54, pp. 181–238. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-380940-7.00003-2

Danilova T.E. (2008). Atlas of rocks of the main oil-bearing horizons of the Paleozoic of the Republic of Tatarstan. Terrigenous rocks of Devonian and Lower Carboniferous. Kazan: Pluton Publ, 440 p. (In Russ.)

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D., Gradstein F.M., Hammer, O. (2012). The Carboniferous period. In: *Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds). The Geologic Time Scale 2012*, V. 2. Elsevier, Amsterdam, pp. 603–651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

Droser M.D., Bottjer D.J. (1986). A semiquantitative field classification of ichnofabric. *Journal of Sedimentary Petrology*, 56(4), pp. 556–559. https://doi.org/10.1306/212F89C2-2B24-11D7-8648000102C1865D

Emiliani C. (1966). Paleotemperature Analysis of Caribbean Cores P6304-8 and P6304-9 and a Generalized Temperature Curve for the past 425,000 Years. *The Journal of Geology*, 74(2), pp. 109–124. https://doi.org/10.1086/627150

Fielding C.R., Frank T.D., Birgenheier L.P., Rygel M.C., Jones A.T., Roberts J. (2008). Stratigraphic imprint of the Late Palaeozoic Ice Age in eastern Australia: a record of alternating glacial and nonglacial climate regime. *Journal of the Geological Society, London*, 165, pp. 129–140. https://doi. org/10.1144/0016-76492007-036

Fikri H.N., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gross D. (2022). Organic geochemistry and petrography in Miocene coals in the Barito Basin (Tutupan Mine, Indonesia): Evidence for astronomic forcing in kerapah type peats. *International Journal of Coal Geology*, 256(February), 103997. https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.103997

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. (2023). Stratigraphy of the Lower Carboniferous of the Volga-Ural subregion (materials for updating the stratigraphic scheme). Ed. by N.K. Fortunatova. Moscow: VNIGNI Publ., 288 p. (In Russ.)

Gafurov Sh.Z., Larochkina I.A., Timofeev A.A., Khasanov R.R. (2000). Kama Coal Basin. *Coal base of Russia. Vol 1. Coal basins and deposits of the European part of Russia (Northern Caucasus, Eastern Donbass, Moscow Region, Kama basin, Pechora basin, Urals).* Moscow: ZAO Geoinformmark Publ., pp. 133–169. (In Russ.)

Golonka J. (2002). Plate-tectonic maps of the Phanerozoic. *Society* for Sedimentary Geology Special Publications, 72, pp. 21–75. https://doi. org/10.2110/pec.02.72.0021 Gorozhanina E.N., Gorozhanin V.M., Zagranovskaya D.E., Zakharova O.A. (2019). About the structure of the Kama-Kinel trough system. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 3, pp. 9–20. (In Russ.) https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-3-9-20

Gruzdev D.A. (2021). Late Devonian-Early Carboniferous isolated carbonate platforms of the North of the Urals and Pay-Khoy. *Vestnik geonauk*, 10(322), pp. 3–15. (In Russ.) https://doi.org/10.19110/geov.2021.10.1

Gubareva V.S. (2003). Carboniferous system. *Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics*. Ed. B.V. Burov. Moscow: GEOS, pp. 103–124. (In Russ.)

Gulbranson E.L., Montañez I.P., Schmitz M.D., Limarino C.O., Isbell J.L., Marenssi S.A., Crowley J.L. (2010). High-precision U-Pb calibration of Carboniferous glaciation and climate history, Paganzo Group, NW Argentina. *GSA Bulletin*, 122(9–10), pp. 1480–1498. https://doi.org/10.1130/B30025.1

Haq B.U., Schutter S.R. (2008). A chronology of Paleozoic sealevel changes. Science 322 (5898), pp. 64–68. https://doi.org/10.1126/ science.1161648

Kalvoda J. (2002). Late Devonian-Early Carboniferous Foraminiferal Fauna: Zonations, Evolutionary events, paleobiogeography and tectonic implications. Masaryk University, Brno. Czech Republic, 39 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Gafurov Sh.Z., Khasanov R.R. (2009). Geology and resources of the Kama coal basin in the territory of the Republic of Tatarstan. Kazan: FEN Publ, 159 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaydullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudintsev E.A. (2010). Geology of carbonate complexly constructed reservoirs of the Devonian and Carboniferous of Tatarstan. Kazan: FEN Publ, 283 p. (In Russ.)

Knaust D. (2017). Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation. Springer, Switzerland, 209 p. https://doi. org/10.1007/978-3-319-49837-9

Kukal Z. (1971). Geology of Recent sediments. London: Academic Press, 490 p.

Larochkina I.A. (2005). Principles of subdivision, identification and correlation of the terrigenous Lower Carboniferous sequences. *Georesursy* = *Georesources*, 2(17), pp. 15–19. (In Russ.)

Larochkina I.A. (2008). Geological bases of prospecting and exploration of oil and gas fields in the Republic of Tatarstan. Kazan: LLC PF Gart Publ, 210 p. (In Russ.)

Larochkina I.A., Melnikov S.N. (1984). Palaeogeomorphology of south-eastern Tatarstan in the Early Carboniferous. *Geomorfologiya* = *Geomorphology*, 3, pp. 65–69. (In Russ.)

Larochkina I.A., Ganiev R.R., Mikhaylova E.N., Novikova I.P. (2010). Influence of erosion and karst incisions on the location of oil deposits in the Radaevkian-Bobrikovian sediments. *Georesursy* = *Georesources*, 3(35), pp. 38–41. (In Russ.)

Larochkina I.A., Mikhaylova E.N., Novikov I.P. (2011). Bobrikov partial barriersas objects of highly effective exploitation of deposit (on example of Ulyanovsk deposit). *Georesursy = Georesources*, 4(40), pp. 27–30. (In Russ.)

Makhlina M.H.,. Vdovenko M.V., Alekseev A.S., Byvsheva T.V., Donakova L.M., Zhulitova V.E., Kononova L.I., Umnova N.I., Shik E.M. (1993). The Lower Carboniferous of the Moscow Syneclise and Voronezh Anteclise. Moscow: Nauka, 221 p. (In Russ.)

Mii H.-S., Grossman E.L., Yancey T.E., Chuvashov B., Egorov A. (2001). Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform: Evidence for the onset of Mid-Carboniferous glaciation. *Chemical Geology*, 175, p. 133147. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(00)00366-1

Mikulash R., Dronov A.V. (2006). Paleoichnology – an introduction to the study of fossil traces of vital activity. Prague: Geological Institute of the Academy of Sciences of the Czech Republic, 122 p. (In Russ.)

Moore T.A., Shearer J.C. (2003). Peat/coal type and depositional environment – Are they related? *International Journal of Coal Geology*, 56(3–4), pp. 233–252. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00114-9

Muslimov R.Kh., ed. (2007). Oil and gas resources of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields. Vol. 1. Kazan: Fen Publ, 316 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Vasyasin G.I., Shakirov A.N., Chendarev V.V. (1999). Geology of the Tournaisian Stage of Tatarstan. Kazan: Monitoring Publ, 186 p. (In Russ.)

Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R.A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A. et al. (1996). Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: Dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 23–63. https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00228-4

Pozner V.M. (1975). Carboniferous period. Palaeogeography. Palaeogeography of the USSR. Explanatory note to the Atlas of the Lithological and Palaeogeographic Maps of the USSR. Vol. 2. Devonian, Carboniferous, Permian. Moscow: Nedra Publ, pp. 62–119. (In Russ.) Pozner V.M., Kirina T.I., Porfiriev G.S. (1957). Volga-Ural oil-bearing province. Carboniferous deposits. *Proceedings of the All-Union Petroleum Research Geological Exploration Institute*, 112. Leningrad: Gostoptekhizdat Publ, 312 p. (In Russ.)

Saltzman M.R. (2003). Late Paleozoic ice age: Oceanic gateway or pCO2? Geology 31, pp. 151–154. https://doi.org/10.1130/0091-7613(2003)031<0151:LP IAOG>2.0.CO;2

Scotese C. R. (2010). PALEOMAP Project. http://www.scotese.com/earth.htm

Seilacher A. (1964). Sedimentological classification and nomenclature of trace fossils. *Sedimentology*, 3, pp. 256–263.

Seilacher A. (1967). Bathymetry of trace fossils. *Marine Geology*, 5(5–6), pp. 413–428. https://doi.org/10.1016/0025-3227(67)90051-5

Shelnova A.K., Zheltova A.N., Bludorova E.A. (1966). Types of the Lower Carboniferous sections developed in the Tatar ASSR. *Doklady Akademii Nauk USSR*, 171(2), pp. 435–438. (In Russ.)

Shinn E.A., Robbin D.M. (1983). Mechanical and chemical compaction in fine-grained shallow-water limestones. *Journal* of Sedimentary Petrology, 53(2), pp. 595–618. https://doi. org/10.1306/212F8242-2B24-11D7-8648000102C1865D

Sibson R. (1981). A brief description of natural neighbor interpolation (Ch. 2). Interpreting Multivariate Data. Chichester: John Wiley, pp. 21–36.

Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Morozov V.P., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Nurgalieva N.G., Tolokonnikova Z.A., Korolev E.A., Sudakov V.A., Smirnova A.V., Golod K.A., Leontiev A.A., Shamsiev R.R., Noykin M.V., Kosarev V.E., Nikonorova D.A., Akhmetov R.F. (2022). Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia. *Georesursy* = *Georesources*, 24(4), pp. 12–39. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2

Silantiev V.V., Gutak Ya.M., Tichomirowa M., Kulikova A.V., Felker A.S., Urazaeva M.N., Porokhovnichenko L.G., Karasev E.V., Bakaev A.S., Zharinova V.V., Naumcheva M.A. (2023). First radiometric dating of tonsteins from coal-bearing succession of the Kuznetsk Basin: U-Pb geochronology of the Tailugan Formation. *Georesursy* = *Georesources*, 25(2), pp. 203–227. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.15

Smelkov V.M., Tukhvatullin R.K., Uspensky B.V. (2007). Oil and gas resources of the Paleozoic reservoirs of Tatarstan. *Oil and gas resources of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields.* Vol. 1. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan: Fen Publ, pp. 52–65. (In Russ.)

Torsvik T.H., Cocks L.R.M. (2017). Earth History and Palaeogeography. Cambridge University Press, Cambridge, UK. https://doi. org/10.1017/9781316225523

Troepolskiy V.I., Badamshin E.Z., Tukhvatullin R.K. (1974). Patterns of oil-bearing development and prospecting techniques in the Kama-Kinel trough system in the territory of Tatarstan. *Problems of geology and oil resources of the Middle Volga region*, 4. Kazan: Kazan University Publ., pp. 3–28. (In Russ.)

Van Hengstum P.J., Maale G., Donnelly J.P., Albury N.A., Onac B.P., Sullivan R.M., Winkler T.S., Tamalavage A.E., MacDonald D. (2018). Drought in the northern Bahamas from 3300 to 2500 years ago. *Quaternary Science Reviews*, 186, pp. 169–185. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2018.02.014

Wright V.P., Vanstone S.D. (2001). Onset of Late Palaeozoic glacioeustasy and the evolving climates of low latitude areas: a synthesis of current understanding. *Journal of the Geological Society*, 276, pp. 579–582. https:// doi.org/10.1144/jgs.158.4.579

About the Authors

Vladimir V. Silantiev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Marat F. Validov – Lead Engineer, Head of Petrophysical Department, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Dinara N. Miftakhutdinova – Assistant of Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Nouria G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology named after Academician A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Eduard A. Korolev-Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Bulat G. Ganiev – Head of the Department of Field Development, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Kirill D. Shumatbaev – Chief Expert (on petrophysical research), Department of Field Development, Tatneft PJSC 75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

75 Lenin St., 7 Miletyevsk, 425450, Russian Federation

Rishat M. Khabipov – Head of the Field Development and Subsoil Use Monitoring Division, Department of Field Development, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director of the Institute for Innovation, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Yuliya A. Akhmadullina – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Kseniya A. Golod – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Aleksey A. Leontev – Lead Engineer, Head of Well Logging Interpretation Department, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Ruslan R. Shamsiev – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Daria A. Nikonorova – Assistant, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation Svetlana S. Krikun – Assistant, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Mikhail V. Noykin – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation Elina A. Abdullina – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

> Manuscript received 4 September 2023; Accepted 25 September 2023; Published 30 December 2023

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2

УДК 553.982

Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса

gr≁∕∾

Д.Ю. Калачева^{*}, И.А. Санникова, Н.В. Морозов ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

В настоящей работе на основе комплексного геохимического изучения каменного материала и флюидов доказано, что углесодержащие отложения нижне- и среднеюрского комплекса Западной Сибири на южных окраинах Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов могут генерировать жидкие углеводороды. Установлено, что нефтегенерационный потенциал углесодержащих отложений зависит от палеогеографических условий захоронения исходного органического вещества, обогащенности пород мацералами группы липтинита. Комплекс исследований включал в себя пиролитический анализ углей, углистых аргиллитов пород нижней и средней юры, изучение мацерального состава и измерение показателей отражательной способности, выделение экстрактов с последующим определением углеводородного и изотопного состава, а также изучение состава нефтей района работ, отобранных как в пределах юрского, так и мелового комплексов. Территория исследования охватывает ряд месторождений, приуроченных к Фроловской мегавпадине и Южно-Надымской мегамоноклизе. Результатом работ стало выделение и обоснование значимых геохимических характеристик дополнительного источника углеводородов – углей и углистых аргиллитов нижней и средней юры, ранее не доказанного в периметре работ, вклад которого в формирование нефтегазоносности подтвержден по фактической корреляции углеводородных, изотопных характеристик флюидов и сингенетичных битумоидов (экстрактов), извлеченных из углесодержащих нефтегазоматеринских пород. Для генетической типизации битумоидов и нефтей применялся кластерный анализ и метод главных компонент. Выводы, полученные по данным геохимических исследований, позволяют говорить о возможной перспективности нижне- и среднеюрских отложений с точки зрения обнаружения скоплений углеводородов.

Ключевые слова: нижняя юра, средняя юра, уголь, мацерал, органическое вещество, Западная Сибирь, липтинит, нефтегазоматеринские породы, пиролиз, кинетические исследования, углеводороды, битумоид, палеогеография, болото, углеводородная система, миграция, баженовская свита

Для цитирования: Калачева Д.Ю., Санникова И.А., Морозов Н.В. (2023). Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса. *Георесурсы*, 25(4), с. 29–41. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2

Введение

Основной нефтегазоматеринской породой (НГМП) на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, с которой генетически связано более 80% общей массы геологических ресурсов нефти Западной Сибири, принято считать верхнеюрские высокоуглеродистые отложения баженовской свиты (Конторович и др., 1999; Прищепа и др., 2014). Вклад органического вещества (ОВ) НГМП баженовской свиты в формирование нефтегазоносности юрского и мелового комплексов подтвержден в многочисленных работах как по результатам моделирования углеводородных систем (Morozov et al., 2016 и др.), так и по результатам прямой корреляции биомаркерных характеристик нефтей и сингенетичных битумоидов,

© 2023 Коллектив авторов

извлеченных из баженовской НГМП (Морозов и др., 2019; Гончаров и др., 2010; Фомин и др., 2011; Конторович и др., 1994). Помимо баженовской, нефтепроизводящими породами также могут являться аргиллиты нижнеюрской тогурской свиты, тип ОВ которой меняется в широких пределах: преобладает ОВ II и III типов, их смесь в различных соотношениях (Конторович и др., 1998 и др.). І тип ОВ тогурской НГМП встречается значительно реже. Стоит отметить сравнительно невысокую степень изученности НГМП тогурской свиты методами геохимии по сравнению с баженовской НГМП на лицензионных участках (ЛУ), входящих в периметр работ.

В настоящей работе по результатам проведенных геохимических исследований подробно изучен еще один тип НГМП, способный генерировать жидкие углеводороды (УВ) – угли, углистые аргиллиты нижне- и среднеюрского комплекса, обогащенные мацералами группы липтинита. На текущий момент углесодержащие НГМП нижней и средней юры учитываются при построении модели углеводородных систем в ООО «Газпромнефть НТЦ»

^{*} Ответственный автор: Дарья Юрьевна Калачева

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

с целью выполнения количественного прогноза процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Основываясь на мировом опыте изучения углесодержащих НГМП, имеются свидетельства генерации жидких УВ углистыми НГМП и углями разного стратиграфического возраста в различных осадочных бассейнах по всему миру. Источником большинства известных крупных скоплений жидких УВ, полученных из углесодержащих НГМП, являются кайнозойские угли. Известные примеры включают бассейн Таранаки (Новая Зеландия) (Killops et al., 1994), бассейн Кутей (Индонезия), бассейн Гиппсленд (Австралия) (Wilkins, George, 2002). Также известно о нефтяных скоплениях, генетически связанных с углесодержащими НГМП пермского и юрского резервуаров, однако, как правило, такие скопления представляют собой незначительные количества нефти по сравнению с количеством жидких УВ, сгенерированным кайнозойскими углесодержащими НГМП.

В бассейне Купера (Австралия) подтверждены пермские угольные нефти. Сообщалось также и о юрских углесодержащих НГМП, из которых образовались жидкие УВ в датском секторе Северного моря (Petersen, Hertle, 2018) и бассейне Турфан-Харми (Китай) (Cheng et al., 1997). В целом предполагается, что способность угленосных толщ генерировать жидкие УВ возрастает от каменноугольного периода к кайнозойской эре, что, вероятно, связано с эволюцией более сложных и разнообразных наземных растений в течение геологического времени. Кроме того, на генерационный потенциал углей влияет среда осадконакопления, что продемонстрировано в настоящей работе.

Основной целью геохимических исследований являлась проверка концепции по вкладу в формирование нефтегазоносности на территории исследования углесодержащих НГМП средне- и нижнеюрского комплексов (помимо баженовской свиты) и определение геохимических характеристик данного типа НГМП. Комплексное изучение мацерального состава ОВ углесодержащих нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири, пиролитических характеристик, определение среды осадконакопления позволили выявить взаимосвязь между составом ОВ и палеогеографическими обстановками, на основании этого провести площадное распространение параметров НГМП и использовать эти данные при построении модели углеводородных систем. Корреляция по комплексу биомаркерных, изотопных характеристик сингенетичных битумоидов, извлеченных из углесодержащих НГМП нижней и средней юры, и нефтей, полученных из юрских коллекторов, позволила локализовать зоны фактического вклада вышеуказанных НГМП в формирование углеводородных скоплений. По результатам проведенных исследований детализирована концепция формирования нефтегазоносности юрского комплекса, определены геохимические характеристики углесодержащих НГМП нижней и средней юры (тип ОВ, генерационный потенциал, мацеральный состав, степень преобразованности, кинетический спектр). Полученные данные в комплексе использовались при построении модели углеводородных систем.

Материалы и методы

Информационной основой для проведения работ являлись результаты геохимического изучения каменного материала и углеводородных флюидов. Изучена коллекция пород ранне-среднеюрского возраста (пиролиз до экстракции – 527 обр., пиролиз после экстракции – 310 обр., углепетрография - 50 обр., однокомпонентные кинетические спектры – 38 обр.), отобранных в пределах Фроловской мегавпадины (юг Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО)) и Южно-Надымской мегамоноклизы (юг Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО)) на 20 разведочных площадях в 37 скважинах (рис. 1). Дополнительно было выполнено определение группового состава, хромато-масс-спектрометрия и определение изотопного состава углерода насыщенных и ароматических фракций битумоидов отложений нижнесреднеюрского комплекса. ОВ и его «геохимический облик» для доказанной нефтегазоматеринской толщи баженовской свиты в анализируемом регионе изучены достаточно широко, в т.ч. и научным коллективом ООО «Газпромнефть НТЦ» (Morozov et al., 2016; Морозов и др., 2019). Кроме этого, были изучены 52 пробы нефтей в широком стратиграфическом интервале (от пластов нижнего мела до пластов нижней юры) из 45 скважин.

Пиролитические исследования до экстракции выполнялись на приборе Rock-Eval 6 в режиме анализа



Рис. 1. Фрагмент тектонической схемы Западно-Сибирского бассейна, виды исследований в скважинах региона исследования на основе (Шпильман и др., 1998)

Reservoir. Данный режим подразумевает детектирование пиков S₂a и S₂b за счёт снижения температуры старта нагрева образца от 300 °C до 180 °C. Использование данного режима особенно актуально при изучении НГМП с высокой степенью битуминизации. Режим Reservoir также позволяет получить истинные параметры керогена (пик S₂b). Тем не менее, при использовании данного режима проблематичным остаётся изучение пород, содержащих более 30% асфальтенов и кислых смол от общей массы УВ в породе. Объект исследования в настоящей работе - угли и углистые аргиллиты нижней и средней юры – заведомо обладает повышенным содержанием ОВ и способен сорбировать керогеном в т.ч. и смолисто-асфальтеновые углеводородные компоненты. Основным решением данной проблемы является использование пиролитических измерений до и после экстракции органическими растворителями. Пиролиз образцов после хлороформной экстракции проводился по стандартной программе пиролиза Bulk Rock.

Углепетрографические методы исследования включали микроскопическое изучение образцов пород, проведение мацерального анализа и определение показателя отражения витринита. Микроскопические исследования углей в проходящем и отраженном свете выполнялись на установке QD1302 (Craic Technologies). Измерения отражательной способности витринита (RV,%) производились согласно ГОСТ 12113-94 и ISO 7404-5 в масле с объективом x50 и эталонами Spinel (RV – 0,426%) и Yttrium-Aluminium (RV-0,905%). Кроме того, для ограниченного числа образцов (5 обр.) были рассчитаны углепетрографические коэффициенты: индекс гелефикации (GI – Gelification Index), индекс сохранности тканей (TPI – Tissue Preservation Index) (Diessel, 1992; Singh, Singh, 2000; Singh, 2016), индекс грунтовых вод (GWI -Groundwater Index) и индекс древесности (VI - Vegetation Index) (Calder et al., 1991; Suárez-Ruiz et al., 2012). Индекс сохранности тканей (TPI) количественно определяет степень гумификации, которой подвергаются мацералы-предшественники ОВ, и долю древесного вещества, вносящего вклад в общую массу ОВ (рис. 2). Индекс гелефикации (GI) определяет степень постоянства влажных или засушливых условий. Индекс грунтовых вод (GWI) указывает на источник воды в водоёме седиментации углистого ОВ и его pH, а индекс древесности (VI) соответствует отношению между мацералами растительности лесного происхождения и ОВ травянистых и водных растений.

Интерпретация этих коэффициентов в дальнейшем сопоставлялась с региональными палеогеографическими

схемами обстановок осадконакопления для пластов M_2 – M_{11} (Конторович и др., 2013; Atlas of Paleotectonic..., 1995).

С помощью специализированного пиролитического оборудования на основе рабочей станции НАШК осуществлялось определение кинетических параметров ОВ потенциальных НГМП посредством программируемого нагрева исследуемого образца. Суть кинетического метода заключается в нагреве серии от 3 до 5 навесок одного и того же образца с разными скоростями повышения температуры пиролиза в инертной среде. Для калибровки и тестирования оборудования используются длительные временные схемы нагрева в 1 °С/мин, 2 °С/мин, а также 5 °С/мин, 10 °С/мин и 30 °С/мин от 300 до 650 °С. Полученные результаты открытого пиролиза обрабатываются с помощью специального ПО «Kinetics2015». Конечным результатом обработки являются кинетические спектры образования углеводородов из керогена. Для определения кинетических параметров нефтеобразования ОВ пород выбирались образцы с высоким содержанием OB (TOC - Total Organic Carbon content) и высоким нефтегенерационным потенциалом на самой начальной стадии нефтегазообразования (Т_{тах} менее 430-440 °С или R° менее 0,5-0,6%).

Определение содержания битумоида в породе выполнялось методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Состав битумоида и проб нефтей изучался методом хромато-масс-спектрометрии, которая проводилась на масс-спектрометре GC-MS фирмы Аджилент. Для тщательного и предсказуемого деления УВ смеси на индивидуальные УВ с последующей идентификацией их на масс-спектометре использовалось хроматографическое деление на сорбирующих микрокапиллярных колонках с использованием прецизионного хроматографа. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель гелий, капиллярная кварцевая колонка 5MS – 30 м длина, 0,25 мм (внутренний диаметр) с 25 µm слоем фазы DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8-4-3 °С/мин, начальная температура 60 °С, конечная – 300 °C, время программирования – 63 мин, при изотермическом режиме 300 °C - 10 мин. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 eV (EI), диапазон масс 50-800 AMU, скорость сканирования - до 2000 AMU/сек, температура ионного источника 250 °C. Компьютерная обработка полученных результатов проводилась в системах Аджилент и X-Calibur с записью ионов полным ионным током TIC.

Изотопный анализ углерода (ИСУ) групп (масел, бензольных смол, спиртобензольных смол и асфальтенов)

$$TPI = \frac{\text{телинит+коллотелинит+фюзинит}}{\text{коллодетринит+макринит+инертодетринит}}$$

$$GI = \frac{\text{витринит+макринит}}{\phi \text{юзинит+инертодетринит}}$$

$$VI = \frac{\text{телинит+коллотелинит+фюзинит+суберинит+резинит}}{\text{коллодетринит+инертодетринит+альгинит+липтодетринит+споринит+кутинит}}$$

$$GWI = \frac{\text{коллодетринит+гелинит+копрогелинит+витродетринит+споринит+кутинит}}{\text{телинит+копрогелинит+коплотелинит}}$$



gr M

и углеводородных фракций (насыщенной и ароматической) битумоидов проводился на комплексе оборудования для анализа стабильных изотопов легких элементов Delta V Advantage (Бремен, Германия). Проба сжигалась в окислительно-восстановительном реакторе элементного анализатора при температуре 1000 °С. В качестве окислителя выступал оксид хрома, восстановителя – восстановленная медь, катализатора – посеребренный оксид кобальта. Измерялся изотопный состав углерода (δ^{13} С), полученного в результате сжигания углекислого газа. Точность измерений контролировалась по международному стандарту NBS-22. Изотопные значения указаны в ‰ относительно VPDB.

Физико-химические свойства нефтей, такие как плотность, содержание серы, парафинов, вязкость кинематическая и динамическая, в рамках работ отдельно не измерялись, а были взяты из сводных баз PVT-свойств флюидов недропользователя для скважин, в которых проводились геохимические исследования флюидов.

Результаты и обсуждение

Геохимическая характеристика углистых нефтегазоматеринских пород – дополнительных источников нефтей Западной Сибири

По результатам пиролитических исследований содержание органического углерода (ТОС) в потенциально нефтематеринских породах нижней и средней юры колеблется от 1,12 до 88,16%. Стоит отметить, что породы, соответствующие по литологическому описанию углистым аргиллитам, характеризуются диапазоном изменения ТОС от 1,12 до 38,83%, а в образцах углей содержание ТОС варьировало от 53,44 до 86,59%.

Типы органического вещества определялись не только геохимическими, но и углепетрографическими методами. Обобщая результаты проведенных микроскопических и пиролитических исследований, можно сказать, что ОВ изученного комплекса представлено двумя типами: III преимущественно газопроизводящим типом ОВ и II–III преимущественно нефтегазопроизводящим типом ОВ.

Органическое вещество III типа представлено в основной массе витринитом (Vt 65–83%), в т.ч. коллотелинитом с отдельными слойками гелинита. Мацераллы группы липтинита в данном типе ОВ отличаются незначительным содержанием (L 3–10%) и представлены липтодетринитом, эксудатинитом и резинитом (рис. 3).

Согласно же пиролитическим исследованиям, образцы с III типом OB, представленные преимущественно аргиллитами и углистыми аргиллитами, характеризуются средним остаточным генерационным потенциалом около 192 мг УВ/г ТОС (водородный индекс (HI) исходный ≈ 275 мг УВ/г ТОС). Оценка исходного водородного индекса выполнялась графическим методом на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена с учетом генерационного потенциала образцов углей с минимальной степенью зрелости, а также с учетом визуального тренда снижения водородного индекса для образцов с данным типом ОВ с ростом параметра зрелости Т_{тах} пиролиза (рис. 4). Модальное значение катагенетического ТОС в данной группе образцов составляет 7,5% (ТОС исходный $\approx 10\%$). Для восстановления исходных значений ТОС к началу катагенеза, т.е. к началу генерации УВ, использованы



W - простой, белый свет UV - ультрафиолетовый свет Re - резинит (L)

Рис. 3. Фото мацерального состава ОВ углистых прослоев нижней и средней юры скважин южной части ХМАО и ЯНАО



Рис. 4. Типы ОВ углистых прослоев нижней и средней юры скважин южной части ХМАО и ЯНАО на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена

пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и гумусовый тип OB, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские прослои углей и углистых аргиллитов (Неручев, 1998). Также все исследуемые образцы отличаются низкими величинами кислородного индекса (OI) – не более 10 мг CO₂/г TOC, что косвенно указывает на преобладание восстановительных обстановок (вероятно, болот) при накоплении исследуемого гумусового вещества.

Однокомпонентные кинетические спектры OB с III типом керогена (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} \text{ c}^{-1}$) характеризуются широким диапазоном изменения энергий активации (Еа от 54 до 62 ккал/моль) (рис. 5). Вероятно, широкое распределение энергии активации в кинетическом спектре для OB с малой степенью зрелости (R° до 0,65–0,7%) свидетельствует о замедленных реакциях трансформации OB. Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 54–56 ккал/моль, а доля выхода УВ не превышает 40% на данных энергиях.

Также отмечается связь установленного типа ОВ с обстановками осадконакопления по результатам расчета углепетрографических коэффициентов. Образцы углей и углистых аргиллитов с III типом ОВ отличаются пониженными значениями индекса GWI – менее 1, что указывает на исходные обстановки осадконакопления в верховых болотах (bog), источником вод для которых служили лишь атмосферные осадки, что обуславливало низкое содержание питательных веществ и кислый pH (рис. 6).

Органическое вещество II–III типа по результатам микроскопических исследований отличается более высоким содержанием мацераллов группы липтинита (L 7–20%), богатых водородом и представленных резинитом (иногда в виде очень крупных включений), кутинитом, липтодетринитом (рис. 3).

Литологически образцы с установленным II–III типом OB представлены, в основном, углями и углистыми аргиллитами. По результатам пиролиза средний остаточный потенциал данных отложений составляет 286 мг УВ/г TOC (НІ исходный \approx 450 мг УВ/г TOC), а модальное содержание OB в образцах – 16,5% (ТОС исходный $\approx 20\%$) (рис. 4).

Однокомпонентные кинетические спектры OB с II–III типом керогена (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} c^{-1}$) также несколько отличаются от кинетического спектра OB III типа. Здесь отмечается более узкий диапазон выхода УВ – энергии активации (Еа) варьируют от 46 до 65 ккал/моль. Энергия активации максимального выхода УВ так же, как и в III типе, соответствует 54–55 ккал/моль, а вот доля выхода УВ достигает 55–60% на данных энергиях (рис. 5). Вероятно, такой тип OB легче трансформируется в УВ, чем OB III типа при одинаковых геотермических условиях.

Согласно углепетрографическим коэффициентам, для образцов углей со II–III типом ОВ индекс GWI более 1 – данные отложения накапливались в низинных болотах, питаемых не только атмосферными осадками, но и грунтовыми и поверхностными водами со средним содержанием питательных веществ и средним pH (swamp на рис. 6).

Опираясь на результаты расчета углепетрографических коэффициентов предположена связь типов OB с различными болотистыми обстановками. На основе данной предполагаемой связи проведен анализ частоты встречаемости образцов с OB II–III и III типов как в разрезе (в каждом из пластов), так и по площади (на базе региональных палеогеографических схем для различных периодов юрского возраста). Анализ выполнялся по результатам пиролиза после экстракции пород нижней и средней юры скважин с 10 лицензионных участков (рис. 7, 8).

Оценивая тренд изменения доли нефтегазопроизводящего II–III типа OB пород в разрезе, можно отметить увеличение этой доли вверх по разрезу от пластов $\rm IO_{11}$ до пласта $\rm IO_2$ (для ЛУ 5 и ЛУ 8), что, в целом, не противоречит региональной трансгрессии на территории Западной Сибири в среднеюрскую эпоху (рис. 7). На рис. 8 представлена палеогеографическая схема для позднебатского времени, на которой отображены доли OB II–III и III типов OB для скважин десяти лицензионных участков в интервале пластов $\rm IO_2-IO_4$. Видно, что и по площади



Рис. 5. Однокомпонентные кинетические спектры деструкции ОВ различных типов



Рис. 6. Обстановки осадконакопления и типы болот для ОВ II–III и III типа углистых НГМП нижней и средней юры центральной части Западной Сибири на основе углепетрографических коэффициентов ТРІ, GI, VI, GWI (https://ru.pinterest.com/pin/404338872795801779/)



Рис. 7. Частота встречаемости образцов со II–III и III типами ОВ в изученных разрезах юрских отложений по пластам (расположение ЛУ см. на рис. 8)

с увеличением палеоглубины моря возрастает доля нефтепроизводящего ОВ II–III типа. В обстановках прибрежной равнины на юге ХМАО ОВ углистых НГМП нижней и средней юры, как правило, представлено III газопроизводящим типом, и лишь в мелководной области появляются предпосылки для накопления ОВ II–III типа.

Так, доля ОВ II–III (нефтепроизводящего) типа в среднетюменской подсвите (пласты O_5-O_6) не превышает 53% в пределах ЛУ 5. В нижнетюменской подсвите уже преобладает ОВ III типа – его содержание в пластах O_7-O_9 достигает 67%. В пластах нижнеюрского возраста ($O_{10}-O_{11}$) доля нефтепроизводящего ОВ составляет преимущественно 20%, реже достигая 38% в наиболее погруженных зонах. На площадях южной части ЯНАО (ЛУ 6, 8) II–III тип керогена распространен достаточно широко во всем разрезе нижней и средней юры, что отличает эту территорию повышенным нефтегенерационным потенциалом углистого вещества.

Методом пиролитического анализа установлено, что зрелость всех исследованных углей и углистых аргиллитов нижней и средней юры находится в интервале 426–468 °C по T_{max} пиролиза (рис. 4) и в среднем составляет 445 °C (по результатам углепетрографии R° варьирует от 0,5 до 1,14% – высокие значения характерны для разрезов в пределах Верхнесалымского мегавала). Отдельно стоит подчеркнуть, что зрелость ОВ углистых прослоев в северной части региона исследования (юг ЯНАО) существенно выше, чем зрелость углистых НГМП на территории южной части ХМАО.


Рис. 8. Доли распределения II–III и III типов ОВ в пластах Ю₂₋₄ на палеогеографической схеме Западной Сибири для позднебатского времени J,bt (Atlas of Paleotectonic..., 1995)

Углеводородный состав битумоидов пород нижней и средней юры определен для 33 экстрактов. Содержание хлороформенных битумоидов составляет от 0,29 до 3,24%. Сингенетичность выделенных экстрактов определялась по диаграмме Успенского – Вассоевича – использовалась граничная отсечка с коэффициентом битуминозности (β) менее 20. В групповом составе экстрактов доля асфальтенов составляет от 17 до 49% (ср. 31%), а доля смол варьирует от 13 до 30% (ср. 20%).

Для уточнения генезиса выделенных экстрактов и определения их «геохимического облика» рассчитаны и проанализированы биомаркерные коэффициенты насыщенной и ароматической фракций. Согласно диаграмме Кеннона-Кассоу, выделенные экстракты образцов со II-III и III типом ОВ группируются в зоне слабо-восстановительных озерно-болотных / прибрежных обстановок седиментации (рис. 9А). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) у сингенетичных экстрактов пород с ОВ II-III и III типов варьирует от 1,5 до 4, а отношение концентраций стеранов C_{20}/C_{27} изменяется в диапазоне от 2,2 до 5,4. Анализ биомаркерных коэффициентов ароматической фракции битумоидов также указывает на озерные, либо дельтовые обстановки, бедные серой (рис. 9Б). Таким образом, анализ биомаркерных коэффициентов подтверждает континентальную природу OB.

Гумусовый облик ОВ углистых НГМП подтверждается и пониженным отношением трициклических и тетрациклических терпанов (t_{23}/t_{24} от 0,03 до 0,4), стеранов и пентациклических терпанов (STER/PENT от 0,05

до 0,34), а также трициклановым индексом (Its) больше 1 (Its = 2*(Σ хейлантанов C₁₉-C₂₀)/ Σ хейлантанов C₂₃-C₂₆) (Конторович и др., 1999). Значения δ^{13} С в насыщенной фракции масел сингенетичных экстрактов углистых НГМП нижней и средней юры изменяются от -30,95 до -26,93‰, а в ароматической фракции - от -27,58 до -24,87‰ (рис. 10).

Тем не менее, стоит отметить, что по результатам биомаркерного анализа и определения изотопного состава углерода не выявлено группы параметров или коэффициентов, по которым можно было бы уверенно разделить «геохимический облик» углеводородов, генерированных углистым ОВ II-III и III типов (рис. 11А). Наблюдается лишь повышенная зрелость битумоидов, генерированных углистым ОВ II-III типа по сравнению с III типом на близких глубинах, что обусловлено повышенной скоростью трансформации ОВ II-III типа и другой кинетической схемой (рис. 11Б). Однако и такое едва уловимое расхождение отмечается лишь по параметрам зрелости NOR/HOP и Ro (MPI-1), а по другим параметрам зрелости (Ts/Tm, 4-MDBT/1-MDBT и др.) различия уверенно не фиксируются.

Дифференциация состава и свойств флюидов юрского и мелового комплекса – генетические связи с нефтегазоматеринскими толщами

Большая часть битумоидов в собранной по южной части ЯНАО коллекции была изучена из предполагаемых углесодержащих пород нижней и средней юры в широком стратиграфическом диапазоне: от пласта Ю₂ до Ю₂, охват разреза нефтями несколько меньше: начиная от пласта ПК₁₁ и заканчивая пластом Ю₄. Важно отметить, что флюиды из меловых отложений были включены в выборку с целью определения характеристик нефтей, которые генетически связаны только с ОВ баженовской НГМП (справедливо в случае отсутствия на территории работ проводящих разломов, по которым могла происходить миграция УВ из юрских отложений в вышележащие, в другом же случае баженовская свита служит флюидоупором, поэтому УВ, генерируемые НГМП нижней и средней юры, аккумулируются только в юрском комплексе).

Сначала рассмотрим дифференциацию параметров нефтей мелового комплекса, баженовской свиты (пласт Ю₀), а также верхнеюрского комплекса (группа пластов Ю,) по комплексу критериев: физико-химический состав (плотность, содержание серы, парафинов, вязкость), состав углеводородов-биомаркеров, а также изотопный состав углерода фракций нефтей, поскольку именно разница в составе флюидов послужила началом работ по поиску дополнительных генетических источников УВ помимо баженовской НГМП.

Выборка нефтей с имеющимися физико-химическими характеристиками составила 45 проб, из них 5 проб отобрано из баженовской свиты (Ю₀), 15 проб – из юрских отложений (пласты Ю₁-Ю₄), остальные 25 проб – из пластов мелового комплекса. Для разделения полученного массива данных на группы был проведен кластерный анализ, алгоритм объединения данных в кластер – метод Уорда, мерой сходства объектов служило Евклидово расстояние. По результатам кластерного анализа все



Рис. 9. Обстановки осадконакопления ОВ II–III (синие треугольники) и III типов (зеленые треугольники) углистых НГМТ нижней и средней юры центральной части Западной Сибири на: А – диаграмме Кеннона-Кассоу, Б – диаграмме зависимости отношений дибензотиофена к фенантрену от пристана к фитану

изученные нефти по физико-химическим параметрам разделились на 3 группы:

- группа I: нефти с пониженным содержанием серы (S < 0,1 %), легкие по плотности (p < 0,79 г/см³), с повышенным содержанием парафинов (более 3%, достигая 8%);
- группа II: нефти с повышенным содержанием серы S > 0,3%, с низким содержанием парафинов (менее 3%, составляя, в среднем, 2,5%), с плотностью 0,84 г/см³ и выше;
- группа III: нефти с промежуточными значениями (относительно I и II группы) физико-химических свойств.

Различия в физико-химических свойствах нефтей южной части ЯНАО, вероятно, связаны с различными генетическими источниками для каждой из выделенных



Рис. 10. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций битумоидов углистых пород с II–III (синие треугольники) и III (зеленые треугольники) типами OB

групп. Так, в первую группу попадают флюиды, преимущественно полученные из пластов Ю, и ниже, вторая группа объединяет флюиды из пластов группы Ю₁, а в третью группу попадают образцы, полученные из баженовской свиты и меловых пластов. Для примера рассмотрим дифференциацию биомаркерных коэффициентов по нефтям каждой из выделенных групп, основанных на соотношениях алкановых, стерановых, тритерпановых, ароматических УВ: Pr/Ph, изопреноидный коэффициент Кі, соотношение стеранов С27/C29, трициклановый индекс Its, соотношение тритерпанов t_{19}/t_{23} , соотношение метилдибензотиофенов 4-MDBT/1-MDBT, стерановый и метилфенантреновый показатель зрелости C₂₀ββ/(αα + ββ), R° (MPI 1). На рис. 12 показана звездчатая диаграмма дифференциации нефтей по выделенным показателям. Стоит отметить, что рассмотренные нефти не отобраны в разрезе одной скважины, а получены с близлежащих месторождений, входящих в периметр одного проекта, в рамках которого реализовалась локальная модель углеводородных систем.

На примере нефтей юрского и мелового комплекса на рис. 12 по распределению УВ-биомаркеров, характеризующих условия захоронения и тип исходного ОВ, видно, что флюиды имеют различный генезис: нефти неокомского комплекса (пласт БП₁₆) имеют аналогичный облик нефти, полученной непосредственно из баженовской свиты (пласт Ю₀). Биомаркерные характеристики являются типичными для УВ, генетически связанных с ОВ баженовской свиты и были неоднократно рассмотрены в работах А.Э. Конторовича, И.В. Гончарова и др. (Конторович и др., 1994; Гончаров и др., 2012). Нефти юрских пластов (Ю_{1–1}, Ю₂) генетически связаны с другим источником: исходное ОВ содержало в своем составе значительную долю гумусовой составляющей, о чем свидетельствуют высокие значения трицикланового индекса (Its > 1) в совокупности gr M



Рис. 11. Сравнение биомаркерных параметров ОВ II–III и III типа: А – звездчатая диаграмма, Б – фрагмент разреза скважины юга ХМАО с биомаркерными параметрами зрелости



Рис. 12. Распределение УВ-биомаркеров в нефтях юрских и меловых пластов

с повышенными соотношением Pr/Ph, превалирующим относительным содержанием стерана С₂₉. По зрелости флюидов не наблюдается значительной вариации между нефтями юрского и мелового комплекса.

На рис. 13 представлена диаграмма изменения ИСУ фракций нефтей. По изменению ИСУ видна дифференциация флюидов, отобранных из различных пластов: для нефтей пластов Ю_{1–1}, Ю₂ наблюдается значительное утяжеление ИСУ для всех фракций по сравнению с нефтями из баженовской свиты, пласта БП₁₆, что свидетельствует о разных генетических источниках (аналогичные закономерности получены при рассмотрении УВ-биомаркеров).

Затем изученная выборка нефтей была сопоставлена с биомаркерными характеристиками битумоидов, извлеченных из углей, углистых аргиллитов тюменской свиты, обогащенных ОВ (сингенетичные битумоиды). Для анализа также был выбран кластерный анализ, в качестве исходных данных служили биомаркерные УВ, характеризующие тип исходного ОВ, фациальные условия его захоронения (Pr/Ph, Ki, соотношение стеранов C_{27}/C_{29} , Its, t_{19}/t_{23} , DBT/P, TAR). Результаты кластерного анализа представлены на рис. 14, по результатам которого можно выделить 3 группы, как это было ранее выделено по анализу физико-химических свойств нефтей.



Рис. 13. Изотопный состав углерода фракций нефтей юрского и мелового комплекса

- Группа I объединяет все сингенетичные битумоиды, извлеченные из высокообогащенных ОВ углей, углистых аргиллитов тюменской свиты пластов Ю₂– Ю₈, а также нефти, полученные из верхне- и среднеюрского НГК (пласты Ю₁₋₂–Ю₄). Генетически данная группа связана с существенно гумусовым ОВ, которым выступают отложения тюменской свиты.
- Группа II объединяет нефти, полученные из баженовской свиты (пласт Ю₀), мелового комплекса (БП₁₆, БП₁₇, ПК₁₁), а также одной нефти, полученной из пласта Ю₁₋₁. Генетически эта группа связана с баженовской НГМП. Стоит отметить, что в нефти из Ю₁₋₁ нет признаков вклада континентального OB, что, вероятнее всего, связано с низкой степенью зрелости НГМП в пласте Ю₂ тюменской свиты, либо удаленностью скважины от очага генерации.
- Группа III объединяет множество нефтей, полученных из группы пластов Ю₁. Для этих нефтей предполагается смешанный источник баженовская свита и углистые прослои тюменской свиты, причем вклад каждой НГМП, судя по всему, варьируется.

Основываясь на совокупной интерпретации результатов физико-химического, биомаркерного и изотопного анализа нефтей, можно сделать следующие выводы.





Рис. 14. Дендрограмма классификации нефтей и экстрактов из углистых пород по биомаркерам УВ генезиса

Главным источником УВ для флюидов мелового комплекса является ОВ баженовской свиты. Заполнение залежей происходит за счет вертикальной миграции УВ.

В формировании скоплений УВ группы пластов Ю₁ принимали участие два генетически разных источника: аргиллиты баженовской свиты и углесодержащие породы верха тюменской свиты (пласт Ю₂). Сначала происходило заполнение коллекторов УВ из баженовской НГМП за счет нисходящей миграции, а затем происходила вертикальная миграция УВ из пласта Ю₂ тюменской НГМП. Стоит отметить, что ОВ углистых прослоев пласта Ю₂ характеризуется более поздним основным временем генерации УВ, чем баженовской НГМП, несмотря на большую погруженность отложений.

Для флюидов, полученных в пределах пласта Ю₂, в качестве генетического источника предполагаются, преимущественно, углесодержащие НГМП подстилающей тюменской свиты.

На рис. 15 представлена генерализованная схема строения углеводородных систем в пределах района работ (южная часть ЯНАО, поднятия Пякупурского и Ампутинского мегапрогибов). НГК ниже пласта Ю₃ в схему не включались вследствие их сравнительно невысокой изученности.

Установление генезиса нефтей пластов Ю₂-Ю₇ на территории южной части ХМАО также основывалось на результатах биомаркерного анализа и ИСУ фракций нефти. Для кластеризации использовался метод главных компонент (МГК) (при построении модели МГК, в отличии от кластерного анализа, происходит более четкая дифференциация образцов на 2 группы, отмеченные синим и красным полем, связанные с 2-мя разными генетическими источниками) (рис. 16), а в качестве исходных



Рис. 15. Генерализованная схема строения углеводородных систем в периметре работ



Рис. 16. Группировка битумоидов и нефтей южной части ХМАО методом главных компонент (МГК)

данных учитывались параметры, позволяющие наилучшим образом установить тип исходного ОВ и среду его осадконакопления (Pr/Ph, Ki, C₂₇/C₂₉, Its, t₁₉/t₂₃, DBT/P, TAR). В базе данных учитывались результаты геохимического цикла исследований сингенетичных битумоидов баженовской свиты и сингенетичных битумоидов углистых НГМП нижней и средней юры (на рис. 16 обозначены областями), а также результаты исследования самих нефтей. В отличие от сменяющегося генезиса скоплений УВ вверх по разрезу на площадях южной части ЯНАО, в регионе Фроловской мегавпадины все изученные нефти имеют морское происхождение и однозначно были генерированы ОВ баженовской свиты. Предполагается, что следы вклада гумусового ОВ в нефтегазоносность юрского комплекса южной части ХМАО не прослеживаются, поскольку на данной территории угли обладают преимущественно газовым потенциалом (преобладает III тип ОВ), и степень зрелости данных углей существенно ниже, чем на территории ЯНАО.

Выводы

По результатам комплексных геохимических исследований установлен и доказан ранее неизвестный источник УВ в периметре работ – угли и углистые аргиллиты тюменской свиты, которые могут генерировать жидкие УВ.

Тип OB в НГМП тюменской свиты варьируется: анализ частоты встречаемости образцов пород со II–III и III типом OB по пластам позволяет установить, что в нижне-среднеюрском разрезе в южной части XMAO встречается OB III типа, в то время как в южной части ЯНАО преобладает как II–III, так и III типы OB, при этом оно является более преобразованным, что в конечном счете влияет на вклад в формирование нефтегазоносности юрского НГК. С омоложением возраста разреза постепенно уменьшается доля образцов с III типом OB, и растет вклад прослоев со II–III типом OB. Анализ долей вклада OB II–III и III типов в едином временном интервале по площади демонстрирует его связь с палеогеографическими обстановками.

При анализе флюидов юрского НГК (пласты Ю₂–Ю₄) южной части ЯНАО установлен вклад углистых прослоев тюменской свиты, обогащенных ОВ ІІ-ІІІ типа, в формирование нефтегазоности, что выражается в изменении физико-химических свойств флюидов, ИСУ, а также распределения УВ-биомаркеров по сравнению с флюидами мелового комплекса, связанными генетически с баженовской НГМП. Нефти характеризуются пониженной плотностью (менее 0,79 г/см³), содержанием серы (менее 0,1%) и повышенным содержанием парафинов, которое, в среднем составляет 6%, достигая 8%, что не характерно для флюидов, сгенерированных баженовской НГМП. На территории южной части ХМАО, наоборот, углистые породы нижней и средней юры не вносили значимого вклада в формирование нефтегазоносности юрского НГК ввиду как их невысокой преобразованности, так и повышенного преобладания газопроизводящего III типа OB.

Практическая ценность работы заключается в использовании полученных данных при моделировании углеводородных систем, на основании чего можно прогнозировать дополнительные залежи УВ в юрском НГК. Также стоит отметить, что анализ физико-химических свойств флюидов (до проведения последующих работ по геохимическому изучению) позволит локализовать в юрском комплексе «зоны влияния» углистого ОВ в формирование нефтегазоносности, т.к. физико-химические свойства напрямую зависят от генетического источника УВ.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за правки и комментарии, способствующие улучшению статьи.

Литература

Гончаров И.В. и др. (2010). Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 24–28. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко А.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. (2012). Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 8–13. Конторович А., Зумберге Д., Андрусевич В., Борисова Л. и др. (1994). Региональное исследование геохимии сырых нефтей и отдельных материнских пород Западно-Сибирского бассейна. GEOMARK RESEARCH, INC., СП Таирус, 294 с.

Конторович А.Э. и др. (1999). Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне. *Геология и геофизика*, 11(40), с. 1676–1693.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Егорова Л.И., Конторович В.А., Иванов И.А., Мангазеев В.П., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Костырева Е.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. (1998). Геологогеохимические критерии прогноза нефтегазоносности нижнеюрских аллювиально-озерных отложений Западно-Сибирского бассейна. Докл. РАН, 358(6), с. 799–802.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. (1999). Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы. Тез. докл. науч. совещ.: «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири». Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, с. 10–12.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Захарова О.А., Букатов М.В., Погребнюк С.А., Гайнетдинов Ф.Г., Николаев М.Н. (2019). Геологогеохимическая концепция формирования углеводородной системы на территории проекта «Отдаленная группа месторождений» в периметре АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 21–25. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-21-25

Неручев С.Г. (1998). Справочник по геохимии нефти и газа. СПб: АОА «Издательство «Недра»», 576 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 322 с.

Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты (1998). Под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Полсосовой.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.

Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia (1995). Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. SNIIGGIMS, Petroconsultants.

Calder J.H., Gibling M.R., Mukhopadhyay P.K. (1991). Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia: implications for the maceral-based interpretation of rheotrophic and raised paleomires. *Bulletin de la Société Géologique de France*, (162), pp. 283–298.

Cheng K. et al. (1997). Coal-generated oil in Tuha Basin. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 40, pp. 439–442. https://doi.org/10.1007/BF02877577

Diessel C.F.K. (1992). Coal-bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, New York Berlin. https://doi.org/10.1007/978-3-642-75668-9

Killops S.D. et al. (1994). A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. *AAPG bulletin*, 7(10), pp. 1560–1585.

Morozov N., Belenkaya, I., Kasyanenko A., Bodryagin S. (2016). Evaluation of the Resource Potential Based on 3D Basin Modeling of Bagenov Fm. Hydrocarbon System. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/182073-MS

Petersen H.I., Hertle M. (2018). A review of the coaly source rocks and generated petroleums in the Danish North Sea: an underexplored Middle Jurassic petroleum system? *Journal of Petroleum Geology*, 41(2), pp. 135–154. https://doi.org/10.1111/jpg.12697

Singh A.K. (2016). Petrographic characterization and evolution of the Karharbari coals, Talcher Coalfield, Orissa, India. *International Journal of Coal Science & Technology*, (3), pp. 133–147. https://doi.org/10.1007/s40789-016-0132-3

Singh M.P., Singh A.K. (2000). Petrographic characteristics and depositional conditions of Eocene coals of platform basins, Meghalaya, India. *International Journal of Coal Geology*, 42(4), pp. 315–356. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00045-2

Suárez-Ruiz I., Flores D., Mendonça Filho J.G., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*, 99(1), pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

Сведения об авторах

Дарья Юрьевна Калачева – руководитель направления центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Ирина Алексеевна Санникова – кандидат геол.-минерал. наук, главный специалист центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

Никита Владимирович Морозов – руководитель по разработке продуктов центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

Статья поступила в редакцию 17.08.2023; Принята к публикации 13.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Contribution of the Lower-Middle Jurassic source rocks in petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous series within the central part of West Siberia

D.Yu. Kalacheva^{*}, I.A. Sannikova, N.V. Morozov Gazprom Neft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation *Corresponding author: Darya Yu. Kalacheva, e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. In this paper, based on a geochemical study of rock samples and fluids, it is proven that carbon-bearing deposits of the Lower and Middle Jurassic complex of Western Siberia on the southern outskirts of the Khanty-Mansiysk and Yamalo-Nenets Autonomous Okrug can generate liquid hydrocarbons. It has been established that the oil-generation potential of carbon-bearing deposits depends on the paleogeographic conditions of burial of the organic matter and the enrichment of rocks with macerals of the liptinite group. The complex of studies included pyrolysis of coals, coal-rich shale of Lower and Middle Jurassic rocks, study of maceral composition and measurement of reflectivity indicators, hydrocarbon and isotopic composition of extracts from rocks, as well as study of the composition of oils from the studied area, selected both within the Jurassic and Cretaceous complexes. The studied area is located in the Frolov megadepression and the South Nadym megamonoclise. The result of the research was the identification of significant geochemical characteristics of an additional source of hydrocarbons - coals, coal-rich shale of the Lower and Middle Jurassic, which had not previously been proven on the studied area, the contribution of which to the formation of oil and gas potential was confirmed by the correlation of hydrocarbon and isotopic characteristics of fluids and extracts from source rocks. Cluster and the principal component analysis were used for genetic correlation of extracts and oils. The conclusions obtained from geochemical studies suggest the possible prospects of Lower and Middle Jurassic deposits from the point of view of detecting hydrocarbon accumulations.

Keywords: Lower Jurassic, Middle Jurassic, coal, maceral, organic matter, West Siberia, liptinite, source rock, pyrolysis, kinetic spectra, hydrocarbons, bitumen, paleogeography, swamp, bog, petroleum system, migration, Bazhenov formation

Recommended citation: Kalacheva D.Yu., Sannikova I.A., Morozov N.V. (2023). Contribution of the Lower-Middle Jurassic source rocks in petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous series within the central part of West Siberia. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 29–41. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.2

References

Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia (1995). Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. SNIIGGIMS, Petroconsultants. (In Russ.)

Calder J.H., Gibling M.R., Mukhopadhyay P.K. (1991). Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia: implications for the maceral-based interpretation of rheotrophic and raised paleomires. *Bulletin de la Société Géologique de France*, (162), pp. 283–298.

Cheng K. et al. (1997). Coal-generated oil in Tuha Basin. Science in China Series D: Earth Sciences, 40, pp. 439–442. https://doi.org/10.1007/BF02877577

Diessel C.F.K. (1992). Coal-bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, New York Berlin. https://doi.org/10.1007/978-3-642-75668-9

Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: INGG SO RAN, 331 p. (In Russ.)

Goncharov I.V. et al. (2010). Oil source rocks and oils of the eastern part of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, (8), pp. 24–28. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoilenko A.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. (2012). Genetic types and nature of fluids in hydrocarbon deposits in the southeast of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, (11), pp. 8–13. (In Russ.)

Killops S.D. et al. (1994). A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. *AAPG bulletin*, 7(10), pp. 1560–1585.

Kontorovich A., Zumberge D., Andrusevich V., Borisova L. et al. (1994). Regional study of the geochemistry of crude oils and selected source rocks of the West Siberian Basin. GEOMARK RESEARCH, INC., SP Tairus, 294 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E. et al. (1999). Centers of naphthide formation and naphthide accumulation of different ages in the North Asian craton. *Geologya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 11(40), pp. 1676–1693. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Egorova L.I., Kontorovich V.A., Ivanov I.A., Mangazeev V.P., Moskvin V.I., Melenevskii V.N., Kostyreva E.A., Nikitenko B.L., Shurygin B.N. (1998). Geological and geochemical criteria for predicting the oil and gas content of Lower Jurassic alluvial-lacustrine deposits of the West Siberian basin. *Doklady RAN*, 358(6), pp. 799–802. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. (1999). Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem. *Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia. Abstracts.* Novosibirsk: OIGGM SO RAN, pp. 10–12. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.)

Morozov N., Belenkaya, I., Kasyanenko A., Bodryagin S. (2016). Evaluation of the Resource Potential Based on 3D Basin Modeling of Bagenov Fm. Hydrocarbon System. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/182073-MS

Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Zakharova O.A., Bukatov M.V., Pogrebnyuk S.A., Gainetdinov F.G., Nikolaev M.N. (2019). Geological and geochemical concept of petroleum system formation on the territory of the project "Remote group of fields" in the area of operation of Gazpromneft-Noyabrskneftegas LLC. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 21–25. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-21-25

Neruchev S.G. (1998). Handbook of geochemistry of oil and gas. St.Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)

Petersen H.I., Hertle M. (2018). A review of the coaly source rocks and generated petroleums in the Danish North Sea: an underexplored Middle Jurassic petroleum system? *Journal of Petroleum Geology*, 41(2), pp. 135–154. https://doi.org/10.1111/jpg.12697

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.A., Morariu D. (2014). Oil and gas from low-permeability shale strata are a reserve of the raw material base of hydrocarbons in Russia. St.Petersburg: FGUP «VNIGRI», 322 p. (In Russ.)

Singh A.K. (2016). Petrographic characterization and evolution of the Karharbari coals, Talcher Coalfield, Orissa, India. *International Journal of Coal Science & Technology*, (3), pp. 133–147. https://doi.org/10.1007/ s40789-016-0132-3

Singh M.P., Singh A.K. (2000). Petrographic characteristics and depositional conditions of Eocene coals of platform basins, Meghalaya, India. *International Journal of Coal Geology*, 42(4), pp. 315–356. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00045-2

Suárez-Ruiz I., Flores D., Mendonça Filho J.G., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*, 99(1), pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Tectonic map of the central part of the West Siberian Plate (1998). Ed. V.I. Shpilman, N.I. Zmanovskiy, L.L. Podsosovoi. (In Russ.)

Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

About the Authors

Darya Yu. Kalacheva – Head of the Department, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Irina A. Sannikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

Nikita V. Morozov – Product Manager, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

Manuscript received 17 August 2023; Accepted 13 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.3

УДК 550.84.09

Геохимические характеристики органического вещества донных отложений северной части Баренцева моря как индикатор миграции углеводородов из недр

gr≁∖

Л.Ю. Сигачева^{*}, О.Н. Видищева, А.Г. Калмыков, Е.Н. Полудеткина, Г.Г. Ахманов Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Проведено исследование группового и молекулярного составов органического вещества донных осадков северного сектора Баренцева моря. Выявлены районы, где углеводородный молекулярный состав органического вещества донных отложений имеет сходство с нефтяным. Термически зрелые углеводородные соединения в отложениях области исследований, скорее всего, имеют миграционную природу, что может свидетельствовать о наличии процессов флюидоразгрузки из глубокопогруженных частей осадочного разреза. На основании сравнительного анализа молекулярного состава углеводородных соединений донных отложений и из пород ближайшего к району исследований берегового обрамления выдвинуто предположение о том, что источником миграционного органического вещества в современных осадках являются глубокопогруженные среднетриасовые глинистые отложения.

Ключевые слова: Арктический шельф, Баренцево море, донные осадки, органическое вещество, флюидоразгрузка, углеводороды-биомаркеры

Для цитирования: Сигачева Л.Ю., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Полудеткина Е.Н., Ахманов Г.Г. (2023). Геохимические характеристики органического вещества донных отложений северной части Баренцева моря как индикатор миграции углеводородов из недр. *Георесурсы*, 25(4), с. 42–57. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.3

Введение

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года», расширение геологоразведочных и поисковых работ по освоению нефтегазового потенциала арктических осадочных бассейнов представляет собой одну из ключевых задач. Начальные ресурсы нефти и газа российского шельфа крайне велики и оцениваются в 113,9 млрд т нефтяного эквивалента (Мельников и др., 2020). На долю Баренцевоморского континентального шельфа, включая Печорское море, приходится 38,5% от суммарных ресурсов углеводородов (УВ) (Мельников и др., 2020). Однако степень изученности и освоенности данных ресурсов в акватории не превышает 20%. В южной и центральной частях Баренцевоморского шельфа открыты 11 месторождений углеводородов, крупнейшим из которых является Штокмановское. Извлекаемые запасы газа этого месторождения оценены в 3,9 трлн м³, а конденсата – в 56,1 млн т (Сенин и др., 2020). Вместе с тем, северная часть моря не охарактеризована бурением. На основании региональных сейсмических исследований в ее пределах локализован ряд перспективных структур (Казанин и др., 2016). В ходе исследований верхней части осадочного разреза и водной толщи как норвежского, так и российского секторов Баренцева моря, выявлены

различные геолого-геофизические признаки современной и палео- флюидоразгрузки на дне моря, в т.ч. газовые «факелы», акустические аномалии типа «яркое пятно», «газовые трубы», донные воронки типа «pockmark», «кратеры гидратного взрыва» (blow-out craters), гляциотектонические пары (hill-hole pairs) (Соловьева и др., 2020; Chand et al., 2008; Rise et al., 2015; Winsborrow et al., 2016; Andreassen et al., 2017; Dowdeswell et al., 2021; Montelli et al., 2023), а также биологические индикаторы, представленные метан-потребляющими организмами в донных осадках (Niemann et al., 2006; Smirnov, 2014). Помимо этого, о миграции флюидов из осадочного чехла в приповерхностную часть разреза свидетельствуют текстуры дегазации донных осадков, отмечаемые для некоторых образцов, отобранных в морских экспедициях (Соловьева и др., 2020). Недавно в западной части Баренцева моря был обнаружен грязевой вулкан, получивший имя Бореалис (Bludd, 2023), а грязевые вулканы традиционно рассматриваются как прямые индикаторы нефтегазоносности осадочных бассейнов.

Изучение нефтегазоносности требует систематизации данных и расширения работ, нацеленных на получение сведений о процессах, связанных с функционированием УВ систем. Это особенно актуально при оценке нефтегазоносности северных, менее изученных, секторов Баренцева моря.

Методы геохимических исследований поверхностных отложений являются эффективным способом прямой оценки УВ систем осадочного бассейна без проведения глубокого бурения. С их помощью проводится изучение обнаруженных зон подтока УВ флюидов из глубокопогруженных залежей к поверхности морского дна. В основе

^{*} Ответственный автор: Любовь Юрьевна Сигачева

e-mail: sigacheva_l@list.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

данных методов лежат представления о наличии непрерывного диффузионно-фильтрационного массопереноса УВ флюидов из скоплений в поверхностную часть осадочного разреза. Движение УВ к поверхности посредством фильтрации (микрофильтрации) происходит по зонам разуплотнений и микротрещиноватости (Петухов, 1981). Жидкие УВ флюиды мигрируют как в виде самостоятельной непрерывной фазы, так и в газорастворенном состоянии. Кроме того, их миграция может осуществляться в виде капель, глобуль, пленок на поверхности воды и газа (Бурштар, 1973; Чахмахчев, 1983). Процессы диффузии – перемещения УВ на молекулярном уровне – также играют существенную роль при массопереносе (Коржов, Головко, 1994). В акваториях граница раздела «вода – осадок» представляет собой важный барьер на пути миграции УВ соединений (Петухов, Старобинец, 1993). Поэтому объектом исследования поверхностных геохимических поисковых методов являются, как правило, УВ флюиды донных осадков. При проведении таких исследований учитывается, что в придонном слое отложений также широко распространено «собственное» (сингенетичное) органическое вещество (ОВ). При этом формируются фоновые концентрации УВ, которые зависят от характеристик исходного ОВ, условий его накопления и трансформации в приповерхностных слоях. Процессы миграции УВ с глубин находят своё отражение в проявлении термогенных УВ соединений на общем фоне геохимических параметров, характерном для сингенетичного незрелого ОВ.

Опубликованные исследования УВ соединений из донных осадков северной части Баренцева моря подтверждают высокий нефтегазовый потенциал района исследований (Егошина и др., 2020; Немировская и др., 2021; Blumenberg et al., 2016; Vidischeva et al., 2022; и др.).

В статье приводятся результаты изучения сингенетичных и миграционных УВ в донных осадках района исследований, расположенного в северной части Баренцева моря, а также определения возможного источника миграции в осадочном чехле путем сравнения полученных данных с результатами изучения ближайшего берегового обрамления.

Геологическое строение района исследований

Район исследований расположен между архипелагами Земля Франца Иосифа, Шпицберген и Новая Земля (рис. 1). Баренцево море традиционно рассматривается в составе Баренцевской окраинно-материковой (шельфовой) плиты (Баренцевская шельфовая плита, 1988). Согласно концепции тектонического районирования, предложенной А.В. Ступаковой (Ступакова, 2011), район исследований расположен на сочленении Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии и Северо-Баренцевской зоны поднятий – структур первого порядка.

Геологический разрез северной части Баренцевоморского шельфа слагают породы архей-протерозойского, палеозойского и мезозойского возрастов. Кайнозойские отложения отсутствуют вследствие кайнозойского воздымания и эрозии (Henriksen et al., 2011). В северо-западной части района исследований за счет эрозионного срезания на поверхность выходят породы позднетриасового, юрского и мелового возрастов. Согласно (Старцева и др., 2017), осадочный разрез здесь начинается с отложений низов франского яруса и достигает мощности 15–18 км в наиболее погруженных частях Северо-Баренцевской впадины. Палеозойские отложения имеют преимущественно карбонатный состав, а с позднепермского времени в районе установилось, главным образом, терригенное осадконакопление (Старцева и др., 2017).

В разрезе осадочного чехла выделяют четыре нефтегазоносных комплекса: верхнепалеозойский, триасовый,



Рис. 1. Расположение районов геохимических исследований экспедиции TTR-20

юрский и меловой (Галимов и др., 2008). Основными источниками УВ служат глинистые прослои в триасовых и юрских отложениях. Среди триасовых отложений наилучшими генерационными свойствами обладают нижне- и среднетриасовые глинистые прослои с гумусово-сапропелевым типом ОВ, а также прослои углистых верхнетриасовых пород (Кирюхина и др., 2012). В юрских отложениях наибольшим генерационным потенциалом обладают верхнеюрские «черные глины», обогащенные сапропелевым ОВ (Кирюхина, 2013). Основными продуктивными отложениями являются верхнепермские и триасовые песчаники, а также нижне-среднеюрские аллювиальные и прибрежно-морские песчаники (Норина, 2014).

Материалы и методы

В основу работы положен материал, собранный, в северной части Баренцева моря в ходе геолого-геофизической экспедиции TTR-20 по программе «Обучениечерез-исследование (Training-through-Research)», организованной геологическим факультетом Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова осенью 2021 года при поддержке Министерства науки и образования Российской Федерации. Коллекция изученных проб включала 140 образцов донных отложений, отобранных на 31 станции донного пробоотбора.

Места отбора проб донных илов были определены на основе результатов дистанционного изучения верхней части осадочного разреза, которые позволяли ожидать проявления процессов миграции УВ к поверхности. Опробовались, например, донные воронки типа «pockmark», дно над сейсмоакустическими аномалиями типа «яркое пятно», разломами и пр. Также выполнено несколько станций пробоотбора в местах без признаков флюидоразгрузки, где ожидались фоновые концентрации и состав УВ. Все выполненные станции пробоотбора характеризуют три района в пределах полигона исследований (с запада на восток): восточный склон и подножье поднятия Персея (далее по тексту – поднятие Персея); южный склон и подножье поднятия Демед (далее по тексту - поднятие Демед); и западное подножье Северо-Восточного плато (далее по тексту – Северо-Восточное плато) (рис. 1). В качестве пробоотборника использовалась ударная гравитационная труба длиной 3 м. Пробы для исследования ОВ, объемом 200-250 мл ила природной консистенции, отбирались вдоль всего полученного керна с шагом около 20 см. Высушивание образцов производилось на судне в вытяжных шкафах.

Лабораторные геохимические исследования выполнялись поэтапно и включали следующие виды анализов: люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), пиролиз, экстракцию, анализ группового состава экстрактов и хромато-масс-спектрометрический анализ (ХМС) насыщенной и ароматической фракций экстрактов.

Валовый ЛБА выполнялся по методике В.Н. Флоровской (Флоровская, 1957). В качестве растворителя использовался хлороформ.

Пиролитические исследования осадков выполнялись по методу Rock-Eval=6. В процессе нагрева до 300 °С регистрировались свободные УВ (пик S₁ – мг УВ/г навески); в интервале 300–650 °С – УВ, выделившиеся в процессе

44 GEDRESURSY www.geors.ru

термической деструкции OB (пик S₂ – мг УВ/г навески). Также в работе использовались расчётные параметры TOC (содержание общего органического углерода) и MINC (содержание минерального углерода). Для отдельных образцов были проведены пиролитические исследования по модифицированной программе «Reservoir», согласно методике, описанной в работе (Гершелис и др., 2020).

Горячая экстракция раздробленных до порошкообразного состояния, предварительно высушенных образцов донных отложений проводилась в аппаратах Сокслета хлороформом. При необходимости полученные экстракты очищались от серы с помощью порошка активированной меди. Групповой состав экстрактов определялся SARAанализом согласно стандарту ASTM D4124 (разделение флюида на насыщенную, ароматическую фракции, смолы и асфальтены). В рамках данного стандарта из полученного экстракта с помощью гексана (40:1 по объему) в течение суток отделяются асфальтены. Полученные мальтены разделяли методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на активированном силикагеле.

ХМС выполнялся на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель – гелий, скорость потока – 1 см³/мин, объем вводимой пробы – 1 мм³. Капиллярная колонка 60 м х 0,25 мкм x 0,25 мкм (HP-5ms). Искомые соединения идентифицировались в программном обеспечении Agilent MassHunter.

Результаты и обсуждение

Вскрытый опробованием разрез представлен отложениями верхнеплейстоцен-голоценового возраста. На основании макроописания, а также сравнения полученных данных с опубликованными материалами (Polyak, Solheim, 1993; Murdmaa et al., 2006) были выделены литостратиграфические комплексы различного генезиса: голоценовые морские осадки – неуплотненные глинистые и алевро-глинистые илы с прослоями и примазками гидротроилита и небольшим количеством погонофор, иногда с включениями гальки и гравия айсбергового разноса; верхнеплейстоценовые ледниково-морские отложения времени общей дегляциации региона, представленные слабо уплотнёнными алевро-глинистыми осадками с многочисленными «окатышами» более уплотненных глин и редкими включениями гравия; плейстоценовые моренные отложения - существенно уплотненные, сухие глинистые и алевро-глинистые отложения с включениями гальки и гравия плотных пород. Нижний, моренный комплекс был вскрыт трубками лишь на нескольких станциях пробоотбора.

По результатам валового ЛБА установлено, что содержание хлороформенных битумоидов (ХБА) в изученных образцах варьирует от 0,00016 до 0,32%. Большая часть образцов характеризуется концентрациями 0,0006–0,01% (рис. 2А). Концентрации ХБА до 0,01%, включительно, приняты за фоновые для донных отложений района исследований, а более высокие концентрации отнесены к высоким, аномальным. Повышенными концентрациями (0,01–0,32%) характеризовались лишь 19 образцов, отобранных на 13 станциях, которые относительно равномерно представляют весь район проведенных исследований.

gr /m

gr /m

В основном, в ХБА наблюдалось преобладание смолистомаслянистой составляющей с подчиненными концентрациями легких УВ. Однако для некоторых образцов было свойственно повышенное содержание легких битумоидов. В данную группу попали образцы из 11 станций с аномальными концентрациями ХБА и, дополнительно, пробы с фоновыми концентрациями ХБА, отобранные на 7 станциях. Разрезы с повышенным содержанием легких битумоидов вскрыты по всему району исследований.

Параллельно с проведением ЛБА выполнены пиролитические исследования для образцов, отобранных на 11 станциях пробоотбора. По результатам пиролитических исследований донные осадки района исследований характеризуются концентрациями ТОС 0,56–3,19%, среднее – 1,4%. Для большинства образцов диапазон значений составляет 1–2%. Максимальные концентрации наблюдались в образцах, отобранных на 2 станциях в пределах поднятия Персея и 1 станции, расположенной на Северо-Восточном плато (рис. 3А). Закономерность вариации ТОС вдоль разрезов разных станций не устанавливается, также ТОС не зависит от литологического состава отложений. Значения MinC существенно меньше, чем ТОС (от 0,03 до 0,46% при среднем 0,16%), что является



Рис. 2. Результаты люминесцентно-битуминологического анализа донных осадков: А) гистограмма распределения баллов вытяжек образцов; Б) пример фоновой станции (поднятие Демед) с низкими концентрациями битумоидов асфальтеново-маслянисто-смолистого состава; В) пример аномальной станции (поднятие Персея) с повышенными концентрациями битумоидов с легкими компонентами в составе



Рис. 3. Пиролитические характеристики донных осадков: A) зависимость значений пика S_1 от содержания TOC; Б) профили вертикального распределения параметра S_1 в образцах, отобранных вдоль разрезов станций. Образцы, отобранные вдоль разреза одной станции, отмечены одним цветом и собственным значком

типичным для осадков Баренцева моря и объясняется их преимущественно терригенным составом.

УВ-насыщение осадков (S₁) варьирует в диапазоне от 0.04 до 1.03 мг УВ/г осадка, при этом содержание низкомолекулярных УВ соединений крайне мало (значения S₁ менее 0,04 мг УВ/г осадка). Во всех станциях наблюдается тренд уменьшения S₁ вниз по разрезу (рис. 3Б). Наиболее отчетливо данная зависимость видна в отложениях, опробованных на станции TTR20-AR180G (поднятие Персея). Максимальные значения пика S₁, характерные для верхнего интервала (0–10 см) всех проанализированных разрезов, могут объясняться как подтоком эпигенетичных УВ, так и низкой степенью диагенетической преобразованности сингенетичного ОВ поверхностного слоя осадков в связи с наличием лабильных соединений биополимеров (Гершелис и др., 2020; Меленевский и др., 2011).

На графике зависимости S₁ от ТОС можно условно выделить два тренда (рис. ЗА). Первый формирует группа образцов, в которой на фоне увеличения концентраций ТОС наблюдается лишь незначительное увеличение параметра S₁. Вторая группа образцов составляет тренд, где характерно резкое увеличение значений S₁ с ростом ТОС. Как правило, ко второй группе относятся образцы из самого верхнего интервала разреза (0-10 см), в котором зафиксированы максимальные по разрезу значения параметра S₁. Конечно, разные тренды на графике зависимости TOC/S₁ могут быть обусловлены разными типами сингенетичного ОВ в отложениях. Тем не менее, с учетом того, что все изученные станции располагаются в одном секторе открытого моря, серьезные вариации в составе современного ОВ трудно объяснить. Более вероятным представляется, что высокие значения S, могут быть связаны с подтоком эпигенетичных УВ соединений.

Значения пика S2, за который в морских осадках «отвечают» устойчивые соединения биополимеров, а также незрелые геомакромолекулы (протокероген) (Меленевский и др., 2011) в исследованных образцах варьируют от 0,53 до 4,35 мг УВ/г осадка.

По совокупным результатам ЛБА и пиролитических исследований в качестве аномальных выделены 10 станций: восемь из отобранных на поднятии Персея и по одной с поднятия Демед и Северо-Восточного плато. Дальнейшие аналитические исследования были сфокусированы на образцах отложений аномальных станций, в которых ожидалось наличие миграционных УВ. Также в каждом районе для сравнения были выбраны образцы из фоновых станций, признаков флюидоразгрузки в которых не обнаружено. В общей сложности выделение битумоидов и определение их группового состава выполнено для 72 образцов из 18 станций.

Результаты выполненной экстракции в целом хорошо согласуются с результатами пиролитического анализа. Наблюдается тренд уменьшения относительной массы растворимой в органических растворителях (гексан, хлороформ, спирто-бензол и их аналоги) части ОВ осадков в пробах с глубиной по разрезу (рис. 4). Значение данного параметра варьирует в широком диапазоне – от 0,14 до 1,97 мг УВ/г осадка. Максимальные его значения, в целом, характерны для образцов из приповерхностного интервала станций (0-10 см). Исключением является станция TTR20-AR196G (Северо-Восточное плато),

40 лубина, см 80 100

Рис. 4. Профиль вертикального распределения относительной массы битумоидов в осадках по результатам экстракции (72 образца из 18 станций)

в отложениях которой с увеличением глубины наблюдается резкий рост относительной массы битумоидов, достигающей значений 2-3,2 мг УВ/г осадка.

Битумоиды донных отложений обладают неоднородным групповым составом и незакономерно распределены вдоль изученных разрезов. Содержание асфальтенов варьирует в очень широком диапазоне от 9 до 89 % битумоида (среднее – 42%). Наибольшей долей асфальтенов характеризуются экстракты приповерхностного интервала (среднее - 63%), что, вероятно, указывает на преобладание сингенетичного ОВ в поверхностных осадках.

В составе мальтенов образцов доминирует фракция смол (среднее - 62%), что характерно для непреобразованного исходного ОВ придонных осадков (рис. 5). Лишь в некоторых образцах из восьми станций пробоотбора, представляющих все районы, суммарный вклад насыщенной и ароматической фракций составил более 50% в составе мальтенов. В трех колонках, отобранных на поднятии Персея, интервалы с облегченным фракционным составом мальтенов преобладали по разрезу.

Согласно концепции поверхностных геохимических поисковых методов, для аномальных битуминологических полей характерно «облегчение» состава ОВ (Старобинец, Петухов, 1993), отраженное в относительно повышенном содержании насыщенной и ароматической фракций. Для сингенетичного ОВ характерен, наоборот, «тяжелый» состав, доминирующими в котором являются смолистоасфальтеновые УВ соединения. Исходя из этого, на основании результатов анализа состава экстрактов в качестве аномальных были определены 11 станций, характеризующих весь полигон исследований, в разрезах которых присутствовали интервалы с относительно «облегченным» составом ОВ. Дальнейшее исследование молекулярного состава ОВ (XMC анализ) было сосредоточенно именно







Рис. 5. Примеры профилей вертикального распределения фракционного состава мальтенов (в процентах) по разрезу колонок двух аномальных и двух фоновых станций

на этих станциях. Также для сравнения были выбраны две фоновые станции, отобранные на поднятии Демед, с сингенетичным ОВ в отложениях, генезис которого был установлен по результатам выполненных исследований.

Для характеристики опробованных станций на XMC анализ обычно выбирались образцы из верхней (до 25 см), средней (25–70 см) и нижней (более 70 см) секций разрезов. В общей сложности анализ молекулярного состава ОВ был выполнен для 37 образцов донных отложений из 13 станций.

При изучении молекулярного состава OB донных отложений в насыщенной фракции экстрактов образцов идентифицированы нормальные и изоалканы, регулярные и диастераны, три- и тетрациклические терпаны, гопены и гопаны.

Н-алканы и изопреноиды. Среди н-алканов в экстрактах определены гомологи состава C_{12} - C_{40} , при этом низкомолекулярные соединения с длиной цепи C_{17} и менее присутствуют в следовых концентрациях. По характеру распределения н-алканов все пробы можно поделить на две группы:

1. К первой группе относятся образцы осадков с незрелым OB, характеризующиеся «пилообразным» распределением четных и нечетных гомологов (рис. 6), свойственным для OB современных осадков. По молекулярному весу доминирующих н-алканов все экстракты с незрелым OB можно поделить на несколько подгрупп:

 1.1. с доминированием нечетных высокомолекулярных н-алканов состава С₂₃-С₂₉ (рис. 6А);

1.2. с бимодальным распределением – нечетностью н-алканов состава C_{25} - C_{31} и четностью н-алканов в диапазонах C_{18} - C_{22} и C_{34+} (рис. 6Б).

 Вторая группа характеризуется относительно «плавным» распределением четных и нечетных гомологов, которое, как правило, наблюдается в нефтяных УВ (рис.7).

Характер распределения н-алканов первой группы образцов с незрелым ОВ будет отражать процессы ранней трансформации ОВ в донных отложениях и генезис основных продуцентов ОВ. Доминирование нечетных высокомолекулярных н-алканов состава С23-С29 (рис. 6А), вероятно, отображает нормальную морскую седиментацию, так как данные соединения характерны для некоторых разновидностей водных макрофитов (Ficken et al., 2000). Помимо явного максимума в распределение н-алканов, приходящегося на С23-С29, в экстрактах из образцов одной станций с поднятия Персея и двух станций с Северо-Восточного плато наблюдается локальный максимум в низкомолекулярной области, приходящийся на четные н-алканы состава С₂₀-С₂₂. Еще в одном экстракте из образца с Северо-Восточного плато локальный максимум приходится на С₁₈-С₂₂. В высокомолекулярной области (С₃₆-С₄₀) в большинстве экстрактов из данной группы происходит смена преобладания н-алканов с нечетным количеством атомов углерода на четные, в результате которой наблюдается незначительное преобладание н-алканов состава С₃₆, С₃₈ и С₄₀ над соседними гомологами. Все это может указывать на наличие процессов трансформации ОВ, так как появление четных гомологов, вероятно, связано с действием микробных сообществ (Elias et al., 1997; Пошибаева, 2015; Гаретова и др., 2018). Индекс CPI (Carbon Preference Index) (Bray, Evans, 1961), рассчитанный по формуле CPI = $2^*(C_{23}+...+C_{31})/((C_{22}+...+C_{30})+...+C_{31})$ (C₂₄+...+C₃₂)), варьирует от 1,41 до 2,95 при среднем значении 1,98. Это подтверждает низкую степень зрелости ОВ.

Существенно отличаются по н-алкановому распределению экстракты приповерхностного интервала (0–10 см) всех станций, а также три экстракта из более глубоких горизонтов, опробованных в двух станциях на поднятии Персея и в одной станции на поднятии Демед. Они были отнесены ко второй подгруппе первой группы. В них



gr≁∖∖

Рис. 6. Распределение н-алканов в экстрактах осадков с незрелым OB (первая группа): A) экстракты с доминированием нечетных высокомолекулярных н-алканов состава C_{23} - C_{29} , характерным для морского незрелого OB; Б) экстракты приповерхностного интервала (0–10 см) станций – с преобладанием четных н-алканов над нечетными в диапазонах C_{18} - C_{22} и C_{34+} , с сохранением нечетности в области C_{25} - C_{31} , характерным для бактериально трансформированного морского OB



Рис. 7. Распределение н-алканов в экстрактах осадков с наличием миграционных УВ

наблюдается «горб» в высокомолекулярной области спектра (C_{34+}), в котором доминируют четные н-алканы (рис. 6Б). В области C_{25} - C_{31} преобладают нечетные гомологи, однако по сравнению с экстрактами из более глубоких интервалов станций (подгруппа 1.1) их вклад в общее распределение менее значителен. В низкомолекулярной области для всех экстрактов характерны локальные максимумы, приуроченные к н- C_{20} и н- C_{22} . Индекс СРІ варьирует от 0,68 до 1,88 при среднем 1,2. Значения СРІ, близкие к 1, характерны для зрелых УВ. Однако в данном случае низкие значения СРІ скорее объясняются существенным вкладом биомассы бактерий (Гаретова и др., 2018). Таким образом, характер распределения н-алканов в приповерхностном слое осадков позволяет сделать вывод о существенной трансформации ОВ, так как доминирование четных гомологов в различных областях спектра в совокупности с практически полным отсутствием низкомолекулярных гомологов может объясняться только бактериальной активностью (Гаретова и др., 2018).

Различия в характере распределения н-алканов сингенетичного ОВ донных отложений района исследований хорошо объясняются, исходя из региональной смены обстановок осадконакопления в позднечетвертичное

Л.Ю. Сигачева, О.Н. Видищева, А.Г. Калмыков, Е.Н. Полудеткина, Г.Г. Ахманов

время. В плейстоценовое время Баренцевоморье было подвержено масштабному оледенению, и такие условия не могли способствовать высокой биопродуктивности. Отступание ледника началось в конце плейстоцена. Полная дегляциация, последовавшее повышение уровня моря и адвекция североатлантического течения обусловили повышение температуры и резкое возрастание продуктивности моря (Иванова, Мурдмаа, 2021). В проанализированных осадочных колонках «запечатлен» переход от перегляциальных обстановок к существенно более тепловодным современным условиям с высокой биопродуктивностью. Поэтому количество сингенетичных УВ в отложениях увеличивается вверх по разрезу, что также находит отражение в результатах пиролитических исследований и изучения группового состава хлороформенных экстрактов. Увеличение количества сингенетичного ОВ в совокупности с общим повышением температуры способствовало также росту интенсивности бактериальных процессов (Ильинский, Семененко, 2001) и масштабов биотрансформации современных придонных осадков. Это отражено в молекулярном составе ОВ исследованных образцов приповерхностных илов.

Ко второй группе отнесены экстракты из отложений, опробованных на трех станциях на поднятии Персея и одной станции на Северо-Восточном плато. Они существенно отличаются от «незрелых» экстрактов первой группы. Вторая группа характеризуется относительно «плавным» распределением четных и нечетных гомологов (рис. 7), которое, как правило, наблюдается в нефтяных УВ (Тиссо, Вельте, 1981), а, значит, образцы, вероятно, содержат эпигенетичное ОВ, мигрировавшее из глубин осадочного разреза.

Значения индекса СРІ для второй группы экстрактов низкие и варьируют от 0,98 до 1,39 (среднее – 1,19). В высокомолекулярной области (C_{25} - C_{35}) наблюдается незначительное доминирование нечетных гомологов, в то время как в низкомолекулярной области спектра (C_{16} - C_{21}) концентрации четных и нечетных н-алканов близкие. Это, скорее всего, отражает наличие разных соотношений сингенетичного и зрелого эпигенетичного ОВ. В целом, описываемые экстракты весьма схожи по характеру распределения н-алканов.

Значения отношения изопреноидных алканов пристана и фитана (Pr/Ph) для всех анализируемых экстрактов меньше единицы (0,03–0,98, при среднем 0,25), что указывает на морские восстановительные обстановки накопления исходного ОВ (Петров, 1984).

Биомаркерные параметры зрелости OB. Среди тритерпеноидов в изученных образцах были идентифицированы биогопаны (ββ-конфигурации), моретаны (βα-конфигурации), гопены, а также геогопаны (αβконфигурации) (рис. 8).

Повышенные концентрации биологических гопанов и гопенов в изученных отложениях свидетельствует о существенном вкладе ОВ низкой, раннедиагенетической степени зрелости (Каширцев, 2001; Гринько и др., 2020). Доля геогопанов среди общего содержания тритерпеноидов варьирует от 14,6 до 50,9%. Данное значение незакономерно варьирует по разрезу станций. Соотношения геогопанов, биогопанов, моретанов и гопенов, установленное для заведомо «фоновых» отложений без признаков эпигенетичного OB, использовалось для выявления интервалов отложений с аномально повышенной концентрацией геогопанов, свидетельствующей о миграционной природе части VB в донных илах. Наибольшее количество таких интервалов обнаружено в разрезах станций, опробованных на поднятии Персея (рис. 9).

Среди трисноргопанов (тритерпаны состава С₂₇) идентифицированы изомеры Ts (18α(H)-22, 29, 30-триснорнеогопан), Тт (17α(Н)-22, 29, 30-трисноргопан), а также изомер Тβ (17β(Н)-22, 29, 30-трисноргопан) и непредельный гопен Те (17а(Н)-22, 29, 30-трисноргоп-(17,21)ен), вероятно, являющийся предшественником своих предельных аналогов. Последние два являются крайне нестабильными, поэтому в составе нефтей они обычно отсутствуют. Вместе с тем, согласно опубликованным данным, их высокие концентрации характерны для незрелого OB современных осадков (Boitsov et al., 2011; Петрова и др., 2015; Моргунова и др., 2018; Гринько и др., 2020). Изомер Тѕ имеет катагенетическое происхождение, поэтому его обнаружение в осадках может быть результатом подтока нефтяных УВ. В ОВ большинства образцов Тя содержится в следовых количествах, а изомеры Tm и Tβ явно доминируют над ним. Так, в образцах из фоновых станций значения параметра Ts/(Ts+Tm) минимальны и варьируют от 0,10 до 0,14 (рис. 10В). В изученных образцах остальных станций данные значения несколько выше (до 0,43, среднее – 0,26). Лишь в одном образце с поднятия Персея (TTR20-AR168G 50–60 см) содержание изомера Ts несколько превышает содержание Tm(Ts/(Ts+Tm) = 0.61), что указывает на большою долю катагенетически преобразованного (середина ГЗН) ОВ в составе донных отложений (Peters et al., 2005).

Гопаноиды состава С29 представлены норгопанами Н29аβ, Н29ββ, норморетаном (Н29βа), норнеогопаном (H29Ts), а также неогоп-13(18)-еном. Гопадоиды состава С₃₀ - эпимерами Н30αβ, Н30ββ и Н30βα и гопенами: диплоптеном (гоп-22(29)-еном), неогоп-13(18)-еном и гоп-17(21)-еном. Гопены (особенно диплоптен) встречались редко. В большинстве экстрактов идентифицирован диагопан – структурный изомер гопана С₃₀, отличающийся от последнего наличием метильного заместителя у С15 вместо С₁₄. Значения параметра 30d/H30αβ в образцах фоновых станций не превышают 0,05 и увеличиваются до 0,09-0,15 в образцах из трех станций с поднятия Персея и одной станции с Северо-Восточного плато (рис. 10В). В данном случае повышенные концентрации диагопана маркируют образцы с более термически преобразованным ОВ, так как наблюдается их прямая зависимость от значений других параметров зрелости.

Также было установлено наличие в ОВ осадков гомогопанов состава C_{31} - C_{34} . Их гомологи состава C_{35} присутствовали в ряде образцов в следовых количествах. Значения отношения эпимеров S- и R-гомогопанов состава C_{31} (коэффициент 22S/(22S+22R)) в образцах фоновых станций варьируют от 0,12 до 0,18. Максимальные значения (0,35–0,43) установлены в образцах из пяти станций с поднятия Персея. Для эпимеров состава C_{32} значения аналогичного коэффициента несколько выше – в фоновых образцах от 0,23 до 0,33; максимальные – 0,4–0,49 – в отдельных станциях, представляющих все районы исследований. Такие значения несколько ниже равновесных



Рис. 8. Примеры масс-фрагментограмм тритерпеноидов (m/z 191) в фоновых образцах (поднятие Демед) (A) и в образцах с миграционными УВ (поднятие Персея) (Б): $T_S - 18\alpha(H)-22$, 29, 30-триснорнеогопан; $Te - 17\alpha(H)-22$, 29, 30-трисноргоп-(17,21)-ен; $Tm - 17\alpha(H)-22$, 29, 30-трисноргопан; $T\beta - 17\beta(H)-22$, 29, 30-трисноргопан; $Te - 17\alpha(H)-22$, 29, 30-трисноргопан; C29:13(18)-ене – C29 неогоп-13(18)-ен; $H29\alpha\beta - 17\alpha(H)$, $21\beta(H)-30$ -норгопан; $H29T_S - 18\alpha(H)-30$ -норнеогопан; $30d - 15\alpha$ -метил-17 $\alpha(H)-27$ -норгопан (duaronah); C30:17(21)-епе – C30 гоп-17(21)-ен; $H29\beta\alpha - 17\beta(H)$, $21\alpha(H)-30$ -норгопан; $H30\beta\alpha - 17\beta(H)$, $21\alpha(H)$ -гопан (моретан); C30:13(18)-епе – C30 неогоп-13(18)-ен; $H29\beta\beta - 17\beta(H), 21\alpha(H)$ -з0-норгопан; $H30\beta\alpha - 17\beta(H)$, $21\alpha(H)$ -гопан (моретан); C31:17(21)-епе – C31 гоп-17(21)-ен; $H31\beta\alpha - 17\beta(H)$, $21\alpha(H)$ -гомогопан; C30:22(29)-епе – C30 гоп-22(29)-ен (dunnonmen); $H32\beta\alpha - 17\beta(H)$, $21\alpha(H)$ -бисгомогопан; H31Su H31R - C31 $17\alpha(H)$, $21\beta(H)$ гомогопаны 22S и 22R эпимеры соответственно; H32S и H32R - C32 $17\alpha(H)$, $21\beta(H)$ бисгомогопаны 22S и 22R эпимеры соответственно; H35S и H35R – пентакисгомогопаны 22S и 22R эпимеры соответственно

(0,59 и 0,56 для гомогопанов C_{31} и C_{32} соответственно) (Гордадзе и др., 2012), но вместе с тем свидетельствуют о присутствии в осадках аномальных станций OB повышенной зрелости.

В исследуемых экстрактах среди биогопанов и моретанов соединения состава C_{31} (H31 $\beta\beta$ и H31 $\beta\alpha$) преобладали над соединениями состава C_{32} (H32 $\beta\beta$ и H32 $\beta\alpha$). Величины отношений концентраций геогопанов к их термически менее устойчивым аналогам (биогопанам, моретанам и гопенам) с аналогичным количеством атомов углерода в молекулах приведены на лепестковой диаграмме (рис. 10А). Экстракты внутри отдельных станций отличаются между собой по геохимическим характеристикам – некоторые тяготеют к области фоновых станций, а некоторые значительно отдаляются от него. Вероятно, это связано с наложением нефтяного распределения УВ миграционной природы на фоновое распределение современного ОВ осадков.

Трициклические терпаны в экстрактах осадков представлены гомологической серией хейлантанов – t19-t30. Гомологи t19-t20 присутствуют не повсеместно. Трициклические терпаны термически более устойчивы, чем другие терпаны, поэтому с увеличением степени зрелости их относительные концентрации в ОВ становятся больше (Peters, Moldowan, 1993). Как правило, концентрации хейлантанов низкие – пики индивидуальных соединений плохо проявлены на масс-фрагментограммах. В образцах из фоновых станций величины отношения три/пента (t23/H30 $\alpha\beta$) не превышают 0,08. Максимальные значения данного параметра (0,12–0,27) установлены в образцах из пяти станций с поднятия Персея, одной станции с поднятия Демед и одной станции с Северо-Восточного плато.

Среди стеранов в осадках были идентифицированы биологические стераны – ααα-конфигурации, геологические стераны (или изостераны) – αββ-конфигурации,

gr ⁄^



Рис. 9. Состав тритерпеноидов в экстрактах из осадков

а также перегруппированные стераны (диастераны) – αβα-конфигурации. В фоновых образцах преобладают биологические структуры (значения параметра bb/(aa+bb)С29 лежат в диапазоне 0,31-0,38), особенно эпимеры, имеющие при 20-м углеродном атоме R-конфигурацию. Они являются наименее устойчивыми, поэтому в ходе термического созревания ОВ переходят в S-эпимеры (Peters et al., 2005). Таким образом, доминирование R-эпимеров свидетельствует о низкой степени зрелости ОВ образцов фоновых станций (величины параметра aa20S/(S+R)C₂₀ варьируют от 0,05 до 0,13) (рис. 10Б). Такой же вывод можно сделать и по проявлению в общем распределении диастеранов. Так, величина отношения диастеранов к регулярным состава С₂₇ (диа/рег С₂₇), сильно зависящая от степени зрелости ОВ, в образцах фоновых станций варьирует от 0,03 до 0,17 (среднее – 0,08). Однако был выявлен ряд станций (шесть станций на поднятии Персея и одна станция на Северо-Восточном плато), в образцах из которых распределение стеранов несколько отличается: преобладание 20R-эпимеров менее резкое, относительные концентрации геостеранов



Рис. 10. A – лепестковая диаграмма величин отношений биомаркерных параметров тритерпанового ряда в экстрактах осадков; B – график соотношения параметров зрелости $bb/(aa+bb)C_{29}$ и аа $20S/(S+R)C_{29}$ изомеров стеранов в экстрактах осадков; B – график соотношения параметров зрелости Ts/(Ts+Tm) и диагопан/гопан C_{30} в экстрактах осадков. Для E и B одноцветные значки представляют образцы, отобранные вдоль разреза одной станции с разных горизонтов. Кружки обозначают образцы, отобранные из интервала 0–10 см, ромбы – 15–25 см, треугольники – 25–65 см, квадраты – более 70 см

и диастеранов более высокие в сравнении с фоновым распределением. Так, величины параметра bb/(aa+bb) C_{29} достигают 0,40–0,51; aa20S/(S+R) C_{29} –0,21–0,39 (рис. 10Б); диа/рег C_{27} –0,30–0,46.

gr M

Наибольшие значения биомаркерных параметров зрелости OB установлены в экстракте из интервала 50–60 см колонки TTR20-AR168G (поднятие Персея), в то время как в экстрактах из вышележащих интервалов той же колонки значения аналогичных параметров существенно ниже. В целом, неравномерное распределение величин коэффициентов зрелости OB по разрезу характерно для всех аномальных станций.

В ароматической фракции растворимой части ОВ донных осадков идентифицированы соединения фенантренового ряда, сероароматические соединения дибензотиофенового ряда и триароматические стероиды. Их содержание в большинстве экстрактов крайне мало. Максимальные концентрации среди полиароматических соединений приходятся на ретен, являющийся маркером высшей растительности (Villar et al., 1988). Значения метилдибензотиофенового индекса (4MDBT/1MDBT), который увеличивается со степенью зрелости OB (Radke et al., 1986), в фоновых образцах варьируют от 0,8 до 1,2. Максимальные значения данного параметра (3,7-5,7) приходятся на образцы из двух станций с поднятия Персея и одной станции с Северо-Восточного плато. Значения отношения низкомолекулярных к высокомолекулярным триароматическим стероидам (ТА(20-21)/ (ТА(20-21)+ТА(26-28)) в образцах фоновых станций не превышают 0,39 и достигает максимума (0,42-0,68) в образцах из трех колонок, отобранных на поднятии Персея, и двух, отобранных на Северо-Восточном плато, характеризуя высокую степень преобразованности ОВ (Peters et al., 2005).

Таким образом, анализ биомаркерных параметров зрелости ОВ показал, что на исследуемой площади в донных осадках содержатся эпигенетичные УВ, имеющие высокую термическую зрелость. Такие «аномальные» разрезы были вскрыты на семи станциях в пределах поднятия Персея, единожды на поднятии Демед и дважды на Северо-Восточном плато.

Чтобы охарактеризовать предполагаемую нефтематеринскую толщу, являющуюся источником миграционных УВ соединений верхней части осадочного разреза, были проанализированы биомаркерные параметры обстановок накопления и природы исходного OB.

Биомаркерные параметры состава и условий накопления исходного OB. Надежным критерием оценки типа исходного OB является соотношение в его составе стеранов состава C_{27} , C_{28} и C_{29} (Huang, Meinshein, 1979). В работе при расчетах использовалась сумма регулярных стеранов. Так, на треугольной диаграмме соотношения стерановых УВ видно, что OB образцов характеризуется смешанным составом и приурочено к морским обстановкам накопления (рис. 11). Таким образом, можно предположить, что источником нефтяных УВ в осадках является нефтегазоматеринская толща со смешанным типом OB. При этом в нескольких экстрактах из образцов с поднятия Персея преобладают гомологи состава C_{29} , что говорит о значительном вкладе в состав исходного OB гумусовой компоненты. Это может быть



2023. T. 25. № 4. C. 42-57



Рис. 11. Соотношение регулярных стеранов в экстрактах донных осадков (Huang, Meinschein, 1979). Одноцветные значки представляют образцы, отобранные вдоль разреза одной станции с разных горизонтов. Кружки обозначают образцы, отобранные из интервала 0–10 см, ромбы – 15–25 см, треугольники – 25–65 см, квадраты – более 70 см

связано как с неоднородностью состава сингенетичного ОВ осадков, так и с иным, отличным по геохимическим характеристикам, источником миграционных УВ.

На распределение биомаркеров в составе ОВ значительно влияют литологические характеристики вмещающих отложений. Судя по значениям отношений адиантана (гопана состава C_{29}) относительно гопана C_{30} (H29/H30 < 0,6), а также тетрациклического терпана T24 относительно трициклического t26 (T24/t26 < 0,5) (Connan et al., 1986), ОВ осадков формировалось в морских глинистых отложениях. Аналогичный вывод можно сделать на основании величин отношения трициклических терпанов t24 и t23, которые в подавляющем большинстве анализируемых образцов превышают граничное для карбонатов значение 0,5 (Peters et al., 2005).

Так как большинство экстрактов из аномальных станций характеризуется схожими условиями формирования и составом исходного ОВ, можно предположить для них единый источник миграционных УВ внутри осадочного разреза района исследований. Ввиду отсутствия кернового материала из северной части Баренцева моря точно установить конкретную материнскую породу не представляется возможным. Поэтому была выполнена попытка корреляции на основании сравнительного анализа молекулярных составов экстрактов донных осадков и нефтегазоматеринских пород, отобранных из обнажений на архипелагах Шпицберген и Земля Франца Иосифа. Так, для экстрактов среднетриасовых аргиллитов характерно схожее с аномальным распределение н-алканов (одномодальное с максимумом в области С₁₈-С₂₂), низкие значения отношения Pr/Ph (от 0,3 до 1,2), а также соотношение стерановых УВ (С₂₇:С₂₈:С₂₉ как 33:25:42), свидетельствующее о преимущественно морских обстановках накопления ОВ (Кирюхина и др., 2012; Норина, 2014). Глубина залегания среднетриасовых пород в пределах района исследований варьирует в широких пределах – от 0 до 4–4,5 км (Старцева и др., 2017). Поэтому очагом генерации миграционных флюидов могли служить



наиболее погруженные части осадочного разреза Северо-Баренцевской депрессии, вошедшие в главную зону нефтеобразования (Ступакова и др., 2021).

Выводы

Относительные концентрации растворимой части ОВ в осадках северного сектора Баренцева моря варьируют от 0,14 до 3,2 мг УВ/г осадка. При этом наибольшие значения характерны для самого приповерхностного интервала разрезов.

Групповой состав OB донных отложений неоднороден и изменяется по разрезу независимо от глубины залегания. Как правило, в нем доминируют смолисто-асфальтеновые компоненты. Наибольшей долей асфальтенов в составе OB характеризуются осадки приповерхностного интервала. Лишь в некоторых изученных разрезах интервалы с облегченным составом OB преобладают, указывая на возможный подток миграционных углеводородных соединений из глубокопогруженных частей осадочного разреза.

Молекулярный состав ОВ донных отложений существенно неоднороден. Большинство экстрактов характеризуется «пилообразным» распределением н-алканов с максимумами у высокомолекулярных нечетных гомологов, что указывает на низкую степень термической преобразованности современного ОВ и значительный вклад гидробионтов в его формирование. Для приповерхностных интервалов (0–10 см) изученных разрезов характерны высокие концентрации н-алканов с длиной цепи С₃₄ и более, среди которых доминируют четные гомологи, вероятно, бактериальной природы. Лишь для нескольких проанализированных образцов установлено близкое к нефтяному распределение н-алканов, свидетельствующее о присутствии в составе ОВ осадков катагенетически зрелых УВ соединений миграционной природы. Эпигенетичные флюиды, обнаруженные в разных изученных разрезах, схожи по распределению н-алканов между собой, что может указывать на единый источник УВ в осадочной толще района исследований. Биомаркерные параметры обстановок накопления указывают на схожие условия формирования материнской толщи для миграционных флюидов, изученных в образцах донных отложений.

В молекулярном составе ОВ осадков установлено наличие как гео-, так и биогопанов, а также моретанов и гопенов. Для большинства разрезов характерны минимальные концентрации геогопанов. Высокие концентрации геогопанов в разрезах, отобранных на некоторых станциях, подтверждают предположение о подтоке УВ из глубоких частей осадочного бассейна на некоторых («аномальных») участках исследованного района. Тем не менее, и на таких участках миграционная УВ компонента распределена неравномерно и характерна лишь для отдельных интервалов опробованного разреза. Последнее может объясняться различной сорбционной способностью отложений, вмещающих УВ. Величины биомаркерных коэффициентов зрелости свидетельствуют о достаточно высоком уровне термической преобразованности ОВ в образцах из «аномальных» районов.

Результаты исследований показывают, что участок восточного склона и подножья поднятия Персея характеризуется высокой плотностью проявлений современной рассеянной УВ флюидоразгрузки, установленной по большому числу геохимических индикаторов. На западном склоне Северо-Восточного плато также возможен существенный подток УВ из недр. Поднятие Демед наименее перспективно из изученных участков.

Сравнение геохимических параметров миграционных УВ, установленных в изученных образцах донных отложений района исследований, с описанными в литературе характеристиками пород из обнажений близлежащих островных архипелагов (Шпицберген и Земля Франца Иосифа) позволило выдвинуть предположение о том, что источником эпигенетичных УВ в отложениях «аномальных» участков могут служить глубоко погруженные среднетриасовые глинистые отложения, обогащенные OB смешанного типа.

Финансирование/Благодарности

Авторы выражают признательность Министерству науки и высшего образования Российской Федерации за финансирование судового времени экспедиции TTR-20 по программе «Обучение-через-исследования».

Часть исследований выполнена за счет гранта Российского научного фонда (проект № 23-27-00293).

Литература

gr M

Баренцевская шельфовая плита (1988). Ред. И.С. Грамберг. Ленинград: Недра, 264 с.

Бурштар М.С. (1973). Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 256 с.

Галимов Э.М., Немченко-Ровенская А.С., Севастьянов В.С., Абля Э.А. (2008). Баренцево-Карский регион-новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке. *Недропользование XXI век*, (6), с. 43–53.

Гаретова Л.А., Фишер Н.К., Левшина С.И. (2018). Состав донных отложений приливо-отливной акватории (юго-западный район Татарского пролива). Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление, (3), с. 102–116.

Гершелис Е.В., Кашапов Р.С., Рубан А.С., Оберемок И.А., Леонов А.А., Черных Д.В., Дударев О.В., Семилетов И.П. (2020). Исследование состава органического вещества донных осадков моря Лаптевых с применением метода Rock-Eval. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(8), с. 189–198. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2780

Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. (2012). Органическая геохимия углеводородов. Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа, 392 с.

Гринько А.А., Гончаров И.В., Шахова Н.Е., Густафссон О., Обласов Н.В., Романкевич Е.А., Зарубин А.Г., Кашапов Р.С., Гершелис (Панова) Е.В., Дударев О.В., Мазуров А.К., Семилетов И.П. (2020). Характерные особенности молекулярного состава органического вещества осадков моря Лаптевых в районах аномального выброса метана. *Геология и геофизика*, 61(4), с. 560–585.

Егошина Е.Д., Видищева О.Н., Полудеткина Е.Н., Валиева Э.И., Соловьева М.А., Ахманов Г.Г. (2020). Состав и происхождение газов из донных отложений СВ Баренцева моря (по результатам экспедиции TTR-19). Труды IX Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU-2020)». М.: ООО «ПолиПРЕСС», с. 86–89.

Иванова Е.В., Мурдмаа И.О. (2021). Послеледниковая палеоокеанология Баренцева моря. Система Баренцева моря. М.: «Издательство ГЕОС», с. 109–126.

Ильинский В.В., Семененко М.Н. (2001). Распространение и активность углеводородоокисляющих бактерий в Карском и Белом морях. Опыт системных океанологических исследований в Арктике. М.: Научный Мир, с. 364–375.

Казанин Г.С., Шлыкова В.В., Павлов С.П., Шкарубо С.И., Иванов Г.И., Кириллова-Покровская Т.А. (2016). Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Баренцева моря. *Нефть. Газ. Новации*, (1), с. 26–29.

Каширцев В.А. (2001). Органическая геохимия горючих ископаемых (новые направления в исследованиях каустобиолитов). *Наука и техника в Якутии*, 1(1), с. 23–27.

Кирюхина Н.М. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. ... канд. геол.-мин. наук.* М.: МГУ, 151 с.

Кирюхина Т.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Кирюхина Н.М., Норина Д.А. (2012). Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*, (3), с. 24–35.

Коржов Ю.В., Головко А.К. (1994). Изменение состава моно- и биаренов при моделировании фильтрации нефти через породы. *Геохимия*, (10), с. 1503–1509.

Меленевский В.Н., Леонова Г.А., Конышев А.С. (2011). Результаты исследования органического вещества современных осадков озера Белое (Западная Сибирь) по данным пиролитических методов. *Геология и геофизика*, 52 (6), с. 751–762.

Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. (2020). ГРР в Арктике ресурсный потенциал и перспективные направления. Деловой журнал Neftegaz. ru, (1), с. 22–30.

Моргунова И.П., Семенов П.Б., Крылов А.А., Куршева А.В., Литвиненко И.В., Малышев С.А., Минами Х., Хачикубо А., Земская Т.И., Хлыстов, О.М. (2018). Углеводородные молекулярные маркеры в донных осадках зон фокусированной разгрузки флюидов озера Байкал. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(4). https://doi. org/10.17353/2070-5379/40_2018

Немировская И.А., Храмцова А.В., Халиков И.С., Колтовская Е.В., Соломатина А.С. (2021). Углеводороды в воде и осадках Норвежского и Баренцева морей. *Труды Карельского научного центра Российской академии наук*, (4), с. 94–107. https://doi.org/10.17076/lim1382

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. *Дис. ... канд. геол.-мин. наук.* М.: МГУ, 208 с.

Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 264 с.

Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В., Литвиненко И.В., Моргунова И.П. (2015). Углеводороды в донных осадках Штокмановской площади-распределение, генезис, временные тренды. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(3), 35. https://ngtp.ru/rub/1/35_2015.pdf

Петухов А.В. (1981). Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа. М.: Недра, 262 с.

Петухов А.В., Старобинец И.С. (1993). Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 332 с.

Пошибаева А.Р. (2015). Биомасса бактерий как источник углеводородов нефти. Дис. ... канд. хим. наук. М.: РГУ нефти и газа, 124 с.

Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А. (2020). Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, (6), с. 21–31.

Соловьева М.А., Видищева О.Н., Ахманов Г.Г., Монтелли А.И. (2020) Современная и палео-флюидоразгрузка в северо-восточной части Баренцева моря: геолого-геофизическая характеристика по данным экспедиции TTR-19. *Труды IX Международной научно-практической* конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU-2020)». М.: ООО «ПолиПРЕСС», с. 83–85.

Старцева К.Ф., Никишин А.М., Малышев Н.А., Никишин В.А., Валющева А.А., Волож Ю.А., Балуев А.С. (2017). Геологическая и геодинамическая реконструкция Восточно-Баренцевского мегабассейна на основе анализа регионального сейсмического профиля 4-АР. *Геотектоника*, (4), с. 51–67.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.

Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Мордасова А.В., Осипов К.О., Ковалевская С.О., Колесникова Т.О., Шевченко Г.А., Мастерков И.А., Цыганкова А.А., Гильмуллина А.А. (2021). Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства. *Георесурсы*, 23(2), с. 6–25. https://doi. org/10.18599/grs.2021.2.1

Тиссо Б., Вельте. Д. (1981). Образование и распространение нефти: пер. с англ. М.: Мир, 501 с.

Флоровская В.Н. (1957). Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии. М.: Изд-во Московского университета, 291 с.

Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.

Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M., Patton H., Vadakkepuliyambatta S., Plaza-Faverola A., Gudlaugsson E., Serov P., Deryabin A., Mattingsdal R., Mienert J., Bünz S. (2017). Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor. *Science*, 356(6341), pp. 948–953. https://doi.org/10.1126/science. aal4500

ASTM D 4124 – 09. Standard Test Method for Separation of Asphalt into Four Fractions; Publication Date 2009-07-01. West Conshohocken, Pennsylvania: ASTM International. 8 p.

Bludd E.K. (2023). New volcano discovered in the Barents Sea. https:// en.uit.no/news/article?p_document_id=811821

Blumenberg M., Lutz R., Schlömer S., Krüger M., Scheeder G., Berglar K., Heyde I., Weniger P. (2016). Hydrocarbons from near-surface sediments of the Barents Sea north of Svalbard–indication of subsurface hydrocarbon generation? *Marine and Petroleum Geology*, 76, pp. 432–443. https://doi. org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.031

Boitsov S., Petrova V., Jensen H.K., Kursheva A., Litvinenko I., Chen Y., Klungsøyr J. (2011). Petroleum-related hydrocarbons in deep and subsurface sediments from South-Western Barents Sea. *Marine environmental research*, 71(5), pp. 357–368. https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2011.04.003

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22 (1), pp. 2–15. https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2

Chand S., Mienert J., Andreassen K., Knies J., Plassen L., Fotland B. (2008). Gas hydrate stability zone modelling in areas of salt tectonics and pockmarks of the Barents Sea suggests an active hydrocarbon venting system. *Marine and Petroleum Geology*, 25(7), pp. 625–636. https://doi.org/10.1016/j. marpetgeo.2007.10.006

Connan J., Bouroullec J., Dessort D., Albrecht P. (1986). The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 29–50. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90007-0

Dowdeswell J. A., Montelli A., Akhmanov G., Solovyeva M., Terekhina Y., Mironyuk S., Tokarev M. (2021). Late Weichselian ice-sheet flow directions in the Russian northern Barents Sea from high-resolution imagery of submarine glacial landforms. *Geology*, 49(12), pp. 1484–1488. https://doi. org/10.1130/G49252.1

Elias V.O., Simoneit B.R., Cardoso J.N. (1997). Even n-alkane predominances on the Amazon shelf and a Northeast Pacific hydrothermal system. *Naturwissenschaften*, 84, pp. 415–420. https://doi.org/10.1007/s001140050421

Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. (2000). An n-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. *Organic Geochem*, 31, pp. 745–749. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00081-4

Henriksen E., Bjørnseth H.M., Hals T.K., Heide T., Kiryukhina T., Kløvjan O.S., Sollid K. (2011). Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems. Geological Society, London, Memoirs, 35, pp. 271–281. https://doi.org/10.1144/M35.17

Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G., Mazzini A., Piatilova A., Bakay E., Dowdeswell J. A. (2023). The geomorphic record of marine-based ice dome decay: final collapse of the Barents Sea ice sheet. *Quaternary Science Reviews*, 303, 107973. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2023.107973

Murdmaa I., Ivanova E., Duplessy J., Levitan M., Khusid T., Bourtman M., Alekhina G., Alekseeva T., Belousov M., Serova V. (2006). Facies system of the Eastern Barents Sea since the last glaciation to present. *Marine Geology*, 230(3–4), pp. 275–303. https://doi.org/10.1016/j.margeo.2006.06.001

Niemann H., Lösekann T., De Beer D., Elvert M., Nadalig T., Knittel K., Amann R., Sauter E.J., Schlüter M., Klages M., Foucher J.P., Boetius A. (2006). Novel microbial communities of the Haakon Mosby mud volcano and their role as a methane sink. *Nature*, 443(7113), pp. 854–858. https://doi.org/10.1038/nature05227

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.

Polyak L., Solheim A. (1994). Late- and postglacial environments in the northern Barents Sea west of Franz Josef Land. *Polar Research*, 13(2), pp. 197–207. https://doi.org/10.3402/polar.v13i2.6693

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter

type. Organic Geochemistry, 10(1-3), pp. 51-63. https://doi. org/10.1016/0146-6380(86)90008-2

Rise L., Bellec V.K., Chand S., Bøe R. (2015). Pockmarks in the southwestern Barents Sea and Finnmark fjords. *Norwegian Journal of Geology*, 94(4), pp. 263–282. https://doi.org/10.17850/njg94-4-02

Smirnov R.V. (2014). A revision of the Oligobrachiidae (Annelida: pogonophora), with notes on the morphology and distribution of Oligobrachia haakonmosbiensis Smirnov. *Marine Biology Research*, 10(10), pp. 972–982. https://doi.org/10.1080/17451000.2013.872799

Vidischeva O., Poludetkina E., Basova E., Dralina E., Bogdanov A., Bakay E., Man'ko I., Akhmanov G., Mazzini A. (2022). Hydrocarbons investigations from near-surface sediments of the north and northeastern Barents Sea shelfs. *EGU General Assembly 2022*, Vienna, Austria, 23–27 May 2022, EGU22-10172. https://doi.org/10.5194/egusphere-egu22-10172

Villar H.J., Püttmann W., Wolf M. (1988). Organic geochemistry and petrography of Tertiary coals and carbonaceous shales from Argentina. *Organic geochemistry*, 13(4–6), pp. 1011–1021. https://doi. org/10.1016/0146-6380(88)90283-5

Winsborrow M., Andreassen K., Hubbard A., Plaza-Faverola A., Gudlaugsson E., Patton H. (2016). Regulation of ice stream flow through subglacial formation of gas hydrates. *Nature Geoscience*, 9(5), pp. 370–374. https://doi.org/10.1038/ngeo2696

Сведения об авторах

Любовь Юрьевна Сигачева – магистр кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1 e-mail: sigacheva 1@list.ru Олеся Николаевна Видищева – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Григорий Георгиевич Ахманов – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

IN ENGLISH

Статья поступила в редакцию 13.09.2023; Принята к публикации 16.11.2023; Опубликована 30.12.2023

ORIGINAL ARTICLE

Organic matter geochemical characteristics of bottom sediments of the northern Barents Sea as an indicator of hydrocarbon migration from deep source

L.Yu. Sigacheva^{*}, O.N. Vidishcheva, A.G. Kalmykov, E.N. Poludetkina, G.G. Akhmanov Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation *Corresponding author: Lyubov Yu. Sigacheva, e-mail: sigacheva_l@list.ru

Abstract. Group and molecular compositions of organic matter from bottom sediments of the northern sector of the Barents Sea were analysed. The sites where bottom sediments contain organic matter of molecular composition similar to that of oil are identified. Thermally mature hydrocarbon compounds detected in extracts from sediment samples indicates ongoing migration from deeply buried strata and fluid discharge processes on seafloor within the studied areas. Molecular compositions of extracts from bottom sediments were compared with and showed geochemical characteristics similar to some series described for the closest onshore to the study areas. That allows an assumption that the source for migrated hydrocarbons identified in studied bottom sediments can be Mid-Triassic organic-rich claystone intervals which are a part of sedimentary succession of the North Barents deep depression.

Keywords: Arctic shelf, the Barents Sea, bottom sediments, organic matter, fluid discharge, hydrocarbon-biomarkers

Recommended citation: Sigacheva L.Yu., Vidishcheva O.N., Kalmukov A.G., Poludetkina E.N., Akhmanov G.G. (2023). Organic matter geochemical characteristics of bottom sediments of the northern Barents Sea as an indicator of hydrocarbon migration from deep source.

Georesursy = *Georesources*, 25(4), pp. 42–57. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.3

Acknowledgments

The authors express their gratitude to the Russian Ministry of Higher Education and Science for financing the ship time of the TTR-20 expedition of the "Training-through-research" program.

This work has been partly supported by a grant from the Russian Science Foundation (project no. 23-27-00293).

References

Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M., Patton H., Vadakkepuliyambatta S., Plaza-Faverola A., Gudlaugsson E., Serov P., Deryabin A., Mattingsdal R., Mienert J., Bünz S. (2017). Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor. *Science*, 356(6341), pp. 948–953. https://doi.org/10.1126/science. aal4500

ASTM D 4124 – 09. Standard Test Method for Separation of Asphalt into Four Fractions; Publication Date 2009-07-01. West Conshohocken, Pennsylvania: ASTM International. 8 p.

Barents Shelf Plate (1988). Edited by I.S. Gramberg. Leningrad: Nedra, 264 p. (In Russ.)

Bludd E.K. (2023). New volcano discovered in the Barents Sea. https://en.uit.no/news/article?p_document_id=811821

Blumenberg M., Lutz R., Schlömer S., Krüger M., Scheeder G., Berglar K., Heyde I., Weniger P. (2016). Hydrocarbons from near-surface sediments

www.geors.ru ГЕПРЕСУРСЫ 55

of the Barents Sea north of Svalbard-indication of subsurface hydrocarbon generation? *Marine and Petroleum Geology*, 76, pp. 432–443. https://doi. org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.031

gr /m

Boitsov S., Petrova V., Jensen H.K., Kursheva A., Litvinenko I., Chen Y., Klungsøyr J. (2011). Petroleum-related hydrocarbons in deep and subsurface sediments from South-Western Barents Sea. *Marine environmental research*, 71(5), pp. 357–368. https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2011.04.003

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22 (1), pp. 2–15. https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2

Burshtar M.S. (1973). Fundamentals of the theory of formation of oil and gas deposits. Moscow: Nedra. 256 p. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra. 231 p. (In Russ.)

Chand S., Mienert J., Andreassen K., Knies J., Plassen L., Fotland B. (2008). Gas hydrate stability zone modelling in areas of salt tectonics and pockmarks of the Barents Sea suggests an active hydrocarbon venting system. *Marine and Petroleum Geology*, 25(7), pp. 625–636. https://doi.org/10.1016/j. marpetgeo.2007.10.006

Connan J., Bouroullec J., Dessort D., Albrecht P. (1986). The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 29–50. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90007-0

Dowdeswell J. A., Montelli A., Akhmanov G., Solovyeva M., Terekhina Y., Mironyuk S., Tokarev M. (2021). Late Weichselian ice-sheet flow directions in the Russian northern Barents Sea from high-resolution imagery of submarine glacial landforms. *Geology*, 49(12), pp. 1484–1488. https://doi. org/10.1130/G49252.1

Egoshina E.D., Vidishheva O.N., Poludetkina E.N., Valieva Je.I., Solov'eva M.A., Akhmanov G.G. (2020). Composition and origin of gases from the bottom sediments of the Barents Sea (based on the results of TTR-19 cruise). *Proc. IX International Scientific and Practical Conference "Marine Research and Education (MARESEDU-2020)"*. Moscow: OOO «PoliPRESS», pp. 86–89. (In Russ.)

Elias V.O., Simoneit B.R., Cardoso J.N. (1997). Even n-alkane predominances on the Amazon shelf and a Northeast Pacific hydrothermal system. *Naturwissenschaften*, 84, pp. 415–420. https://doi.org/10.1007/ s001140050421

Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. (2000). An n-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. *Organic Geochem*, 31, pp. 745–749. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00081-4

Florovskaya V.N. (1957). Luminescent-bituminological method in petroleum geology. Moscow: Izd-vo Moskovskogo universiteta, 291 p. (In Russ.)

Galimov E.M., Nemchenko-Rovenskaya A.S., Sevast'yanov V.S., Ablya E.A. (2008). The Barents-Kara region is a new object of prospecting and exploration for oil and gas in the 21st century. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (6), pp. 43–53. (In Russ.)

Garetova L.A., Fisher N.K., Levshina S.I. (2018). The composition of bottom sediments in the tidal water area (southwestern region of the Strait of Tartary). *Vodnoe hozyaystvo Rossii: problemy, tehnologii, upravlenie*, (3), pp. 102–116. (In Russ.)

Gershelis E.V., Kashapov R.S., Ruban A.S., Oberemok I.A., Leonov A.A., Chernyh D.V., Dudarev O.V., Semiletov I.P. (2020). Identifying sources of organic carbon in surface sediments of Laptev Sea shelf using a Rock-Eval approach. *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(8), pp. 189–198. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/241 31830/2020/8/2780

Gordadze G.N., Giruc M.V., Koshelev V.N. (2012). Organic Geochemistry of Hydrocarbons. Book. 1. Moscow: Gubkin University, 392 p. (In Russ.)

Grinko A.A., Goncharov I.V., Shahova N.E., Gustafsson O., Oblasov N.V., Romankevich E.A., Zarubin A.G., Kashapov R.S., Gershelis (Panova) E.V., Dudarev O.V., Mazurov A.K., Semiletov I.P. (2020). Sediment Organic Matter in Areas of Intense Methane Release in the Laptev Sea: Characteristics of Molecular Composition. *Russ. Geol. Geophys*, 61(4), pp. 456–477. https://doi.org/10.15372/RGG2019150

Henriksen E., Bjørnseth H.M., Hals T.K., Heide T., Kiryukhina T., Kløvjan O.S., Sollid K. (2011). Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems. Geological Society, London, Memoirs, 35, pp. 271–281. https://doi.org/10.1144/M35.17

Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi. org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Ilinskii V.V., Semenenko M.N. (2001). Distribution and activity of hydrocarbon-oxidizing bacteria in the Kara and White Seas. Experience of systemic oceanological research in the Arctic. Moscow: Nauchnyy Mir, pp. 364–375. (In Russ.)

Ivanova E.V., Murdmaa I.O. (2021). Postglacial paleooceanology of the Barents Sea. Barents Sea System. Moscow: Izdatelstvo GEOS, pp. 109–126. (In Russ.)

Kashircev V.A. (2001). Organic geochemistry of fossil fuels (new trends in the study of caustobioliths). *Nauka i tehnika v Jakutii*, 1(1), pp. 23–27. (In Russ.)

Kazanin G.S., Shlykova V.V., Pavlov S.P., Shkarubo S.I., Ivanov G.I., Kirillova-Pokrovskaya T.A. (2016). Geological structure and oil and gas potential of the northern Barents Sea. *Neft'. Gaz. Novacii*, (1), pp. 26–29. (In Russ.)

Kiryuhina N.M. (2013). Oil and gas generation potential of the Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: MSU, 151 p. (In Russ.)

Kiryuhina T.A., Stupakova A.V., Bolshakova M.A., Kiryuhina N.M., Norina D.A. (2012). Mesozoic oil and gas source deposits of the Barents Sea oil and gas basin. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, (3), pp. 24–35. (In Russ.)

Korzhov Yu.V., Golovko A.K. (1994). Changes in the composition of mono- and biarenes when modeling oil filtration through rocks. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, (10), pp. 1503–1509. (In Russ.)

Melenevskii V.N., Leonova G.A., Konyshev A.S. (2011). The organic matter of the recent sediments of Lake Beloe, West Siberia (from data of pyrolytic studies). *Russ. Geol. Geophys.*, 52(6), pp. 583–592. https://doi. org/10.1016/j.rgg.2011.05.002

Melnikov P.N., Skvorcov M.B., Kravchenko M.N., Agadzhanyanc I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V. (2020). Geological exploration in the Arctic resource potential and promising areas. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, (1), pp. 22–30. (In Russ.)

Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G., Mazzini A., Piatilova A., Bakay E., Dowdeswell J. A. (2023). The geomorphic record of marine-based ice dome decay: final collapse of the Barents Sea ice sheet. *Quaternary Science Reviews*, 303, 107973. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2023.107973

Morgunova I.P., Semenov P.B., Krylov A.A., Kursheva A.V., Litvinenko I.V., Malyshev S.A., Minami H., Hachikubo A., Zemskaya T.I., Hlystov, O.M. (2018). Hydrocarbon molecular markers in bottom sediments of zones of focused fluid discharge from Lake Baikal. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 13(4), 40. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2018

Murdmaa I., Ivanova E., Duplessy J., Levitan M., Khusid T., Bourtman M., Alekhina G., Alekseeva T., Belousov M., Serova V. (2006). Facies system of the Eastern Barents Sea since the last glaciation to present. *Marine Geology*, 230(3–4), pp. 275–303. https://doi.org/10.1016/j.margeo.2006.06.001

Nemirovskaya I.A., Hramcova A.V., Halikov I.S., Koltovskaja E.V., Solomatina A.S. (2021). Hydrocarbons in water and sediments of the Norwegian and Barents Seas. *Proceedings of the Karelian Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, (4), pp. 94–107. (In Russ.) https://doi. org/10.17076/lim1382

Niemann H., Lösekann T., De Beer D., Elvert M., Nadalig T., Knittel K., Amann R., Sauter E.J., Schlüter M., Klages M., Foucher J.P., Boetius A. (2006). Novel microbial communities of the Haakon Mosby mud volcano and their role as a methane sink. *Nature*, 443(7113), pp. 854–858. https://doi.org/10.1038/nature05227

Norina D.A. (2014). Structure and source potential of Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. geol. and min. sci. diss.. Moscow: MSU, 208 p. (In Russ.)

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.

Petrov A.A. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)

Petrova V.I., Batova G.I., Kursheva A.V., Litvinenko I.V., Morgunova I.P. (2015). Hydrocarbons in the bottom sediments of the Shtokman area – distribution, genesis, time trends. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 10(3), 35. (In Russ.) https://ngtp.ru/rub/1/35_2015.pdf

Petuhov A.V. (1981). Comprehensive analysis of geochemical prospecting data for oil and gas fields. Moscow: Nedra, 262 p. (In Russ.)

Petuhov A.V., Starobinec I.S. (1993). Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations. Moscow: Nedra, 332 p. (In Russ.)

Polyak L., Solheim A. (1994). Late- and postglacial environments in the northern Barents Sea west of Franz Josef Land. *Polar Research*, 13(2), pp. 197–207. https://doi.org/10.3402/polar.v13i2.6693

Poshibayeva A.R. (2015). Nutrient biomass as a source of oil hydrocarbons. Cand. chem. sci. diss.. Moscow: Gubkin RSU of oil and gas, 124 p. (In Russ.)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 51–63. https://doi. org/10.1016/0146-6380(86)90008-2

Rise L., Bellec V.K., Chand S., Bøe R. (2015). Pockmarks in the southwestern Barents Sea and Finnmark fjords. *Norwegian Journal of Geology*, 94(4), pp. 263–282. https://doi.org/10.17850/njg94-4-02

Senin B.V., Leonchik M.I., Osherova N.A. (2020). Raw material base of oil and gas production in the Barents Sea and perspective directions of its development. Mineral'nye resursy Rossii. *Ekonomika i upravlenie*, (6), pp. 21–31. (In Russ.)

Smirnov R.V. (2014). A revision of the Oligobrachiidae (Annelida: pogonophora), with notes on the morphology and distribution of Oligobrachia haakonmosbiensis Smirnov. *Marine Biology Research*, 10(10), pp. 972–982. https://doi.org/10.1080/17451000.2013.872799

Solovieva M.A., Vidishheva O.N., Ahmanov G.G., Montelli A.I. (2020) Modern and paleo-fluid discharge in the northeastern part of the Barents Sea: geological and geophysical characteristics based on the results of TTR-19 cruise. *Proc. IX International Scientific and Practical Conference "Marine Research and Education (MARESEDU-2020)"*. Moscow: OOO «PoliPRESS», pp. 83–85. (In Russ.)

Startseva, K.F., Nikishin, A.M., Malyshev, N.A. et al. (2017). Geological and geodynamic reconstruction of the East Barents megabasin from analysis of the 4-AR regional seismic profile. *Geotectonm*, 51, pp. 383–397. https://doi.org/10.1134/S0016852117030104

Stupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, (6), pp. 99–115. (In Russ.)

Stupakova A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Mordasova A.V., Osipov K.O., Kovalevskaja S.O., Kolesnikova T.O., Shevchenko G.A., Masterkov I.A., Cygankova A.A., Gil'mullina A.A. (2021). Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 6–25. (In Russ.) https://doi. org/10.18599/grs.2021.2.1

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p. Vidischeva O., Poludetkina E., Basova E., Dralina E., Bogdanov A., Bakay E., Man'ko I., Akhmanov G., Mazzini A. (2022). Hydrocarbons investigations from near-surface sediments of the north and northeastern Barents Sea shelfs. *EGU General Assembly 2022*, Vienna, Austria, 23–27 May 2022, EGU22-10172. https://doi.org/10.5194/egusphere-egu22-10172

Villar H.J., Püttmann W., Wolf M. (1988). Organic geochemistry and petrography of Tertiary coals and carbonaceous shales from Argentina. *Organic geochemistry*, 13(4–6), pp. 1011–1021. https://doi. org/10.1016/0146-6380(88)90283-5

Winsborrow M., Andreassen K., Hubbard A., Plaza-Faverola A., Gudlaugsson E., Patton H. (2016). Regulation of ice stream flow through subglacial formation of gas hydrates. *Nature Geoscience*, 9(5), pp. 370–374. https://doi.org/10.1038/ngeo2696

About the Authors

Lyubov Yu. Sigacheva – Master, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation e-mail: sigacheva_l@list.ru

Olesya N. Vidishcheva – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Lead Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation;

Anton G. Kalmykov – Cand Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena N. Poludetkina – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Grigorii G. Akhmanov – Cand Sci. (Geology and Mineralogy); Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 13 September 2023; Accepted 16 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.10

УДК 519.876.5:622.276

Численно-аналитическое моделирование добычи нефти горизонтальной скважиной из-под газовой шапки с автоматической адаптацией

gr≁

Д.В. Шевченко^{1,2}, А.А. Саламатин^{1,3}, А.Д. Яруллин⁴, С.А. Усманов^{1*}, В.В. Савельев¹, В.А. Судаков¹, А.П. Рощектаев⁵, Е.В. Юдин⁵, Д.С. Воробьев⁶, В.В. Сорокина⁵, А.А. Свешникова⁵

ЧСКИЧСС , Б.Б. ГОСИМ , Д.С. БОРОСССС , Б.Б. СОРОКИМИ , П.П. СССИ ¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия ²Казанский инновационный университет имени В.Г. Тимирясова, Казань, Россия ³ИММ – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия ⁴ООО «Геопай», Казань, Россия

⁵000 «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия ⁶000 «Газпромнефть-Ямал», Салехард, Россия

В статье представлена численно-аналитическая модель прорыва газа к скважине при разработке горизонтальными скважинами нефтяных месторождений с газовой шапкой. Используемая полуаналитическая модель позволяет описать процесс развития газового конуса и воспроизводить параметры добычи нефти и газа по скважине с применением настройки на фактическую историю добычи при помощи нескольких коэффициентов. Численная схема модели была реализована в виде расчетной библиотеки на языке программирования Python ver. 3.6.

Алгоритм протестирован на залежах нефти с газовой шапкой Ямальской нефтегазоносной области и показал хорошие результаты при адаптации и прогнозных расчетах. Среднее время расчета одной итерации менее 10 с позволяет проводить многовариантные запуски расчета модели с использованием оптимизационных алгоритмов для автоматической настройки модели на фактические данные о добыче. Результаты использования автоматизированной настройки на историю добычи показали удовлетворительную сходимость с фактическими данными. Таким образом, созданный алгоритм позволяет снизить трудо- и времязатраты при расчете прогноза добычи, тем самым повышая эффективность принимаемых решений по оптимизации разработки.

Ключевые слова: месторождение, газовая шапка, горизонтальная скважина, газовый фактор

Для цитирования: Шевченко Д.В., Саламатин А.А., Яруллин А.Д., Усманов С.А., Савельев В.В., Судаков В.А., Рощектаев А.П., Юдин Е.В., Воробьев Д.С., Сорокина В.В., Свешникова А.А. (2023). Численно-аналитическое моделирование добычи нефти горизонтальной скважиной из-под газовой шапки с автоматической адаптацией. *Георесурсы*, 25(4), с. 58–68. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.10

Введение

Как известно, залежи газонефтяных или газоконденсатных месторождений характеризуются наличием нефтяной оторочки – достаточно тонкого нефтенасыщенного слоя, залегающего между водоносным горизонтом и газовой шапкой. Добыча нефти на таких месторождениях предполагает использование горизонтальных скважин. Процесс добычи сопровождается образованием конуса газа. После прорыва конуса газа к скважине газовый фактор (ГФ) скважины может сильно варьироваться в зависимости от дебита. Задача прогнозирования зависимости дебита газа от дебита нефти является актуальной, и ее решение позволит оптимизировать добычу на таких месторождениях.

Целью настоящего исследования является развитие математической модели газового фактора GORM (gas-oil ratio model) (Mjaavatten, Aasheim, 2006) для учета специфики пробуренных горизонтальных скважин и, на ее основе, создание программного комплекса для численной оценки добычи газа с автоматической адаптацией на исторические данные.

Представлен опыт разработки и апробации такого комплекса с описанием подходов адаптации модели к фактическим параметрам добычи на залежах нефти с газовой шапкой Ямальской нефтегазоносной области.

Математическая модель

Рассматриваются объекты разработки месторождений, в которых нефтяной слой расположен между непроницаемой подошвенной границей или водяным пластом снизу и газовой областью (газовой шапкой) сверху. Такие условия позволяют считать, что изначально газонефтяной контакт (ГНК) и водонефтяной контакт (ВНК) являются плоскими горизонтальными поверхностями.

При разработке месторождения горизонтальной скважиной над ней образуется газовый конус – область снижения ГНК к скважине, вплоть до пересечения со скважиной (рис. 1). Далее будем называть процесс опускания ГНК конусообразованием.

Процесс конусообразования является трехмерным, нестационарным и существенно нелинейным. Поэтому

^{*}Ответственный автор: Сергей Анатольевич Усманов e-mail: sausmanov@gmail.com

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



Рис. 1. Схема опускания газового конуса над скважиной, совмещенная с системой координат. Ось у направлена вдоль скважины, ось х – перпендикулярно в горизонтальной плоскости, ось z – вертикально вверх

подходы к прогнозированию его динамики традиционно основываются на математических моделях, выражающих законы сохранения. Такие задачи не могут быть решены с приемлемой точностью на основе аналитических моделей. Широкое развитие получили численные трехмерные модели, основанные на принципе конечных разностей, реализуемые в коммерческих симуляторах Eclipse, GEM, tNavigator и др. (Davarpanah, Mirshekari, 2018). Подобные модели предоставляют широкий спектр возможностей и позволяют оценивать распределение давлений и насыщенностей в узлах расчетной сетки на выбранные моменты времени, а также рассчитывать дебиты нефти, газа и воды по скважинам. Основным недостатком таких моделей является трудоемкость построения и адаптации на историю ввиду необходимости задания большого набора параметров и их модификации при настройке модели. Это ограничивает возможность использования алгоритмов автоматизированной адаптации.

Применение полуаналитических моделей в данном случае позволяет упростить создание модели, повысить скорость расчета, сформировать комплексные переменные для проведения автоматической адаптации и, как следствие, значительно снизить временные затраты на получение результатов. Разработка полуаналитических моделей позволяет снизить зависимость от коммерческих программных продуктов и получить гибкое решение, что открывает значительный потенциал при использовании таких моделей в корпоративных информационных системах при роботизации процесса анализа и оптимизации разработки.

Таким образом, для решения данных задач было проведено развитие полуаналитической модели GORM в части двумерного расчета и учета реального профиля скважины и работы ее отдельных интервалов перфорации.

Основные физические допущения

и упрощения

Для применения обобщенной модели GORM будем считать справедливыми следующие допущения.

 Исследуется процесс безнапорной разработки в окрестности одиночной горизонтальной скважины.

- Кривизна траектории скважины мала (не более 2°/10 м).
- Пласт тонкий, строго горизонтальный, газовая шапка над всем пластом, а поверхность ВНК остается неподвижной в течение всего процесса.
- Фильтрационно-емкостные характеристики постоянны для пласта.
- Капиллярные силы не учитываются, т.е. ГНК моделируется поверхностью без переходной зоны.
- Область дренирования значительно больше толщины нефтяного слоя, а на ее границе справедливо условие непротекания.
- Для тонкого пласта можно считать, что давление в газовой шапке постоянно и в нефти распределено гидростатически.
- Давление в газе успевает выравниваться и на поверхности газовой шапки остается постоянным как в пространстве, так и с течением времени.
- Область дренирования можно ограничить прямоугольной областью, расположенной симметрично относительно скважины.
- Известно распределение дебита нефти по скважине в пластовых условиях или распределение депрессии по скважине.

Математическая постановка

Обозначим индексом *g* величины, характеризующие газовую фазу. Величины для нефти будем использовать без индексов. Высоту поверхности ГНК над ВНК обозначим как h = h(x,y,t) (рис. 2).

Согласно предположениям модели давление в газе на верху газовой шапки постоянно: $p_{a}(h_{G}) = p_{G} = \text{const.}$

Давление в нефтяном слое распределено гидростатически:

$$p(x, y, z, t) = p_G + \rho_g g(h - h_0) + \rho g(h - z),$$

Тогда

grad
$$p = \left(\Delta \rho g \frac{\partial h}{\partial x}; \Delta \rho g \frac{\partial h}{\partial y}; -\rho g\right),$$

где $\Delta \rho = \rho - \rho_g, g$ – ускорение свободного падения.

Скорость фильтрации нефти равна:

$$w = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad}(p + \rho g z),$$

где *k* – проницаемость пористой среды, *µ* – коэффициент динамической вязкости нефти.



Рис. 2. Вертикальный разрез газового конуса ортогонально к скважине

На подвижной поверхности *h*(*x*,*y*,*z*) справедливо условие равенства средней скорости нефти скорости движения поверхности

$$v_z = \varphi \frac{\partial h}{\partial t},$$

где φ – пористость.

ВНК считается неподвижным, нормальная скорость нефти на ВНК равна нулю.

Нормальная скорость нефти также равна нулю на внешних границах исследуемой области.

Интегрируя уравнение неразрывности div v = 0 по толщине нефтяного слоя от 0 до h, получаем уравнение Дюпюи – Форхгеймера для толщины нефтяного слоя (Dupuit, 1863):

$$\varphi \frac{\partial h}{\partial t} - \Delta \rho g \operatorname{div}_{xy} \left(h \frac{k}{\mu} \operatorname{grad}_{xy} h \right) = 0.$$

Отметим, что в текущей постановке модель позволяет учитывать латеральную неоднородность полей ФЕС. В настоящей работе проводились расчеты при постоянных значениях пористости и проницаемости. Это отвечает уравнению материального баланса нефти относительно локальной мощности нефтяной оторочки *h*

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} h \frac{\partial h}{\partial x} + \alpha \frac{\partial}{\partial y} h \frac{\partial h}{\partial y}, \qquad (1)$$

rge $\alpha = \frac{kg\Delta\rho}{\mu\varphi}.$

Симметричность задачи относительно скважины позволяет проводить исследование только в правой полуплоскости х ≥ 0 . Для численного анализа ограничим нашу область прямоугольником [0; W_x]×[$-W_y$; $L + W_y$], где L – длина участка скважины в пласте.

Краевыми условиями для уравнения (1) будут:

• условие непротекания на границе области:

$$\left(\frac{\partial h}{\partial x}\right)_{x=W_x} = \left(\frac{\partial h}{\partial y}\right)_{y=L+W_y} = \left(\frac{\partial h}{\partial y}\right)_{y=-W_y} = 0;$$
(2)

• баланс объема нефти на скважине:

$$2\alpha\varphi\left(h\frac{\partial h}{\partial x}\right)_{x=0} = \tilde{q}_o,\tag{3}$$

где \tilde{q}_o — объемный дебит нефти с единицы длины скважины;

• начальное условие:

$$h(t=0) = 0. (4)$$

Соотношения для моделирования процессов около скважины

Для моделирования особенностей притока к различным участкам скважины использована следующая зависимость депрессии от координаты *у* вдоль скважины при x = 0:

$$\Delta p(y_w) = K_k(y_w) \Delta p_k,$$

$$K_k(y_w) = \left(1 + (\beta_k - 1)\frac{y_w - y_{k0}}{L}\right),$$

где *k* – номер перфорированного участка скважины.

В зависимости от однородности или неоднородности параметров $\Delta p_k u \beta_k = \Delta p_{tk}/p_{bk}$ можно смоделировать случаи единой, монотонной и независимой динамики депрессии по стволу (рис. 3):

Объемный дебит с единицы длины скважины будет пропорционален депрессии с учетом того, что часть δ скважины заполнена газом:

$$\tilde{q}_o = J_o D(\delta) \Delta p(y).$$

Добыча газа в таком случае будет равна:

$$\tilde{q}_g = J_g \left(1 - D(\delta) \right) \Delta p(y).$$

Здесь J – коэффициент продуктивности для соответствующей фазы, $\delta = (z_w(y) - h(0,y,t))/d_w$ – безразмерный уровень нефти в скважине, $D(\delta)$ – параметр, зависящий от геометрии уровней в скважине, d_w – диаметр скважины.

Для определения параметра *D* можно использовать предположения, что поток фазы пропорционален площади или дуге контура скважины, занятого фазой. Для этих случаев получаем зависимости

$$D(\delta) = \begin{cases} 1 - (\theta - \sin \theta)/2\pi, & \text{площади} \\ 1 - \theta/2\pi, & \text{дуга} \end{cases}$$

где $\theta = 2\arccos(1 - 2\delta)$.

В итоге на скважине можем записать граничные условия:

• при заданном распределении дебита

$$\tilde{q}_{o}(y_{w}) = q_{ok} \frac{K_{k}(y_{w})D(\delta(y_{w}))}{\int\limits_{l_{k}} K_{k}(s_{w})D(\delta(s_{w}))ds},$$

• при заданном распределении депрессии:

$$\tilde{q}_{o}(y_{w}) = q_{o} \frac{K_{k}(y_{w}) \Delta p_{k} D(\delta(y_{w}))}{\int_{l_{k}} K_{k}(s_{w}) \Delta p_{k} D(\delta(s_{w})) ds}$$

Здесь q_o – дебит нефти в пластовых условиях.

Так как условия по дебиту известны в поверхностных условиях, запишем уравнения перевода:

- при заданном дебите нефти в поверхностных условиях Q_a
- $q_o = Q_o B_o$
- при заданном дебите газа в поверхностных условиях Q_g



Рис. 3. Варианты моделирования депрессии вдоль скважины

$$q_o = Q_g \left/ \left(\frac{\gamma \psi}{B_g} + \frac{R_s}{B_o} \right) \right$$

где

$$\begin{split} \psi &= \int_{l_k} K_k \left(s_w \right) \Delta p_k \left(1 - D \left(\delta \left(s_w \right) \right) \right) ds \, \bigg/ \int_{l_k} K_k \left(s_w \right) \Delta p_k D \left(\delta \left(s_w \right) \right) ds \,, \\ \gamma &= J_g / J_o. \end{split}$$

Заметим, что из представленных утверждений можно получить

$$\frac{Q_g}{Q_o}\Big|_{t=0} = R_s.$$

Безразмерный анализ

Перед приведением системы уравнений к безразмерному виду заметим, что для толщины нефтяного слоя имеется две характерные величины:

- изменение высоты слоя η = h h₀ именно эта величина испытывает характерные изменения в течение процесса;
- общая толщина слоя *h* именно эта величина обеспечивает проводимость нефти.

Если скважина находится близко к ВНК, то эти величины близки друг к другу, в противном случае они могут значительно отличаться.

С учетом введенных обозначений уравнения (1)-(4) можно записать следующим образом:

$$\begin{split} &\frac{\partial \eta}{\partial t} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} h \frac{\partial \eta}{\partial x} + \alpha \frac{\partial}{\partial y} h \frac{\partial \eta}{\partial y}, \\ &2 \alpha \varphi \left(h \frac{\partial \eta}{\partial x} \right)_{x=0} = \tilde{q}_o, \\ &\left(\frac{\partial \eta}{\partial x} \right)_{x=W_x} = \left(\frac{\partial \eta}{\partial y} \right)_{y=L+W_y} = \left(\frac{\partial \eta}{\partial y} \right)_{y=-W_y} = 0, \\ &h(t=0) = h_0. \end{split}$$

Безразмерная постановка задачи

Характерными в данном процессе будут следующие значения толщины нефтяного слоя и дебита с единицы длины скважины: $\tilde{q}_{oc} = Q_{oc}B_o/L$.

Характерные значения для координат $x_c = y_c$, времени t_c и прогиба ГНК η_c определим позднее из анализа уравнений.

Поделим все переменные на их характерные величины и обозначим это такими же переменными с чертой:

 $\overline{h} = h/h_c$ и т.д.

Получаем следующую систему уравнений в безразмерном виде:

$$\begin{split} &\frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{t}} = A \left(\frac{\partial}{\partial \overline{x}} \overline{h} \frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{x}} + \frac{\partial}{\partial \overline{y}} \overline{h} \frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{y}} \right), \\ & \left(\overline{h} \frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{x}} \right)_{\overline{x}=0} = S \overline{q}_o, \\ & \left(\frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{x}} \right)_{\overline{x}=W_x/x_c} = \left(\frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{y}} \right)_{\overline{y}=(L+W_y)/x_c} = \left(\frac{\partial \overline{\eta}}{\partial \overline{y}} \right)_{y=-W_y/x_c} = 0, \end{split}$$

$$\overline{h}\left(\overline{t}=0\right)=1.$$

Здесь:

$$A = \frac{\alpha h_0 t_c}{x_c^2},$$
$$S = \frac{x_c \tilde{q}_{oc}}{2\alpha \varphi h_0 \eta_c}.$$

Характерное время определяется из равенства A = 1, так как это то время, при котором скважина уже сформирует характерный газовый конус, но еще не установится равновесный профиль уровня поверхности нефти:

$$t_c = \frac{x_c^2}{\alpha h_0} = \frac{x_c^2 \mu \varphi}{kg \Delta \rho h_0}.$$

Характерная координата определяется из условия S = 1, так как именно в этом случае процесс определяется дебитом скважины:

$$x_c = \frac{2kg\Delta\rho h_0\eta_c}{\mu\tilde{q}_{oc}} \,.$$

Характерная величина прогиба определяется из ограничений:

а) процесс ограничен размером области $x_c \leq W_r$;

б) уровень ГНК не может опуститься ниже скважины $\eta_c \leq h_0 - z_{wc}$, где z_{wc} – наибольшая высота перфорированного интервала скважины над ВНК.

В итоге получаем

$$\eta_c = \min\left(h_0 - z_{wc}; \frac{W_x \mu \tilde{q}_{oc}}{2kg\Delta\rho h_0}\right) = \min\left(h_0 - z_{wc}; \frac{W_x \tilde{q}_{oc}}{2\alpha\varphi h_0}\right).$$

Соответственно, для характерного простирания процесса можно получить:

$$x_{c} = \min\left(\frac{2kg\Delta\rho h_{0}(h_{0} - z_{wc})}{\mu\tilde{q}_{oc}}; W_{x}\right).$$

Если первый член в правой части выражения имеет меньшее значение, то конус достигает скважины до того, как произойдут изменения около границы. Время прорыва газа примерно совпадает с характерным временем процесса

$$t_g \sim t_c = \frac{4\Delta\rho\varphi h_0 kg(h_0 - z_{wc})^2}{\mu \tilde{q}_{oc}^2}$$

Если же второй член в правой части выражения имеет меньшее значение, то конус успевает достигнуть границы и опускается почти равномерно с уменьшением общего объема нефти в области. При этом прорыв газа в скважину может произойти на временах, значительно превышающих характерное время процесса.

Оценить время прорыва в этом случае можно из балансовых соображений

$$t_g \sim t_c + \frac{2(h_0 - z_{wc} - \eta_c)\varphi W_x}{\tilde{q}_{oc}} = \frac{2\varphi W_x(h_0 - z_{wc})}{\tilde{q}_{oc}}$$

Объединяя оба случая, получаем

$$t_{g} = \begin{cases} \frac{4h_{0}\alpha\varphi^{2}(h_{0} - z_{wc})^{2}}{\tilde{q}_{oc}^{2}}, & h_{0} - z_{wc} \leq \frac{W_{x}\tilde{q}_{oc}}{2\alpha\varphi h_{0}}, \\ \frac{2\varphi W_{x}(h_{0} - z_{wc})}{\tilde{q}_{oc}}, & h_{0} - z_{wc} > \frac{W_{x}\tilde{q}_{oc}}{2\alpha\varphi h_{0}}. \end{cases}$$
(5)

www.geors.ru

Характерные значения основных определяющих переменных

для рассматриваемых месторождений

Для характерных значений параметров различных месторождений может быть получен достаточно широкий диапазон характерных времен от нескольких суток до десятков лет.

Для рассматриваемых залежей справедливы следующие усредненные значения геологических и физических параметров:

$$\begin{split} h_0 &= 20,7 \text{ м, } k = 70 \text{ мД}, \Delta \rho = 7 \cdot 10^2 \text{ кг/м}^3, (h_0 - z_{wc}) = 7,6 \text{ м,} \\ \tilde{q}_{oc} &= B_o \mathcal{Q}_{oc} / L \sim 0,38 \text{ m}^2 / \text{сут}, \mu = 0,9 \text{ сП}_3, \varphi = 0,2, W_x = 80 \text{ м,} \\ 2kg \Delta \rho (h_0 - z_{wc}) / (\mu \tilde{q}_{oc}) = 38,15 \text{ м.} \end{split}$$

Тогда имеем $x_a = 38,15$ м, $t_a = 305$ сут ≈ 10 мес.

Реальное время прорыва газа равно 8,5 мес.

Таким образом, полученные результаты позволяют достаточно хорошо определить время прорыва газа.

Численная схема и программная реализация

Сетка конечно-разностной аппроксимации

Уравнения для определения поверхности ГНК записываются на разностной сетке на основе метода прямых (Лисковец, 1965). Дискретизация проводилась по пространственным переменным. Полученные обыкновенные дифференциальные уравнения (ОДУ) выражают эволюцию локальной толщины ГНК от времени в точках пространственной сетки.

Сетка по координате *х* является неравномерной. Она состоит из двух частей. В окрестности скважины она строится по логарифмическому закону. Для этого задаются минимальный шаг, который отвечает ячейке сетки, содержащей скважину, и шаг геометрической прогрессии – множитель, согласно которому увеличивается ширина ячейки расчетной сетки при удалении от скважины. Третий параметр – максимальный шаг сетки в направлении *х*. При достижении этого значения сетка дополняется равномерными шагами вплоть до заполнения всей области дренирования до *W*_v.

Сетка по координате у вдоль скважины является квазиравномерной (рис. 4). При ее построении задаются максимальный шаг сетки и набор интервалов скважины (содержащих и не содержащих перфорации). По построению сетки концы таких интервалов являются узлами сетки в этом направлении. Таким образом, каждый интервал скважины заполняется равномерно распределенными



Рис. 4. Используемая разностная сетка. Коричневым цветом показаны перфорированные участки скважины, синим – неперфорированные

www.geors.ru

GEORESURSY

62

узлами сетки. Шаг на интервале выбирался так, чтобы он не превосходил максимально заданное значение.

Выбранный квазиортогональный подход к построению пространственной сетки позволил учесть резкое изменение формы ГНК в окрестности скважины и одновременно значительно снизить время расчета динамики процесса за счет крупного шага вдали от скважины.

Алгоритм численного решения

Реализована следующая последовательность решения задачи. На каждый момент времени *t* считается известным поле h(x,y,t), что позволяет рассчитать величины $D(\delta(y))$, K(y), отвечающие линии x = 0 на данный момент времени. Далее интегрированием находим значение ψ . В зависимости от того, по какой фазе осуществляется контроль, считается заданной величина Q_o или Q_g . По вычисленной ψ и заданному значению γ находится второй (незаданный) объемный расход фазы.

Окончательно, определяем граничное условие на вертикали, проходящей через скважину.

Представленная схема расчетов позволяет применять стандартную дискретизацию по методу конечных объемов (конечных разностей) для пространственного оператора. Сохраняя дифференциальный оператор по времени, получим систему обыкновенных дифференциальных уравнений относительно вектора *h*, который представляет собой изменение локальной высоты ГНК со временем в узлах сетки расчетной области. Такое представление позволяет использовать стандартные библиотеки для решения эволюционных задач, задач Коши для систем обыкновенных дифференциальных уравнений.

Программный модуль

Численная схема модели GORM была реализована в виде расчетной библиотеки на языке программирования Python ver. 3.6. Библиотека состоит из трех модулей: импорт входных файлов, скрипт решателя, экспорт результатов расчета.

В качестве входных данных используется формализованный набор файлов в формате excel. Модуль импорта выполняет функцию чтения геологических и физических параметров пласта и параметров расчета. Данный модуль также выполняет загрузку информации о траектории, перфорациях и дебитах скважин.

Спецификой численной схемы является многократное умножение матрицы на вектор. В модуле решателя использовались разреженные матрицы, что позволило исключить лишние операции с умножением на нулевые элементы матрицы. Кроме того, проведено профилирование кода для выявления функций, наиболее ресурсоемких по использованию оперативной памяти и времени выполнения, выполнена оптимизация кода, что позволило значительно снизить время расчета.

Результаты расчета представляются в формате excelтаблиц, а также в виде графиков: объема добычи нефти и газа, изменения положения газонефтяного контакта, изменения газового фактора, накопленного дебита газа и нефти. Модуль экспорта выполняет функцию вывода перечисленных данных.

gr M

Опыт автоматической адаптации Постановка задачи автоматической адаптации

Ввиду удобства использования комплексных переменных модели, а также потенциала роботизации процесса создания и адаптации модели в рамках настоящей работы был реализован функционал автоматизированной адаптации модели путем автоматического подбора параметров модели для воспроизведения фактической динамики работы скважин с использованием оптимизационных алгоритмов.

Используемые целевые функции

Было рассмотрено три варианта целевых функций (ЦФ).

1. При оптимизации использовался минимум среднеквадратичного отклонения целевой функции *F*:

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \left(F_i^c - F_i^f\right)^2 \to \min$$

где F_i^f и F_i^c – значения ЦФ в *i*-й момент времени по факту и расчету соответственно.

Целевые функции, используемые при адаптации:

 $F_g = Q_g / \overline{Q}_g$ – нормированный дебит газа в поверхностных условиях;

 $F_o = Q_o / \overline{Q}_o$ – нормированный дебит нефти в поверхностных условиях;

 $F_{g0} = Q_g / (Q_o + Q_g) -$ доля газа в добываемой продукции; $F_{all} = a_g F_g + a_o F_o + a_{go} F_{go} -$ линейное взвешивание.

Здесь \bar{Q}_o , \bar{Q}_g – характерные значения дебитов нефти и газа. В качестве таковых были выбраны средние значения фактических результатов.

2. При оптимизации использовался минимум взвешенной суммы квадратов с повышенным весом последних значений:

$$\frac{1}{n}\left[\sum_{i=1}^{n_{i}}\left(F_{i}^{c}-F_{i}^{f}\right)^{2}+v\cdot\sum_{i=n_{i}+1}^{n}\left(F_{i}^{c}-F_{i}^{f}\right)^{2}\right]\rightarrow\min,$$

где задаются вес v и доля истории со старым весом $p = n_1/n, n_1 = [pn].$

 При оптимизации использовалась линейная комбинация среднеквадратичного отклонения показателя по времени и квадрата отклонения кумуляты дебита нефти / газа:

$$\begin{pmatrix} b_F \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (F_i^c - F_i^f)^2 + b_o \cdot \left(\frac{Q_{o \, nakon}^c}{\overline{Q}_o \cdot n} - \frac{Q_{o \, nakon}^f}{\overline{Q}_o \cdot n}\right)^2 + \\ + b_g \cdot \left(\frac{Q_{g \, nakon}^c}{\overline{Q}_g \cdot n} - \frac{Q_{g \, nakon}^f}{\overline{Q}_g \cdot n}\right)^2 \end{pmatrix} \rightarrow \min$$

коэффициенты b_{F} , b_{o} , и b_{g} задаются так, чтобы в сумме были равны единице.

Исследование зависимости целевой функции от параметров задачи

Анализ зависимости целевых функций от параметров выявил «оврагоподобное» поведение ЦФ (рис. 5, 6). При уменьшении параметра *а* (и прочих фиксированных параметрах) значения ЦФ изменяются от некоторой постоянной величины (соответствующей процессу без прорыва газа) до минимума с последующим резким ростом и выходом на режимы недопустимых решений.

Такое поведение приводит к необходимости очень аккуратного выбора начальных значений параметра *а* и дальнейшей обработки случаев нулевых градиентов и выхода из областей отсутствия решения.

Используемые методы оптимизации

Реализовать общий способ для решения задач оптимизации невозможно. С целью выявления наиболее подходящего способа проводились исследования следующих алгоритмов: усеченный метод Ньютона (Nash, 1984), дифференциальная эволюция (Storn, Price, 1997), метод Нелдера – Мида (Gao, Han, 2012).

В итоге, автоматизированная адаптация была реализована на основе алгоритма минимизации скалярной функции нескольких переменных с помощью симплексметода Нелдера – Мида. Этот метод является самым простым способом свести к минимуму явно определенную функцию. Для этого необходимо указать минимальные и максимальные значения, в пределах которых происходит варьирование параметров.

Оценка характерных значений параметров для адаптации на основе безразмерного анализа

При автоматической адаптации очень важно правильно подобрать начальные приближения параметров.

Безразмерный анализ позволяет оценить параметры пласта по моменту прорыва газа в скважину t_g . Покажем, как это можно сделать.

Как правило, геометрические и технологические параметры разработки определены достаточно точно. Мы не будем варьировать значения параметров $h_0, z_{wc}, \tilde{q}_{oc}, \varphi$, считая их заданными.

Определим примерные значения α и W_x из формулы (5) при известном значении времени прорыва газа t_q (рис. 7).

Рассмотрим два случая.

1. Зафиксирован параметр α.

Значение параметра W_{x} , при котором происходит прорыв газа в указанный момент времени, примерно равно:

$$W_{\chi} \sim \frac{t_g q_{oc}}{2\varphi(h_0 - z_{wc})}.$$

į

Если при этом нарушается условие

$$h_0 - z_{wc} > W_x \tilde{q}_{oc} / 2\alpha \varphi h_0,$$

то можно сделать вывод, что при данном значении α достичь заданного времени прорыва газа невозможно при любых W_{γ} .

2. Зафиксирован параметр *W*.

Примерное значение параметра *α*, при котором происходит прорыв газа в указанный момент времени, примерно равно:

$$\alpha \sim \frac{t_g \tilde{q}_{oc}^2}{4h_0 \varphi^2 (h_0 - z_{wc})^2} \, .$$

Если при этом заметно нарушается условие

$$h_0 - z_{wc} \leq W_x \tilde{q}_{oc} / 2\alpha \varphi h_0 \,,$$

то можно сделать вывод, что при данном значении W_x достичь заданного времени прорыва газа невозможно при любых α .



Рис. 5. Типовая зависимость целевой функции от параметров а и у



Рис. 6. Типовая зависимость целевой функции от параметров а и Wx



Рис. 7. Зависимость характерного времени прорыва газа: (a) от параметра α при фиксированных Wx; (б) от параметра Wx при фиксированных α

Заметим, что безразмерный анализ позволяет сделать только приблизительную оценку. Итоговые значения параметров могут отличаться в несколько раз. Но это всё равно будет хорошим начальным приближением для последующей адаптации.

Для целей адаптации лучше использовать начальные значения параметров, при которых реальное время прорыва газа будет соответствовать обеим частям формулы (6).

Тогда

$$W_x = \frac{t_g \tilde{q}_{oc}}{2\varphi(h_0 - z_{wc})}, \ \alpha = \frac{t_g \tilde{q}_{oc}^2}{4h_0 \varphi^2 (h_0 - z_{wc})^2},$$

откуда следует равенство $h_0 - z_{wc} = W_x \tilde{q}_{oc} / 2\alpha \varphi h_0$.

Алгоритм автоматической адаптации работает наилучшим образом, если в качестве начальных выбрать эти значения.



Рис. 8. Пример многовариантного расчета с контролем по нефти: (а) газонефтяной фактор, (б) накопленная добыча газа

Заметим, что предварительный расчет в режиме контроля газа не может решить проблемы оптимального набора определяющих параметров, так как смена режимов приводит к значительному «сдвигу» расчетного времени прорыва газа.

Результаты и выводы

В рамках данного алгоритма реализованы два вида контроля: расчет в режиме заданного дебита нефти и расчет в режиме заданного дебита газу. Рассмотрим полученные результаты на примере работы программного модуля с контролем по нефти. По полученным в результате многовариантной адаптации графикам видно хорошее соответствие рассчитанных и фактических характеристик (рис. 8).

Рис. 9 демонстрирует многовариантный расчет профилей газонефтяного контакта, а также профиль горизонтальной части ствола скважины. Интервалы перфораций на рисунке выделены красным цветом.

Среднее время расчета для одной итерации составляет около 10 с, при этом расчёт на отдельных итерациях может занимать от 1 до 100 с. Время расчета зависит от положения газонефтяного контакта для конкретной итерации. В среднем это позволяет рассчитывать многовариантные сценарии (500–1000 итераций) в приемлемое время (1–3 ч).

Опыт расчетов показывает, что особенно критичными параметрами для качественной адаптации являются следующие.

- Параметр α. Он характеризует интенсивность движения нефтяной фазы в пласте и динамику ГНК. Увеличивая α, пользователь увеличивает динамику нефти в пласте, уменьшая – динамику газа в пласте. Например, чтобы получить более ранний прорыв газа в скважину, нужно уменьшать этот параметр.
- Параметр Wx, м. Он характеризует полуширину области дренирования в направлении, ортогональном скважине. При уменьшении значения этого параметра увеличивается динамика газа в пласте, при уменьшении – нефти.



Рис. 9. Пример многовариантного расчета профилей газонефтяного контакта



Рис. 10. Влияние параметра у на результаты адаптации модели на примере графика накопленной добычи газа: а – слишком подвижный газ, б – недостаточно подвижный газ, в – оптимальное значение у

Безразмерный коэффициент γ. Он регулирует относительную подвижность фаз в скважине. Чем больше значение параметра, тем более подвижным становится газ и менее подвижной – нефть. Регулирует интенсивность нарастания дебита газа после прорыва газа в скважину.

При этом первые два параметра обеспечивают адаптацию для корректировки момента прорыва газовой шапки к скважине (рис. 9). Если неправильно задать эти параметры, пользователь получит низкий дебит газа (газ будет поступать только из нефти) либо слишком высокий стартовый дебит газа (слишком стремительный прорыв газовой шапки к скважине).

Параметр у регулирует скорость нарастания соотношения газа к нефти уже после прорыва газовой шапки к скважине. Если темп нарастания добычи газа не соответствует историческим данным, необходимо регулировать данный параметр (рис. 10).

Заключение

Создана расчетная библиотека на языке Python, позволяющая прогнозировать объем добычи газа при образовании и развитии газового конуса при добыче нефти из нефтегазовых и газонефтяных залежей.

Рассмотренная полуаналитическая модель позволяет описать процесс развития газового конуса и воспроизводить параметры добычи нефти и газа по скважине с применением настройки на фактическую историю добычи при помощи нескольких коэффициентов.

По результатам тестирования разработанного алгоритма на залежах нефти с газовой шапкой Ямальской нефтегазоносной области среднее время расчета модели составило около 10 с, что позволяет проводить многовариантные запуски расчета модели с применением оптимизационных алгоритмов для автоматической настройки модели на фактические данные о добыче. Результаты проведенного тестирования показывают возможность получения удовлетворительной сходимости с использованием автоматизированной настройки на историю работы. Стоит отметить, что эффективность автоматической настройки на историю (количество необходимых расчетов модели) значительно зависит от начального приближения (начальных параметров модели), и дальнейшее развитие предполагает автоматизацию подбора начального приближения.

Разработанный алгоритм позволяет снизить трудозатраты при прогнозировании добычи, что повышает эффективность принимаемых решений по оптимизации разработки.

Реализация алгоритмов на основе свободно распространяемых библиотек позволяет встраивать модули в автоматизированные системы контроля за разработкой нефтегазодобывающих компаний.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Лисковец О.А. (1965). Метод прямых. Дифференциальные уравнения, 1(12), с. 1662–1678.

Davarpanah A, Mirshekari B. (2018). A simulation study to control the oil production rate of oil-rim reservoir under different injectivity scenarios. *Energy Reports*, 2018(4), pp. 664–670. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.10.011

Dupuit J. (1863). Études Théoriques et Pratiques sur le Mouvement des Eaux dans les Canaux Découverts et a Travers les Terrains Perméables (Theoretical and Practical Studies on Water Movement in Open Channels and across Permeable Terrains); Second edition; Dunod: Paris, France, pp. 229–293.

Gao F., Han L. (2012). Implementing the Nelder-Mead simplex algorithm with adaptive parameters. *Computational Optimization and Applications*. 51(1), pp. 259–277. https://doi.org/10.1007/s10589-010-9329-3

Mjaavatten A., Aasheim R. (2006). A model for gas coning and rate-dependent gas/oil ration in an oil-rim reservoir. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, pp. 1–6. https://doi.org/10.2118/102390-MS2006

Nash S.G. (1984). Newton-Type Minimization Via the Lanczos Method. *SIAM Journal of Numerical Analysis*, 21, pp. 770–778. https://doi.org/10.1137/0721052

Storn R., Price K. (1997). Differential Evolution – a Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces. *Journal of Global Optimization*, 11, pp. 341–359. https://doi.org/10.1023/A:1008202821328

Сведения об авторах

Денис Вячеславович Шевченко – кандидат физ.-мат. наук, доцент, заведующий кафедрой высшей математики, Казанский инновационный университет имени В.Г. Тимирясова; старший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Московская, д. 42

Артур Андреевич Саламатин – кандидат физ.мат. наук, старший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет; старший научный сотрудник, ИММ – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Айрат Данирович Яруллин – инженер, ООО «Геопай» Россия, 420111, Казань, ул. Карла Маркса, д. 5

Сергей Анатольевич Усманов – заместитель директора НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: sausmanov@gmail.com

Владислав Владимирович Савельев – инженер, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Владислав Анатольевич Судаков – директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Алексей Петрович Рощектаев – главный эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Евгений Викторович Юдин – директор программ по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Даниил Сергеевич Воробьев – руководитель сектора интегрированного моделирования Центра управления добычей ООО «Газпромнефть-Ямал»

Россия, 629002, Ямало-Ненецкий автономный округ, Салехард, ул. Мира, д. 43а

Валерия Владимировна Сорокина – специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Анастасия Андреевна Свешникова – специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

> Статья поступила в редакцию 18.08.2023; Принята к публикации 07.11.2023; Опубликована 30.12.2023

> > IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Numerical-analytical modeling of oil extraction from oil fields with a gas cap using horizontal wells with automatic history matching

D.V. Shevchenko^{1,2}, A.A. Salamatin^{1,3}, A.D. Yarullin⁴, S.A. Usmanov^{1*}, V.V. Saveliev¹, V.A. Sudakov¹, A.P. Roschektaev⁵, E.V. Yudin⁵, D.S. Vorobyov⁶, V.V. Sorokina⁵, A.A. Sveshnikova⁵

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation ²Kazan Innovation University named after V.G. Timiryasov, Kazan, Russian Federation ³IME – Subdivision of FIC KazanSC of RAS, Kazan, Russian Federation ⁴Geopy LLC, Kazan, Russian Federation

⁵Gazprom Neft NTC LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

⁶Gazprom Neft Yamal LLC, Salekhard, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey A. Usmanov, e-mail: sausmanov@gmail.com

Abstract. The article describes a numerical-analytical model for gas breakthrough to a well during the development of oil fields with a gas cap using horizontal wells. The employed semi-analytical model allows describing the process of gas cone development and reproducing oil and gas production parameters from the well by matching to the actual production history using several coefficients. The numerical scheme of the model was implemented as a computational library in the Python 3.6 programming language.

The algorithm was tested on oil deposits with a gas cap in the South Yamal oil and gas region and showed good results in history matching and forecasting calculations. The average calculation time of one iteration being less than 10 seconds allows for multiple model run scenarios using optimization algorithms for automatic calibration to actual production data. The results of the testing show the possibility of achieving satisfactory convergence using automated calibration to the production history. The developed algorithm reduces

www.geors.ru

the workload of specialists in forecasting production, thereby enhancing the effectiveness of decisions made for development optimization.

Keywords: oil field, gas cap, horizontal well, gas-oil ratio

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

Recommended citation: Shevchenko D.V., Salamatin A.A., Yarullin A.D., Usmanov S.A., Saveliev V.V., Sudakov V.A., Roschektaev A.P., Yudin E.V., Vorobyov D.S., Sorokina V.V., Sveshnikova A.A. (2023). Numerical-analytical modeling of oil extraction from oil fields with a gas cap using horizontal wells with automatic history matching. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 58–68. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.10

References

Davarpanah A, Mirshekari B. (2018). A simulation study to control the oil production rate of oil-rim reservoir under different injectivity scenarios. *Energy Reports*, 2018(4), pp. 664–670. https://doi.org/10.1016/j. egyr.2018.10.011

Dupuit J. (1863). Études Théoriques et Pratiques sur le Mouvement des Eaux dans les Canaux Découverts et a Travers les Terrains Perméables (Theoretical and Practical Studies on Water Movement in Open Channels and across Permeable Terrains); Second edition; Dunod: Paris, France, pp. 229–293.

Gao F., Han L. (2012). Implementing the Nelder-Mead simplex algorithm with adaptive parameters. *Computational Optimization and Applications*. 51(1), pp. 259–277. https://doi.org/10.1007/s10589-010-9329-3

Liskovets O.A. (1965). Method of lines. Differential equations, 1:12, pp. 1662–1678. (In Russ.).

Mjaavatten A., Aasheim R. (2006). A model for gas coning and rate-dependent gas/oil ration in an oil-rim reservoir. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, pp. 1–6. https://doi.org/10.2118/102390-MS2006

Nash S.G. (1984). Newton-Type Minimization Via the Lanczos Method. *SIAM Journal of Numerical Analysis*, 21, pp. 770–778. https://doi.org/10.1137/0721052

Storn R., Price K. (1997). Differential Evolution – a Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces. *Journal of Global Optimization*, 11, pp. 341–359. https://doi.org/10.1023/A:1008202821328

About the Authors

Denis V. Shevchenko – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Higher Mathematics, Kazan Innovation University named after V.G. Timiryasov; Senior Researcher, Kazan Federal University

42, Moskovskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Artur A. Salamatin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Kazan Federal University; Senior Researcher, IME – Subdivision of FIC KazanSC of RAS

35, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Airat D. Yarullin – Engineer, Geopy LLC 5, Karl Marks st., Kazan, 420111, Russian Federation

Sergey A. Usmanov – Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation. e-mail: sausmanov@gmail.com

Vladislav V. Savelev – Engineer, Kazan Federal University 4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Alexey P. Roshchektaev - Chief Expert

Gazprom Neft NTC LLC

75-79, build. D, Moyka River emb., Saint Petersburg, 190000, Russian Federation

Evgeny V. Yudin – Product Development Program Director Gazprom Neft NTC LLC

75-79, build. D, Moyka River emb., Saint Petersburg, 190000, Russian Federation

Daniil S. Vorobyev – Head of the Integrated Modeling Sector, Gazprom Neft Yamal LLC

43a, Mira st., Salekhard, 629002, Russian Federation

Valeriya V. Sorokina – Specialist Gazprom Neft NTC LLC 75-79, build. D, Moyka River emb., Saint Petersburg, 190000, Russian Federation

Anastasia A. Sveshnikova – Specialist Gazprom Neft NTC LLC

75-79, build. D, Moyka River emb., Saint Petersburg, 190000, Russian Federation

Manuscript received 18 August 2023; Accepted 7 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.4

УДК 519.876.5:622.276

2023. T. 25. № 4. C. 69-81

Построение адаптивных гидродинамических моделей пониженного порядка на основе метода POD-DEIM

gr∕∕

Д.С. Волосков^{*}, Д.А. Коротеев Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Предложен метод построения адаптивных гидродинамических моделей пониженного порядка POD-DEIM для задач оптимизации разработки и адаптации к историческим данным, основанный на адаптации базисов ортогональных разложений к изменяющейся конфигурации модели. Метод предполагает использование информации, содержащейся в базисах исходной модели, и дополнение их новыми компонентами вместо построения последующих моделей с нуля. Применение адаптации базисов позволяет существенно снизить вычислительные затраты на построение моделей пониженного порядка и открывает возможность применения подобных моделей для задач, требующих множественных расчетов моделей с различными конфигурациями. В работе реализована модель POD-DEIM для задачи двухфазной фильтрации и рассмотрены примеры адаптации данной модели к изменениям конфигурации скважин и геологических свойств коллектора. Предложен обобщенный подход применения моделей POD-DEIM в комбинации с методом адаптации базисов для решения оптимизационных задач, таких как оптимизация разработки, выбор оптимальных расположения, геометрии и режима скважин, а также адаптация гидродинамических моделей к историческим данным.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, модели пониженного порядка, оптимизация разработки, адаптация к историческим данным

Для цитирования: Волосков Д.С., Коротеев Д.А.(2023). Построение адаптивных гидродинамических моделей пониженного порядка на основе метода POD-DEIM. *Георесурсы*, 25(4), с. 69–81. https://doi.org/10.18599/ grs.2023.4.4

Введение

При решении многих аналитических задач, возникающих при разработке нефтегазовых месторождений, используются трехмерные гидродинамические модели. Такие модели основаны на численном решении системы дифференциальных уравнений в частных производных для оценки динамики полей физических параметров, таких как поровое давление и фазовые насыщенности порового флюида (Fanchi, 2018). Многие приложения гидродинамического моделирования требуют множественных расчетов с различными параметрами, например, для поиска оптимального сценария разработки или адаптации модели к историческим данным, что, в совокупности с большой сложностью реалистичных моделей, приводит к огромным затратам временных и вычислительных ресурсов, что делает невозможным применение полноразмерных гидродинамических моделей для решения подобных задач и обусловливают исследования, направленные на снижение вычислительных затрат при гидродинамическом моделировании.

Для этой цели разрабатываются так называемые методы моделирования пониженного порядка. Для решения задач гидродинамического моделирования часто используются методы, основанные на истинном ортогональном разложении (Proper Orthogonal Decomposition – POD). В этих методах POD используется для представления решаемой системы уравнений в пространстве пониженной размерности: переменные проецируются в пространство, заданное POD-базисом, в котором решается система уравнений пониженного порядка, а результат решения проецируется обратно в пространство полной размерности.

Методы, основанные на POD, позволяют существенно снизить вычислительные затраты при решении линейных задач. Однако в случае применения к нелинейным задачам, возникают сложности, связанные с вычислением нелинейной части в полноразмерном пространстве. При решении нелинейных систем уравнений применяются итеративные алгоритмы, такие как метод Ньютона. На каждой итерации требуются вычисление нелинейного функционала и оценка матрицы Якоби системы уравнений: при использовании POD для таких расчетов требуется на каждой итерации проецировать текущее приближенное решение в пространство полной размерности для расчета полноразмерного нелинейного функционала и оценки матрицы Якоби, а затем проецировать матрицу Якоби обратно в пространство, определенное POD-базисом. Необходимость множественных проекций из пространства пониженной размерности и обратно, а также расчет нелинейного функционала в полноразмерном пространстве значительно увеличивают вычислительные затраты.

Для более эффективной работы с нелинейностями в методах, основанных на POD, были разработаны несколько подходов. В (Chaturantabut, Sorensen, 2010) представлен метод дискретной эмпирической интерполяции (Discrete Empirical Interpolation Method – DEIM), позволяющий оценивать нелинейный функционал только

^{*} Ответственный автор: Дмитрий Сергеевич Волосков e-mail: dmitry.voloskov@skoltech.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

в некотором наборе точек и затем неявным образом интерполировать эти значения для получения представления в пространстве пониженной размерности. Комбинация POD и DEIM стала одним из широко применяемых методов для построения гидродинамических моделей пониженного порядка (Efendiev et al., 2016; Tan et al., 2019; Yang et al., 2016). В (Rewienski & White, 2003) предложен метод кусочной линеаризации траектории (Trajectory Piecewise Linearization – TPWL). В этом методе предварительно рассчитывается набор состояний системы и матриц Якоби, в дальнейшем же система линеаризуется в окрестности этих состояний. Метод TPWL также может быть применен к системе в пространстве пониженной размерности, например, полученной с помощью POD. Комбинация POD и TPWL (POD-TPWL) часто применяется к гидродинамическим моделям месторождений (Cardoso, 2010; He et al., 2011). В (Trehan, Durlofsky, 2016) доработали метод TPWL, заменив линейную аппроксимацию квадратичной (Trajectory Piecewise Quadratic extension – TPWQ), и применили комбинацию этого метода с POD (POD-TPWQ) для моделирования двухфазной фильтрации в пористой среде.

В настоящее время активно ведется разработка методов моделирования пониженного порядка, основанных на подходах машинного обучения. В (Kani, Elsheikh, 2017, 2018) разработали подход глубоких остаточных нейронных сетей (Deep Residual Recurrent Neural Network – DR-RNN) и применили его к моделированию двухфазной фильтрации в пористой среде. Ряд подходов основан на использовании нейросетевых автокодировщиков (Jin et al., 2020; Temirchev et al., 2020), с помощью которых осуществляется переход в пространство скрытых переменных меньшей размерности. Еще одним направлением исследований является использование нейросетевых моделей, которые обучаются корректно использовать физические уравнения (Physics Informed Neural Networks) (Fraces et al., 2020; Gasmi, Tchelepi, 2021).

Многие задачи, где применяется гидродинамическое моделирование, связаны с множественными расчетами на соответствующих моделях с варьируемыми параметрами, например, для поиска оптимального сценария разработки или адаптации модели к историческим данным. Метод адаптации нейросетевой модели пониженного порядка к историческим данным представлен в (Illarionov et al., 2022). Авторы используют дифференцируемость модели и предлагают использовать для адаптации к историческим данным подходы, аналогичные применяемым для обучения модели. Несмотря на преимущества методов, основанных на машинном обучении, такие методы не всегда применимы из-за сложностей, возникающих при интерпретации результатов и необходимости данных в больших объемах для обучения.

Методы, основанные на POD, успешно применялись для поиска оптимальных режимов работы скважин (Jansen, Durlofsky, 2017; Trehan, Durlofsky, 2016). Однако в случаях, когда помимо режимов работы скважин меняются и другие параметры модели, например, расположение скважин или геологические свойства коллектора, POD-базис должен быть перестроен для каждой новой конфигурации, что связано со значительными вычислительными затратами и зачастую делает применение

www.geors.ru

70 GEDRESURSY

классических моделей пониженного порядка, основанных на POD, нецелесообразным.

В (Voloskov, Pissarenko, 2021) предложен подход, позволяющий использовать информацию, содержащуюся в POD-базисе для исходной конфигурации модели, при построении базисов для варьируемых конфигураций модели. В этой работе рассмотрена модель двухфазной фильтрации в пористой среде в формулировке IMPES (уравнение на давление решается неявным методом, уравнение на насыщенность - явным), где POD применяется только к уравнению на давление. Поскольку уравнение на насыщенность решается в полноразмерном пространстве, соответствующие затраты вычислительных ресурсов зависят от размерности модели и для достаточно больших размерностей могут свести на нет полученный от понижения размерности. Еще одной особенностью модели является использование явной схемы решения уравнения на насыщенность, что накладывает ограничения на минимальный размер временного шага симуляции и также может быть ограничивающим фактором для применения этой модели.

В настоящей работе мы рассматриваем расширение этого метода на модель в последовательной неявной формулировке, где POD применяется к обоим уравнениям, а для более эффективной работы с нелинейностями используется DEIM. Последовательная неявная схема позволяет ослабить ограничения на минимальный шаг расчета, а применение POD для обоих уравнений и DEIM для интерполяции нелинейного функционала позволяет более эффективно использовать предлагаемый подход для работы с моделями больших размерностей. Для адаптации базиса, определяющего набор точек для DEIM, как и для адаптации самой выборки точек, предложен соответствующий алгоритм. В работе рассмотрено применение предлагаемого подхода для адаптации модели пониженного порядка POD-DEIM как для варьируемых параметров скважин (длины горизонтального ствола, азимутального угла, расположения устья) так и для варьируемых параметров геологических свойств коллектора (поля пористости и проницаемости) и предложен обобщенный подход к решению обратных задач, таких как оптимизация разработки или адаптация к историческим данным.

Материалы и методы Модель двухфазной фильтрации

в последовательной неявной формулировке

Математическая модель двухфазной фильтрации состоит из уравнений, представляющих законы сохранения массы для двух фаз (воды и нефти) (Monteagudo, Firoozabadi, 2004):

$$\frac{\partial \phi \rho_{o,w} s_{o,w}}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho_{o,w} \mathbf{v}_{o,w} \right) + q_{o,w} = 0, \tag{1}$$

где индексы o и w обозначают нефтяную и водную фазы соответственно, ϕ – пористость, ρ – плотность флюида, s – насыщенность флюида, v – скорость фильтрации, q – сток или источник. Насыщенности воды и нефти связаны соотношением

$$s_{o} + s_{w} = 1.$$
 (2)

Скорость фильтрации определяется законом Дарси

$$V_{o,w} = -\lambda_{o,w} \mathbf{K} \nabla (p_{o,w} - \rho_{o,w} gh), \tag{3}$$
где $\lambda = k_r/\mu$ – мобильность флюида, k_r – относительная фазовая проницаемость, **К** – тензор абсолютной проницаемости, *p* – давление флюида, *g* – ускорение силы тяжести, *h* – глубина. Пренебрегая капиллярными эффектами, сжимаемостью и гравитацией и подставляя (3) в (1), мы получаем систему уравнений на давление:

$$\nabla \cdot \mathbf{K} \lambda \nabla p = q, \tag{4}$$

где $\lambda = \lambda_o + \lambda_w$ – полная подвижность, *p* – поровое давление, $q = q_o + q_w$ – источник или сток, насыщенность определяется из уравнения:

$$\phi \frac{\partial s_w}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{v}_w = \frac{q_w}{\rho_w},\tag{5}$$

Для дискретизации системы уравнений область делится на блоки, для ее решения используется метод контрольных объемов (Monteagudo, Firoozabadi, 2004). Уравнение на давление в матричной форме может быть записано в виде

$$\mathbf{As}_{\mathbf{p}} = \mathbf{b},\tag{6}$$

где $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{n \times n}$ – матрица коэффициентов, \mathbf{s}_p – вектор давлений, каждое значение вектора представляет собой усредненное значение давления в ячейке, $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^n$ – вектор правых частей уравнений.

Уравнение на насыщенность запишется как

$$\frac{\mathrm{d}\mathbf{s}_{s}}{\mathrm{d}t} + \mathbf{B}(\mathbf{v})\mathbf{f}_{w}(\mathbf{s}_{s}) = \mathbf{d},\tag{7}$$

где $\mathbf{s}_{s} \in \mathbb{R}^{n}$ – вектор водонасыщенностей в ячейках, $\mathbf{B}(\mathbf{v}) \in \mathbb{R}^{n \times m}$ – матрица коэффициентов, зависящая от поля давлений, где m – число граней ячеек, $\mathbf{f}_{m}(\mathbf{s}_{m})$ – нелинейный функционал ($\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^m$), отображающий поле водонасыщенностей в значения относительной фазовой проницаемости воды на гранях. Уравнения (6) и (7) связаны через зависимость матрицы А от значений водонасыщенности через относительный фазовые проницаемости и зависимости матрицы В от поля давлений. Для решений таких связанных систем уравнений существует несколько методов. Мы используем последовательную неявную схему (Pacheco et al., 2017): на каждом временном шаге уравнение (6) решается неявно, при этом для составления матрицы А используются значения водонасыщенности с предыдущего шага; затем полученные значения давлений используются для составления матрицы В, уравнение (7) решается также неявно с использованием метода Ньютона.

Модель пониженного порядка POD-DEIM

Истинное ортогональное разложение

Целью истинного ортогонального разложения (POD) является получение оптимального базиса пространства пониженного порядка. POD позволяет получить разложение многомерной функции (например, распределение физической величины в пространстве) как линейную комбинацию ортонормированных базисных компонент (Kunisch, Volkwein, 2003):

$$x'_{i} = \sum_{k=1}^{N} a_{i} u_{i}^{k}.$$
(8)

РОД-базис оптимален в том смысле, что для любой размерности базиса *г* выполняется

$$\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \left(x_{i,j} - \sum_{k=1}^{r} (u_i^k a_j^k) \right)^2 = \\ = \min_{\mathbf{\phi}, \mathbf{b}} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \left(x_{i,j} - \sum_{k=1}^{r} (\phi_i^k b_j^k) \right)^2, \tag{9}$$

где $x_{i,j}$ – значение *i*-й переменной на *j*-м временном шаге, u_i^k – значение *i*-го элемента *k*-й компоненты базиса, a_j^k – соответствующий коэффициент разложения. Метод основан на применении сингулярного разложения (Singular Value Decomposition – SVD) матрицы «снимков» состояний модели:

$$\mathbf{X} = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^*,\tag{10}$$

где $\mathbf{U} \in \mathbb{R}^{n \times n}$ – матрица левых сингулярных векторов, $\mathbf{V} \in \mathbb{R}^{m \times m}$ – матрица правых сингулярных векторов, $\mathbf{\Sigma} \in \mathbb{R}^{n \times m}$ – матрица с неотрицательными элементами (сингулярными числами) на главной диагонали и нулевыми элементами вне главной диагонали.

Оптимальный базис пониженного порядка состоит из первых r левых сингулярных векторов (столбцов матрицы U).

Таким образом, для получения POD-базиса для конкретной задачи необходимо составить матрицу \mathbf{X}_s «снимков» состояний системы (для задачи двухфазной фильтрации – векторы значений давления и водонасыщенности), каждый столбец которой \mathbf{s}_i является вектором состояния системы (для двумерных или трехмерных систем значения преобразуются к одномерному виду), выполнить сингулярное разложение этой матрицы (10) и составить базис пониженного порядка U^r из первых *r* столбцов матрицы U. Тогда система линейных алгебраческийх уравнений вида

$$\mathbf{As} = \mathbf{b} \tag{11}$$

может быть преобразована к системе пониженного порядка

$$\mathbf{A}^r \mathbf{s}^r = \mathbf{b}^r \tag{12}$$

где $\mathbf{A}^r = \mathbf{U}^{rT}\mathbf{A}\mathbf{U}^r$, $\mathbf{s}^r = \mathbf{U}^{rT}\mathbf{s}$, $\mathbf{b}^r = \mathbf{U}^{rT}\mathbf{b}$. После нахождения представления решения системы в пространстве пониженной размерности \mathbf{s}^r оценка решения в пространстве полной размерности \mathbf{s}' может быть найдена как $\mathbf{s}' = \mathbf{U}^r \mathbf{s}^r$.

Метод дискретной эмпирической интерполяции

Метод POD позволяет ускорить решение систем линейных алгебраических уравнений, в том числе возникающих при дискретизации линейных дифференциальных уравнений в частных производных. Однако при попытке применить данный подход к нелинейным уравнениям возникают определенные сложности.

Рассмотрим нелинейное дифференциальное уравнение в частных производных

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\mathbf{y}(t) = \mathbf{A}\mathbf{y}(t) + \mathbf{F}(\mathbf{y}(t)), \qquad (13)$$

где $\mathbf{y}(t) \in \mathbb{R}^n$ – вектор неизвестных, $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{n \times n}$ – матрица коэффициентов, определяемая пространственным дифференциальным оператором, **F** – нелинейный функционал, вычисляемый поэлементно. Представление данного уравнения в пространстве пониженной размерности, определенном POD-базисом, может быть записано в виде

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\mathbf{y}^{r}(t) = \mathbf{A}^{r}\mathbf{y}^{r}(t) + \mathbf{U}^{r^{\mathrm{T}}}\mathbf{F}(\mathbf{U}^{r}\mathbf{y}^{r}(t)), \qquad (14)$$

где $\mathbf{y}^r = \mathbf{U}^{rT}\mathbf{y}$ – представление вектора неизвестных в пространстве пониженной размерности, \mathbf{U}^r – POD-базис, $\mathbf{A}^r = \mathbf{U}^{rT}\mathbf{A}\mathbf{U}^r$. Для оценки нелинейного функционала $\mathbf{U}^{rT}\mathbf{F}(\mathbf{U}^r\mathbf{y}^r(t))$ необходимо вернуть текущее приближение вектора неизвестных в пространство полной размерности, вычислить нелинейный функционал и вернуть результат обратно в пространство пониженной размерности. Данные операции сопряжены со значительными затратами вычислительных ресурсов.

Авторы работы (Chaturantabut, Sorensen, 2010) предложили метод DEIM, основанный на аппроксимации нелинейного члена путем проецирования в пространство пониженной размерности, аппроксимирующее пространство, порожденное нелинейным функционалом. Для простоты дальнейшей записи обозначим $\mathbf{F}(\mathbf{U}^r \mathbf{y}(t))$ как $\mathbf{f}(t)$. Аппроксимация $\mathbf{f}(t)$, полученная проекцией в подпространство, определенное базисом $\{\mathbf{q}_1, ..., \mathbf{q}_m\} \subset \mathbb{R}^n$, может быть записана в виде

$$\mathbf{f}(t) \approx \mathbf{Q}\mathbf{c}(t),\tag{15}$$

где $\mathbf{Q} = [\mathbf{q}_1 \dots \mathbf{q}_m] \in \mathbb{R}^{n \times m}$, $\mathbf{c}(t)$ – соответствующие коэффициенты. Для того чтобы найти вектор $\mathbf{c}(t)$, мы можем выбрать *m* различных строк из переопределенной системы уравнений $\mathbf{f}(t) \approx \mathbf{Q}\mathbf{c}(t)$. Для этого рассмотрим матрицу

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbf{e}_{\rho_1} \dots \mathbf{e}_{\rho_m} \end{bmatrix}$$
(16)

где $\mathbf{e}_{\rho i} - \rho_i$ -й столбец единичной матрицы $\mathbf{I}_n \in \mathbb{R}^{n \times n}$. Предположим, что матрица $\mathbf{P}^{\mathsf{T}}\mathbf{Q}$ – невырожденная, тогда вектор коэффициентов $\mathbf{c}(t)$ может быть однозначно найден из системы уравнений

$$\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{f}(t) = (\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{Q})\mathbf{c}(t). \tag{17}$$

Тогда аппроксимация (15) может быть записана как

$$\mathbf{f}(t) \approx \mathbf{Q}\mathbf{c}(t) = \mathbf{Q}(\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{Q})^{-1}\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{f}(t).$$
(18)

Для получения аппроксимации (18) необходимо определить базис **Q** и матрицу **P**. Базис может быть получен в результате применения POD к матрице снимков нелинейного функционала $\mathbf{F}(\mathbf{y}(t))$. Эти снимки могут быть получены в ходе того же расчета полноразмерной модели, что и снимки для POD-разложения основных переменных. Коэффициенты ρ_i и соответствующая матрица **P** могут быть определены по этому базису с помощью следующего алгоритма.

1. Составляется матрица Q', включающая один столбец (первую компоненту базиса **q**₁).

2. Находится позиция ρ максимального по модулю элемента q_1 .

3. Составляется матрица **Р**, включающая один столбец (соответствующий столбец единичной матрицы **e**₀).

4. Для каждой компоненты базиса \mathbf{q}_i , начиная со второй 4.1. решается система уравнений ($\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{Q}'$) $\mathbf{c} = \mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{q}_i$ относительно \mathbf{c} ;

4.2. находится остаток $\mathbf{r} = \mathbf{q}_i - \mathbf{Q'c};$

4.3. находится позиция *р* максимального по модулю элемента **r**;

4.4. матрица Р дополняется столбцом е справа;

4.5. матрица Q' дополняется столбцом q справа.

Модель пониженного порядка POD-DEIM для задачи двухфазной фильтрации

Рассмотрим дискретизированную модель, заданную уравнениями (6) и (7). Для решения системы уравнений мы используем последовательную неявную схему: получаем поле давлений для нового временного шага, решая неявно уравнение (6), при этом используются значения подвижностей флюида с предыдущего временного шага. После этого полученное поле давления используется для определения коэффициентов уравнения (7), которое также решается неявно с помощью метода Ньютона. Уравнение (6) в пространстве пониженной размерности примет вид

$$\mathbf{A}^{\mathbf{r}}\mathbf{s}_{n}^{\ r}=\mathbf{b}^{r},\tag{19}$$

где $\mathbf{A}^r = \mathbf{U}_p^{\ rT} \mathbf{A} \mathbf{U}_p^{\ r}$ – проекция матрицы коэффициентов в пространство, определенное POD-базисом $\mathbf{U}_p^{\ r}$, который может быть получен из сингулярного разложения матрицы снимков давления \mathbf{S}_p , $\mathbf{s}_p^{\ r} = \mathbf{U}_p^{\ rT} \mathbf{s}_p$ и $\mathbf{b}^r = \mathbf{U}_p^{\ rT} \mathbf{b}$ – проекции векторов давления и вектора свободных членов уравнений в POD-пространство.

Для получения POD-базиса водонасыщенности U_s^r выполняли сингулярное разложение матрицы снимков S_s . Уравнение на насыщенность (7) в пространстве пониженной размерности может быть записано как

$$\frac{\mathrm{d}\mathbf{s}_{s}^{r}}{\mathrm{d}t} + \mathbf{U}_{s}^{r^{\mathsf{T}}}\mathbf{B}(\mathbf{v})\mathbf{f}_{w}(\mathbf{U}_{s}^{r}\mathbf{s}_{s}^{r}) = \mathbf{d}^{r}.$$
(20)

Преобразуем данное уравнение к виду

$$\frac{\mathrm{d}\mathbf{s}_{s}^{r}}{\mathrm{d}t} + \mathbf{U}_{s}^{r^{\mathsf{T}}}\mathbf{J}([\mathbf{M}\mathbf{g}_{w}(\mathbf{U}_{s}^{r}\mathbf{s}_{s}^{r})] \circ \mathbf{p}_{der}) = d^{r}.$$
(21)

Для пространственной дискретизации уравнений применяем метод контрольных объемов, где необходимо оценивать скорость флюида на гранях ячеек, для чего используем так называемую противопоточную схему (upwind scheme) (Young, 1981). Матрица $\mathbf{M} \in \mathbb{R}^{n_f \times n}$, где n_f -число граней между ячейками, n-число ячеек, отображает значения подвижности воды в ячейках в соответствующие значения на гранях, $\mathbf{g}_w(\mathbf{U}_s;\mathbf{s}_s')$ – нелинейная функция вычисляющая значения подвижности воды в ячейках, $\mathbf{p}_{der} \in \mathbb{R}^{n_f}$ – оценки производной давления на гранях, $\mathbf{J} \in \mathbb{R}^{n \times n_f}$ – матрица, отображающая потоки флюида на гранях в изменения водонасыщенности в ячейках.

Мы применяем DEIM для аппроксимации нелинейного функционала

$$\mathbf{h} = \mathbf{J}([\mathbf{M}\mathbf{g}_{w}(\mathbf{U}_{s}^{r}\mathbf{s}_{s}^{r})] \circ \mathbf{p}_{der}).$$
(22)

Снимки *h* записываются в ходе того же расчета модели, что и снимки давлений и водонасыщенностей. DEIMаппроксимация *h* имеет вид

$$\mathbf{h} \approx \mathbf{Q} (\mathbf{P}^{\mathrm{T}} \mathbf{Q})^{-1} \mathbf{P}^{\mathrm{T}} \mathbf{h}.$$
(23)

где $\mathbf{P} \in \mathbb{R}^{n \times r}$ – матрица выбора точек для DEIM, $\mathbf{Q} \in \mathbb{R}^{n \times r}$ – соответствующий POD-базис. Для вычисления выражения $\mathbf{P}^{\mathrm{T}}\mathbf{h} = \mathbf{J}([\mathbf{M}\mathbf{g}_{w}(\mathbf{U}_{s}^{r}\mathbf{s}_{s}^{r})] \circ \mathbf{p}_{der})$ и, следовательно, для оценки всего поля *h* необходимо вычислить лишь $k(r \le k \le 6r)$ значений функции в ячейках, определяемых матрицей \mathbf{P}^{T} , и всоседних с ними ячейках.

Метод адаптации базисов

Методы моделирования пониженного порядка, основанные на POD, в том числе и на POD-DEIM, часто применяются для подбора оптимальных режимов работы скважин. При этом модель пониженного порядка, построенная для одного сценария, применяется и для моделирования других сценариев (с изменившимися режимами работы скважин). Несмотря на это, некоторые приложения требуют моделирования множества сценариев с изменяющимися конфигурациями скважин или геологическими параметрами. В этом случае стандартная модель пониженного порядка, основанная на POD, не позволяет с достаточной точностью моделировать такие сценарии, и для каждой конфигурации должна быть построена своя модель, что требует генерации соответствующих снимков состояний и приводит к вычислительным затратам, которые зачастую делают нецелесообразным применение моделей, основанных на POD, для решения подобных задач.

Авторы работы (Voloskov, Pissarenko, 2021) предложили метод, позволяющий адаптировать POD-базис к новой конфигурации модели с использованием лишь небольшого числа дополнительных снимков. Рассмотрим POD-базис U_0^r , построенный для конкретной спецификации модели. Допустим, что нам требуется смоделировать сценарий добычи с изменившейся конфигурацией модели. Для этого рассчитаем несколько снимков состояний с обновленной конфигурацией и построим из них матрицу снимков S. Информация, содержащаяся в этих снимках и ортогональная базису U_0^r , может быть выражена в виде матрицы остаточных снимков, которые представляют собой разность оригинальных снимков и их проекции в пространство, определяемое базисом U_0^r , и обратно:

$$\mathbf{S}^{res} = \mathbf{S} - \mathbf{U}_0^r \mathbf{U}_0^{r+} \mathbf{S}. \tag{24}$$

Мы можем применить SVD к матрице остаточных снимков S^{res} для получения базиса $U_{res}^r = [\mathbf{u}_1 \dots \mathbf{u}_i \dots \mathbf{u}_{r_{res}}]$. Этот базис ортогонален исходному базису U_0^r , и комбинация компонент этих базисов может быть использована как новый базис пространства пониженной размерности для проекции уравнений. Предлагаемый подход заключается в дополнении исходного базиса несколькими компонентами остаточного базиса. Алгоритм может быть сформулирован следующим образом.

 Рассчитывается небольшое число снимков состояний для новой конфигурации модели.

2. Составляется матрица снимков S.

3. Рассчитывается матрица остаточных снимков $S^{res}(24)$.

4. Выполняется SVD матрицы S^{res} и составляется остаточный базис U_{res}^{r} из первых \mathbf{r}_{res} левых сингулярных векторов.

5. Исходный базис \mathbf{U}_0^r компонентами базиса \mathbf{U}_{res}^r для получения нового базиса $\widetilde{\mathbf{U}^r} = [\mathbf{U}_0^r \mathbf{U}_{res}^r]$.

 Базис Ũ^r может быть использован в обновленной модели пониженного порядка.

В работе (Voloskov, Pissarenko, 2021) данный подход был применен только к уравнению на давление, мы же применяем этот метод также и к уравнению на водонасыщенность. Дополнительные снимки состояний водонасыщенности сохраняются во время того же расчета модели, что и снимки давлений, также сохраняются снимки нелинейного функционала (22). Адаптация базисов пониженного порядка для полей давления и водонасыщенности выполняется аналогичным образом в соответствии с вышеописанным алгоритмом. Адаптация базиса для нелинейного функционала основана на тех же идеях, но требует дополнительных вычислений, так как, помимо самого базиса, требуется также обновление набора точек, в которых оценивается нелинейный функционал **h**. Соответствующий алгоритм может быть записан следующим образом.

1. Получение остаточного базиса **Q**_{*res*} аналогично базисам давления и водонасыщенности.

2. Обозначим $\widetilde{\mathbf{Q}} = \mathbf{Q}_0$ новый базис.

3. Для каждой компоненты остаточного базиса **q**_{resi}

3.1. решается система уравнений $\mathbf{P}^{\mathrm{T}} \widetilde{\mathbf{Q}} \mathbf{c} = \mathbf{P}^{\mathrm{T}} \mathbf{q}_{res_{i}}^{m}$ относительно **c**;

3.2. находится остаток $\mathbf{r} = \mathbf{q}_{res_i} - \widetilde{\mathbf{Q}}\mathbf{c}$;

3.3. находится позиция ρ максимального по модулю элемента **r**;

3.4. матрица Р дополняется столбцом е_о справа;

3.5. матрица $\tilde{\mathbf{Q}}$ дополняется столбцом \mathbf{q}_{rest} справа. 4. Матрицы **Р** и $\tilde{\mathbf{Q}}$ могут быть использованы в модели

Результаты

POD-DEIM.

Валидация модели пониженного порядка POD-DEIM

Для численных экспериментов мы будем использовать трехмерную гидродинамическую модель ячейки разработки на регулярной сетке размерности 40×40×3 с размером ячейки 25 м×25 м×10 м. Синтетически сгенерированные поля пористости и проницаемости описывают высокопроницаемый канал, окруженный породами с меньшей проницаемостью (рис. 1).

В углах модели расположены вертикальные нагнетательные скважины, в центре – добывающая скважина с горизонтальным стволом, расположенным в верхнем слое модели. Расположение скважин представлено на рис. 2.

Для построения модели POD-DEIM необходимо собрать выборку снимков состояний модели, при этом для достижения наилучших результатов снимки должны максимально полно представлять пространство возможных состояний модели. Для этого был сгенерирован искусственный сценарий, в котором режимы работы нагнетательных скважин (забойное давление) случайным образом менялись на каждом шаге моделирования. В ходе расчета данного сценария были записаны снимки полей давления, насыщенности и значений функционала h (23). По этим снимкам была построена модель POD-DEIM, которая применялась для расчета тестового сценария. Для построения модели использовалось по 2000 снимков для каждой величины, POD-базис давления состоял из 40 компонент, базис насыщенности – из 40 компонент, базис **h** – из 200 компонент.

На рис. 3 представлены результаты расчета дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM в сравнении с результатами расчета с использованием полноразмерной модели. Расчет выполнялся на 3000 дней с шагом 15 дней.

Были проведены также соответствующие расчеты с использованием модели пониженного порядка gr∧^



Рис. 1 Срезы полей пористости (слева) и проницаемости (справа) в тестовой модели (сверху вниз – первый, второй и третий слои)

в IMPES-формулировке, в которой POD применяется только для уравнения на давление. Для исследования возможности применения рассматриваемой модели для симуляций с большим временным шагом дополнительно были проведены соответствующие расчеты с шагом 150 дней.

Для расчетных динамических величин, таких как дебиты и насыщенности, были рассчитаны относительные квадратичные ошибки (Root Relative Square Error – RRSE). RRSE представляет собой ошибку относительно ошибки простейшей оценки (константного среднего значения) (Witten, 2011):

$$E = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (\hat{y}_{i} - y_{i})^{2}}{\sum_{i=1}^{n} (\overline{y}_{i} - y_{i})^{2}}}$$

где y_i – истинное значение, \overline{y}_i – среднее значение, \hat{y}_i – полученная оценка.

Соответствующие значения представлены в табл. 1.



Рис. 2. Расположение скважин (синими кружочками обозначены нагнетательные скважины, зеленой линией – горизонтальный ствол добывающей скважины)



Рис. 3. Сравнение расчетных дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM (зеленая кривая – дебит воды, красная – дебит нефти) с результатами, полученными с использованием полноразмерной модели (синяя кривая – дебит воды, оранжевая – дебит нефти)

В табл. 2 представлены значения времени, затраченного на соответствующие расчеты. Все расчеты проводились на рабочей станции с двумя процессорами Intel Xeon E5-2630 v3.

Данные расчеты показывают, что модель POD-DEIM может воспроизводить результаты расчета полноразмерной модели с точностью, достаточной для решения многих практических задач. Несмотря на то что на данном тестовом примере модель в IMPES-формулировке оказалась несколько быстрее, результаты расчетов с большим временным шагом показали, что IMPES-модель, в отличие от модели POD-DEIM, не способна воспроизвести подобные расчеты. Для многих приложений это позволяет достичь бо́льшей вычислительной эффективности с использованием модели POD-DEIM. Также модель POD-DEIM может быть более эффективна при применении к задачам большей размерности.

	RRSE					
	Модель POD-DEIM (временной шаг 15 дней)	Модель POD-Galerkin (IMPES) (временной шаг 15 дней)	Модель POD-DEIM (временной шаг 150 дней)	Модель POD-Galerkin (IMPES) (временной шаг 150 дней)		
Водонасыщенность	0,019	0,014	0,02	0,16		
Давление	0,037	0,022	0,09	0,37		
Дебит воды	0,020	0,014	0, 05	0,63		
Дебит нефти	0,026	0,027	0,09	0,51		

Табл. 1. RRSE расчета модели POD-DEIM и POD-Galerkin (IMPES) относительно полноразмерной модели

	Модель РОД-ДЕІМ (временной шаг 15 дней)	Модель POD-Galerkin в IMPES-формулировке (временной шаг 15 дней)	Модель POD-DEIM (временной шаг 75 дней)	Модель POD-Galerkin в IMPES-формулировке (временной шаг 75 дней)	Полно- размерная модель
Время расчета	25,1 c	14,2 c	4,7 c	2,6 c	244 c

Табл. 2. Время расчета тестового сценария

Применение модели POD-DEIM при изменении параметров скважин

Для некоторых приложений, например, для поиска оптимального сценария разработки, требуется выполнять расчеты с различными конфигурациями скважин. Рассмотрим сценарий, в котором изменен азимутальный угол горизонтального ствола добывающей скважины относительно конфигурации, для которой была построена исходная модель POD-DEIM (рис. 4).

На рис. 5а приведено сравнение дебитов, полученных на модели POD-DEIM, построенной для исходной конфигурации скважин, с результатами расчета с использованием полноразмерной модели. Из рисунка видно, что модель POD-DEIM, построенная для исходной конфигурации скважин, не способна с достаточной точностью воспроизвести динамику потоков флюидов при измененной конфигурации. В общем случае, при изменении конфигурации требуется построение новой модели POD-DEIM с нуля, что требует расчета большого количества снимков состояний (в данном случае требуется порядка 2000 снимков).



Рис. 4. Расположение скважин (синими кружочками обозначены нагнетательные скважины, зеленой линией – горизонтальный ствол добывающей скважины в конфигурации, для которой была построена модель POD-DEIM, красной линией – горизонтальный ствол добывающей скважины в измененной конфигурации)

Соответствующие вычислительные затраты могут сделать применение модели POD-DEIM нецелесообразным. Однако, используя рассмотренный выше метод адаптации базисов, мы можем адаптировать модель к измененной конфигурации скважин с использованием значительно меньшего количества снимков. В приведенном ниже примере для адаптации базисов мы используем по 100 снимков для давления, Водонасыщенность и функционала h. Снимки сгенерированы полноразмерной моделью с обновленной конфигурацией скважин, при этом для наибольшей репрезентативности снимки сделаны на временных отсчетах, равномерно распределенных по всему интервалу моделирования. Режимы работы нагнетательных скважин, так же как и при построении исходной модели POD-DEIM, изменяются случайным образом. При адаптации базисов было изменено 4 компоненты базиса давления, 4 компоненты базиса насыщенности и 10 компонент базиса функционала h. Результаты моделирования дебитов добывающей скважины в сравнении с результатами расчета на полноразмерной модели представлены на рис. 5б.

В табл. 3 представлены значения RRSE относительно полноразмерной модели для моделей POD-DEIM с базисами, построенными для несовпадающей конфигурацией скважин, и с адаптированными базисами.

Аналогичный численный эксперимент был проведен при изменении длины добывающей секции горизонтального ствола скважины (рис. 2): ее длина была изменена со 150 м до 120 м. Адаптация базисов выполнялась по 100 снимкам: были обновлены 4 компоненты базиса давления, 4 компоненты базиса насыщенности и 10 компонент базиса функционала **h**. На рис. 6 представлены результаты расчета с использованием модели POD-DEIM с базисами, построенными для исходной конфигурации скважины, и с адаптированными базисами. Соответствующие значения RRSE представлены в табл. 4.

Еще одним возможным параметром, который можно варьировать при поиске оптимального сценария разработки, является пространственное положение скважины.



Рис. 5. Сравнение расчетных дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM для измененной конфигурации скважин (зеленая кривая – дебит воды, красная – дебит нефти) с результатами, полученными с использованием полноразмерной модели (синяя кривая – дебит воды, оранжевая – дебит нефти); (а) с базисами для несовпадающей конфигурации, (б) с адаптированными базисами

www.geors.ru

gr∕

	RRSE модели POD-	RRSE модели
	DEIM с базисами для	POD-DEIM c
	несовпадающей	адаптированными
	конфигурации скважин	базисами
Водонасыщенность	2,530	0,053
Давление	1,992	0,150
Дебит воды	0,630	0,062
Дебит нефти	1,203	0,170

Табл. 3. RRSE расчета модели POD-DEIM относительно полноразмерной модели при изменении азимутального угла горизонтальной скважины

	RRSE модели POD- DEIM с базисами для несовпадающей конфигурации скважин	RRSE модели POD-DEIM с адаптированными базисами
Водонасыщенность	1,369	0,023
Давление	1,575	0,064
Дебит воды	0,639	0,048
Дебит нефти	1,282	0,061

Табл. 4 RRSE расчета модели POD-DEIM относительно полноразмерной модели при изменении длины горизонтального ствола добывающей скважины



Рис. 6. Сравнение расчетных дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM для измененной конфигурации скважин (зеленая кривая – дебит воды, красная – дебит нефти) с результатами, полученными с использованием полноразмерной модели (синяя кривая – дебит воды, оранжевая – дебит нефти); (а) с базисами для несовпадающей конфигурации, (б) с адаптированными базисами



Рис. 7. Расположение скважин (синими кружочками обозначены нагнетательные скважины, зеленой линией – горизонтальный ствол добывающей скважины в конфигурации, для которой была построена модель POD-DEIM, красной линией – горизонтальный ствол добывающей скважины в измененной конфигурации)

Рассмотрим в качестве примера смещение горизонтального ствола на 25 м по осям Ox и Oy и на 10 м по оси Oz (рис. 7).

Адаптация базисов, как и в предыдущих случаях, выполнялась по 100 дополнительным снимкам, обновлялось по 4 компоненты базиса давления и водонасыщенности и 10 компонент базиса функционала **h**. Расчетные дебиты добывающей скважины показаны на рис. 8, значения ошибки представлены в табл. 5.

Применение модели POD-DEIM при изменении геологических свойств модели

Еще одним классом задач, требующим множественных прогонов гидродинамических моделей, является адаптация модели к историческим данным. В этих задачах зачастую требуется проводить расчеты для гидродинамических моделей с различными полями геологических свойств, добиваясь совпадения результатов расчета с историческими данными по скважинам. В данном параграфе вместо изменения конфигурации скважин мы рассмотрим изменения полей пористости и проницаемости.

Исходная модель POD-DEIM была построена для полей пористости и проницаемости, показанных на рис. 1, и конфигурации скважин, изображенной на рис. 2. Затем были изменены форма и положение высокопроницаемого канала. Обновленные поля пористости и проницаемости показаны на рис. 9.

Для сценария с обновленными полями пористости и проницаемости были проведены расчеты с использованием модели POD-DEIM с базисами, построенными для исходных свойств. Результаты расчета дебитов добывающей скважины показаны на рис. 10а. Можно видеть, что, как и в случае с изменением конфигурации скважин, модель не может с достаточной точностью описать динамику добычи. Была выполнена адаптация базисов модели к изменившимся геологическим свойствам. Адаптация производилась аналогично случаям, рассмотренным в предыдущем параграфе: использовалось по 100 дополнительных снимков давления, водонасыщенности и функционала h, было обновлено по 4 компоненты базисов давления и насыщенности и 10 компонент базиса функционала h. Результаты расчета дебитов добывающей скважины с использованием адаптированной модели РОD-DEIM представлены на рис. 10.

В табл. 6 представлены соответствующие значения ошибки. gr 🔨



Рис. 8. Сравнение расчетных дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM для измененной конфигурации скважин (зеленая кривая – дебит воды, красная – дебит нефти) с результатами, полученными с использованием полноразмерной модели (синяя кривая – дебит воды, оранжевая – дебит нефти); (а) с базисами для несовпадающей конфигурации, (б) с адаптированными базисами

	RRSE модели POD- DEIM с базисами для несовпадающей конфигурации скважин	RRSE модели POD-DEIM с адаптированными базисами
Водонасыщенность	3,130	0,053
Давление	1,724	0,10
Дебит воды	0,262	0,134
Дебит нефти	1,310	0,175

Табл. 5 RRSE расчета модели POD-DEIM относительно полноразмерной модели при изменении местоположения добывающей скважины

Обсуждение результатов

Многие приложения гидродинамического моделирования в задачах, возникающих при разработке месторождений, требуют множественных расчетов с изменяющимися параметрами. Большие вычислительные затраты на решения полноразмерных систем уравнений зачастую приводят к невозможности проведения достаточного количества расчетов для получения оптимального решения. Модели пониженного порядка, в том числе основанные на POD, позволяют значительно снизить затрачиваемое время и требования к вычислительным ресурсам для таких



Рис. 9. Срезы полей пористости: 1-й столбец – исходная пористость, 2-й столбец – обновленная пористость; и проницаемости: 3-й столбец – исходная проницаемость, 4-й столбец – обновленная проницаемость (сверху вниз – первый, второй и третий слои)

gr M



Рис. 10. Сравнение расчетных дебитов добывающей скважины с использованием модели POD-DEIM для измененных полей пористости и проницаемости (зеленая кривая – дебит воды, красная – дебит нефти) с результатами, полученными с использованием полноразмерной модели (синяя кривая – дебит воды, оранжевая – дебит нефти; (а) с базисами для несовпадающей конфигурации, (б) с адаптированными базисами

	RRSE модели POD- DEIM с базисами для несовпадающей конфигурации скражин	RRSE модели POD-DEIM с адаптированными базисами
Водонасыщенность	1,799	0,151
Давление	0,562	0,104
Дебит нефти	0,473	0,0397

Табл. 6. RRSE расчета модели POD-DEIM относительно полноразмерной модели при изменении полей пористости и проницаемости

расчетов. Однако для построения таких моделей требуется выборка снимков состояний полноразмерной моделей достаточно большого объема. При этом в общем случае при изменении параметров требуется заново перестраивать модель, а именно рассчитывать выборку снимков состояний для новой конфигурации и строить базисы. Вычислительные и временные ресурсы, требуемые для получения выборки снимков, значительно снижают возможный выигрыш от применения моделей пониженного порядка. В работе (Voloskov, Pissarenko, 2021) предложен метод построения модели для обновленной конфигурации на основе использования информации, содержащейся в базисе для исходной конфигурации. В этом методе требуется значительно меньшая выборка снимков состояний модели с обновленной конфигурацией. Предложенный метод был рассмотрен в применении к модели в IMPES постановке, где понижение порядка применяется только для уравнения на давление.

В настоящей работе предложена модификация этого метода для модели POD-DEIM в последовательной неявной постановке, в которой понижение порядка применяется как для уравнения на давление, так и для уравнения на насыщенность, а также используется метод DEIM для эффективной работы с нелинейностями. Предлагаемый подход позволяет проводить расчеты с бо́льшим временным шагом и более эффективен для моделей большой размерности. Рассмотрено применение данного метода как для изменений конфигурации скважин, так и для вариаций полей геологических свойств. Предлагаемый метод позволяет на 1–2 порядка уменьшить ошибку моделирования по сравнению с моделью POD-DEIM, построенной для исходной конфигурации, и делает



Рис. 11. Блок-схема применения метода адаптации базисов к оптимизационным задачам

ее сопоставимой с ошибкой модели пониженного порядка, построенной непосредственно для новой конфигурации. При этом в проведенных нами численных экспериментах для адаптации базисов было достаточно порядка 100 снимков, тогда как для построения модели с нуля требуются тысячи соответствующих снимков, что на порядок снижает вычислительные затраты при построении выборки. Применяемая в настоящей работе реализация модели POD-DEIM позволяет в 5-10 раз снизить время расчета на рассматриваемых примерах по сравнению с полноразмерной моделью. Выигрыш во времени расчета зависит от соотношения числа компонент базиса модели и количества ячеек полноразмерной модели (при большей размерности модели можно получить больший выигрыш в производительности). Повышение вычислительной эффективности реализации модели POD-DEIM является одним из направлений дальнейшей работы.

Итак, предлагаемый метод открывает возможность для применения моделей POD-DEIM при решении задач, в которых требуются множественные прогоны гидродинамических моделей с изменяющимися параметрами и конфигурациями модели, таких как поиск оптимального сценария разработки или адаптация моделей к историческим данным. Блок-схема одного из вариантов применения этого метода для оптимизационных задач представлена на рис. 11.

Для фиксированной конфигурации гидродинамической модели проводится расчет выборки снимков и строится модель POD-DEIM. Результат расчета оценивается на основе критерия оптимизации (например, экономический критерий для оптимизации разработки или соответствие историческим данным по работе скважин для адаптации модели). В случае если результат расчета не привел к оптимальным значениям, конфигурация модели обновляется, и для обновленной конфигурации строится выборка из небольшого числа снимков состояний с использованием полноразмерной модели. Полученные дополнительные снимки используются для адаптации базисов модели. Цикл оптимизации выполняется до достижения соответствия результатов расчета выбранному критерию. При изменении режимов работы скважин без изменения их конфигурации или геологических свойств адаптация базисов не требуется.

Заключение

Работа посвящена применению моделей пониженного порядка, основанных на POD, для задач, требующих множественных прогонов гидродинамических моделей с изменяющимися параметрами. Рассмотрена реализация модели POD-DEIM для задачи двухфазной фильтрации в пористой среде. Для этой реализации предложено расширение подхода адаптации базисов модели к изменяющейся конфигурации с использованием небольшого числа дополнительных снимков состояний модели. Представлены результаты численных экспериментов по применению предлагаемого подхода к изменениям конфигурации скважин (длины добывающей секции горизонтального ствола, его ориентации и местоположения устья скважины) и геологических свойств. В работе предложен обобщенный подход применения моделей POD-DEIM для решения оптимизационных задач, основанный на адаптации базисов модели.

Дальнейшая работа по данной тематике связана с реализацией предложенного подхода для практического решения задач оптимизации разработки, выбора оптимального дизайна скважин и адаптации моделей к историческим данным. Еще одним направлением планируемой работы является формализация критериев выбора числа компонент в базисах модели и числа обновляемых компонент.

Финансирование/Благодарности

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Авторы благодарят Дмитрия Владиленовича Писаренко за ценные советы и замечания при выполнении данной работы и подготовке публикации.

Литература

Cardoso M. A. (2010). Use of Reduced-Order Modeling Procedures for Production Optimization. *SPE Journal*, 15(2010), pp. 426–435. https://doi. org/10.2118/119057-PA

Chaturantabut S., Sorensen D.C. (2010). Nonlinear Model Reduction via Discrete Empirical Interpolation. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 32(5), pp. 2737–2764. https://doi.org/10.1137/090766498

Efendiev Y., Gildin E., Yang Y. (2016). Online Adaptive Local-Global Model Reduction for Flows in Heterogeneous Porous Media. *Computation*, 4(2), 22. https://doi.org/10.3390/computation4020022

Fanchi J. R. (2018). *Principles of applied reservoir simulation* (Fourth edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2017-0-00352-X

Fraces C.G., Papaioannou A., Tchelepi H. (2020). Physics Informed Deep Learning for Transport in Porous Media. Buckley Leverett Problem. ArXiv:2001.05172. http://arxiv.org/abs/2001.05172

Gasmi C. F., Tchelepi H. (2021). Physics Informed Deep Learning for Flow and Transport in Porous Media. ArXiv:2104.02629. http://arxiv.org/ abs/2104.02629

He J., Sætrom J., Durlofsky L.J. (2011). Enhanced linearized reducedorder models for subsurface flow simulation. *Journal of Computational Physics*, 230(23), pp. 8313–8341. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2011.06.007

Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pissarenko D., Orlov D., Koroteev D. (2022). End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109332. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2021.109332

Jansen J.D., Durlofsky L.J. (2017). Use of reduced-order models in well control optimization. *Optimization and Engineering*, 18(1), pp. 105–132. https://doi.org/10.1007/s11081-016-9313-6

Jin Z.L., Liu Y., Durlofsky L.J. (2020). Deep-learning-based surrogate model for reservoir simulation with time-varying well controls. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 107273. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2020.107273

Kani J.N., Elsheikh A.H. (2017). DR-RNN: A deep residual recurrent neural network for model reduction. ArXiv:1709.00939. http://arxiv.org/abs/1709.00939

Kani J.N., Elsheikh A.H. (2018). Reduced-Order Modeling of Subsurface Multi-phase Flow Models Using Deep Residual Recurrent Neural Networks. *Transport in Porous Media*, (126), pp. 713–741 https://doi.org/10.1007/ s11242-018-1170-7

Kunisch K., Volkwein S. (2003). Galerkin Proper Orthogonal Decomposition Methods for a General Equation in Fluid Dynamics. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 40(2), pp. 492–515.

Monteagudo J.E.P., Firoozabadi A. (2004). Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and threedimensional discrete-fractured media. *Water Resources Research*, 40(7). https://doi.org/10.1029/2003WR002996 gr MM

with the element-based finite volume method. Rewienski M., White J. (2003). A trajectory piecewise-linear approach to model order reduction and fast simulation of nonlinear circuits and micromachined devices. *IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems*, 22(2), pp. 155–170. https://doi.org/10.1109/ TCAD.2002.806601

Tan X., Gildin E., Florez H., Trehan S., Yang Y., Hoda N. (2019). Trajectory-based DEIM (TDEIM) model reduction applied to reservoir simulation. *Computational Geosciences*, 23(1), pp. 35–53. https://doi. org/10.1007/s10596-018-9782-0

Temirchev P., Simonov M., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A., Koroteev D. (2020). Deep neural networks predicting oil movement in a development unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106513. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2019.106513

Trehan S., Durlofsky L.J. (2016). Trajectory piecewise quadratic reduced-order model for subsurface flow, with application to PDE-constrained optimization. *Journal of Computational Physics*, 326, pp. 446–473. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2016.08.032

Voloskov D., Pissarenko D. (2021). Adaptive POD-Galerkin Technique for Reservoir Simulation and Optimization. *Mathematical Geosciences*, 53, pp. 1951–1975. https://doi.org/10.1007/s11004-021-09958-6 Young L. C. (1981). A Finite-Element Method for Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 21(01), pp. 115–128. https://doi.org/10.2118/7413-PA

Сведения об авторах

Дмитрий Сергеевич Волосков – инженер-исследователь, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121025, Москва, Большой бульвар 30, стр. 1 e-mail: dmitry.voloskov@skoltech.ru

Дмитрий Анатольевич Коротеев – кандидат физ.мат. наук, профессор, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121025, Москва, Большой бульвар, 30, стр. 1

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; Принята к публикации 03.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Construction of adaptive reduced-order reservoir models based on POD-DEIM approach

D.S. Voloskov^{*}, D.A. Koroteev

Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation *Corresponding author: Dmitry S. Voloskov, e-mail: dmitry.voloskov@skoltech.ru

Abstract. This paper introduces a method for constructing adaptive reduced-order reservoir simulation models based on the POD-DEIM approach for field development optimization and assisted history matching problems. The approach is based on adapting the orthogonal decompositions bases to the varying model configuration. The method utilizes information contained in the bases of the original model and supplements them with new components instead of constructing a new model from scratch. Adapting the bases significantly reduces the computational costs of building reduced-order models and allows the application of such models to tasks requiring multiple simulations with different configurations. The paper presents an implementation of the POD-DEIM model for a two-phase flow problem and discusses examples of adapting this model to changes in well configuration and geological properties of the reservoir. We propose a generalized approach using POD-DEIM models in combination with the bases adaptation technique to solve optimization problems, such as field development optimization, selection of the optimal well locations, geometries, and well regimes, as well as history matching.

Keywords: reservoir simulation, reduced order modelling, field development optimization, assisted history matching

Recommended citation: Voloskov D.S., Koroteev D.A. (2023). Construction of adaptive reduced-order reservoir models based on POD-DEIM approach. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 69–81. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.4

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

The authors express their gratitude to Dimitri Pissarenko for the insightful advice and comments during the course of this research and in the preparation of this manuscript for publication.

References

Cardoso M. A. (2010). Use of Reduced-Order Modeling Procedures for Production Optimization. *SPE Journal*, 15(2010), pp. 426–435. https://doi. org/10.2118/119057-PA

Chaturantabut S., Sorensen D.C. (2010). Nonlinear Model Reduction via Discrete Empirical Interpolation. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 32(5), pp. 2737–2764. https://doi.org/10.1137/090766498

Efendiev Y., Gildin E., Yang Y. (2016). Online Adaptive Local-Global Model Reduction for Flows in Heterogeneous Porous Media. *Computation*, 4(2), 22. https://doi.org/10.3390/computation4020022

Fanchi J. R. (2018). *Principles of applied reservoir simulation* (Fourth edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2017-0-00352-X

Fraces C.G., Papaioannou A., Tchelepi H. (2020). Physics Informed Deep Learning for Transport in Porous Media. Buckley Leverett Problem. ArXiv:2001.05172. http://arxiv.org/abs/2001.05172

Gasmi C. F., Tchelepi H. (2021). Physics Informed Deep Learning for Flow and Transport in Porous Media. ArXiv:2104.02629. http://arxiv.org/abs/2104.02629

He J., Sætrom J., Durlofsky L.J. (2011). Enhanced linearized reducedorder models for subsurface flow simulation. *Journal of Computational Physics*, 230(23), pp. 8313–8341. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2011.06.007 Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pissarenko D., Orlov D., Koroteev D. (2022). End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109332. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2021.109332

Jansen J.D., Durlofsky L.J. (2017). Use of reduced-order models in well control optimization. *Optimization and Engineering*, 18(1), pp. 105–132. https://doi.org/10.1007/s11081-016-9313-6

Jin Z.L., Liu Y., Durlofsky L.J. (2020). Deep-learning-based surrogate model for reservoir simulation with time-varying well controls. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 107273. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2020.107273

Kani J.N., Elsheikh A.H. (2017). DR-RNN: A deep residual recurrent neural network for model reduction. ArXiv:1709.00939. http://arxiv.org/ abs/1709.00939

Kani J.N., Elsheikh A.H. (2018). Reduced-Order Modeling of Subsurface Multi-phase Flow Models Using Deep Residual Recurrent Neural Networks. *Transport in Porous Media*, (126), pp. 713–741 https://doi.org/10.1007/ s11242-018-1170-7

Kunisch K., Volkwein S. (2003). Galerkin Proper Orthogonal Decomposition Methods for a General Equation in Fluid Dynamics. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 40(2), pp. 492–515.

Monteagudo J.E.P., Firoozabadi A. (2004). Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and threedimensional discrete-fractured media. *Water Resources Research*, 40(7). https://doi.org/10.1029/2003WR002996

Pacheco T.B., Silva A.F.C.D., Maliska C. (2017). Comparison of impes, sequential, and fully implicit formulations for two-phase flow in porous media with the element-based finite volume method.

Rewienski M., White J. (2003). A trajectory piecewise-linear approach to model order reduction and fast simulation of nonlinear circuits and micromachined devices. *IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems*, 22(2), pp. 155–170. https://doi.org/10.1109/ TCAD.2002.806601

Tan X., Gildin E., Florez H., Trehan S., Yang Y., Hoda N. (2019). Trajectory-based DEIM (TDEIM) model reduction applied to reservoir simulation. Computational Geosciences, 23(1), pp. 35-53. https://doi. org/10.1007/s10596-018-9782-0

Temirchev P., Simonov M., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A., Koroteev D. (2020). Deep neural networks predicting oil movement in a development unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106513. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2019.106513

Trehan S., Durlofsky L.J. (2016). Trajectory piecewise quadratic reduced-order model for subsurface flow, with application to PDE-constrained optimization. *Journal of Computational Physics*, 326, pp. 446–473. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2016.08.032

Voloskov D., Pissarenko D. (2021). Adaptive POD-Galerkin Technique for Reservoir Simulation and Optimization. *Mathematical Geosciences*, 53, pp. 1951–1975. https://doi.org/10.1007/s11004-021-09958-6

Yang Y., Ghasemi M., Gildin E., Efendiev Y., Calo V. (2016). Fast Multiscale Reservoir Simulations With POD-DEIM Model Reduction. *SPE Journal*, 21(06), pp. 2141–2154. https://doi.org/10.2118/173271-PA

Young L. C. (1981). A Finite-Element Method for Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers Journal, 21(01), pp. 115–128. https://doi. org/10.2118/7413-PA

About the Authors

Dmitry S. Voloskov – Research Engineer, Skolkovo Institute of Science and Technology

30, build. 1, Moscow, 121025, Russian Federation e-mail: dmitry.voloskov@skoltech.ru

Dmitry A. Koroteev – PhD, Professor, Skolkovo Institute of Science and Technology

30, build. 1, Moscow, 121025, Russian Federation

Manuscript received 15 August 2023; Accepted 3 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

УДК 622.276.66

Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения Х

gr MM

К.В. Присмотров^{*}, А.И. Варавва, Я.Г. Воронинская ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

Целью данной работы является выбор оптимальной методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах крупного газоконденсатного месторождения X в условиях низкопроницаемых коллекторов и наличия риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) при снижении пластового давления.

На текущий момент существуют множество способов моделирования ГРП, каждый из которых характеризуется своими преимуществами и недостатками. Для конкретных условий моделирования необходимо выбирать наиболее оптимальный метод моделирования ГРП, который позволяет корректно смоделировать все ожидаемые при разработке эффекты. В рамках настоящей работы описываются наиболее распространенные численные методы моделирования ГРП, отражены их преимущества и недостатки для конкретных условий моделирования месторождения Х. Отдельное внимание уделено сравнению методик моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций и логарифмического измельчения, так как эти методики являются наиболее распространенными способами задания ГРП в существующих гидродинамических симуляторах. Проведены сценарные расчеты, которые позволили определить границы применимости различных методов, сравнить корректность воспроизведения прискважинных эффектов, количественно определить отклонение результатов расчетов разных методов от эталонного расчета. Описаны особенности применения метода моделирования ГРП через логарифмическое измельчение, выявленные опытным путем.

В результате для моделирования многостадийного ГРП выбран метод, при котором ячейки с ГРП логарифмически измельчаются относительно исходной сетки. Данный метод позволяет воспроизвести фактические темпы падения продуктивности скважин в условиях низкой проницаемости коллектора, а также воспроизвести в гидродинамической модели эффект от выпадения конденсата в ПЗП и последующего снижения продуктивности по газу.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, многостадийный гидроразрыв пласта, гидроразрыв, моделирование, методика, газоконденсатные скважины

Для цитирования: Присмотров К.В., Варавва А.И., Воронинская Я.Г. (2023). Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения Х. *Георесурсы*, 25(4), с. 82–91. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это один из методов интенсификации работы скважин, основанный на создании высокопроводимых трещин в пласте при помощи закачки под высоким давлением жидкости разрыва. ГРП на данный момент является одним из самых распространённых способов интенсификации притока флюида в скважину. Особое значение данная технология имеет при разработке месторождений с низко-проницаемыми коллекторами, так как зачастую скважины на такие пласты характеризуются низкими дебитами, а использование ГРП позволяется в разы увеличить продуктивность и повысить рентабельность. Тем самым применение технологии ГРП позволяет вовлекать в разработку различные трудноизвлекаемые запасы, разработка которых еще до недавнего времени могла считаться экономически не целесообразной.

Важной задачей является правильное моделирование операции ГРП на скважинах и эффекта от его применения в гидродинамических моделях (ГДМ). В настоящее время существует множество различных методов моделирования ГРП на скважинах в ГДМ: на основе локального измельчения исходной сетки, тартановых сеток, виртуальных соединений с пластом и др. Зачастую при прогнозировании эффективности гидроразрыва требуется учет эффектов, происходящих вблизи и внутри трещин: образование и влияние конденсатных банок, отклонение от линейного закона Дарси при турбулизации потока (Alakbarov, Behr, 2020), что на практике учитывается с помощью явного моделирования (LGR - Local Grid Refinement) или специальных опций гидродинамического симулятора (уравнение притока GPP, D-фактор). Поэтому на текущий момент не существует универсального метода моделирования ГРП, который можно применять в любом случае вне зависимости от конкретных условий и целей моделирования. Каждый метод характеризуется своими

^{*}Ответственный автор: Константин Васильевич Присмотров e-mail: henysberg@yandex.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

преимуществами и недостатками, границами применимости, поэтому специалист-гидродинамик должен выбирать метод, наиболее подходящий под конкретные задачи моделирования и исходные данные.

Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта.

Целью данной работы является выбор оптимальной методики моделирования многостадийного ГРП на скважинах крупного газоконденсатного месторождения Х в условиях наличия низкопроницаемых коллекторов (коэффициент абсолютной проницаемости – 0.5–1.0 мД) и риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) при снижении пластового давления. Кроме того, объект характеризуется крайне низкой степенью изученности, наличием зоны аномально высокого пластового давления (АВПД), наличием скважин со сложным заканчиванием (горизонтальный ствол длиной 1500 м с 8 стадиями ГРП). Сама же гидродинамическая модель объекта разработки характеризуется довольно большим количеством активных ячеек (1.4 млн ячеек) и крупным исходным размером сетки – 200×200×1 м (рис. 1). Для данных условий моделирования необходимо было подобрать наиболее оптимальный метод моделирования ГРП, который позволял бы учесть все вышеперечисленные особенности обьекта разработки.

Методы моделирования ГРП

В ходе исследования были определены основные требования к инструменту моделирования ГРП, которые заключаются в том, что он, прежде всего, должен быть удобным и гибким в использовании, корректно воспроизводить различные физические процессы в ГДМ (в том числе динамику падения продуктивности в условиях выпадения конденсата в призабойной зоне пласта), должен обладать приемлемой скоростью расчета, при этом оставаясь стабильным, корректно работать на крупной сетке (200×200×1 м). В литературных источниках описано множество способов численного моделирования трещин ГРП в гидродинамических моделях. Один из наиболее полных обзоров существующих способов моделирования представлен в работе (Lokhandwala et al., 2021).

Условно все существующие способы задания ГРП в ГДМ можно подразделить на следующие группы.

1. Способы, основанные на корректировке соединений скважина - пласт (well-connections). В настоящий момент существуют различные плагины в популярных ПО для геолого-гидродинамического моделирования, которые позволяют путем корректировки соединений скважины с пластом моделировать трещину ГРП.

2. Способы, основанные на использовании виртуальных перфораций. Это один из наиболее распространенных методов моделирования ГРП, реализованный во множестве симуляторов ГДМ. В этом способе трещина представлена виртуальным соединением, которое имеет заданные свойства, соответствующие трещине ГРП.

3. Способы, основанные на использовании логарифмического измельчения и тартановых сеток. В этом случае трещина ГРП задается путем измельчения существующей исходной сетки (Alakbarov, Behr, 2020).

4. Способы, основанные на использовании неструктурированных сеток. К примеру, PEBI - PErpendicular BIsector, также называемой сеткой Вороного. Такие сетки распространены в различных гидродинамических симуляторах, трещина ГРП задается путем измельчения исходной сетки.

В ходе данной работы была проведена сравнительная характеристика наиболее распространенных способов моделирования ГРП в ГДМ – использование виртуальных перфораций через ключевое слово WFRACP, виртуальных перфорации через ключевое слово FRACTURE SPECS совместно с применением локального измельчения сетки в пределах скважины до размера 50×50 м и способ моделирования ГРП через логарифмическое измельчение исходной сетки. Данные методы задания ГРП являются наиболее распространенными в современных гидродинамических симуляторах (рис. 2). Упрощенные методики



Рис. 1. Иллюстрация краткой характеристики объекта разработки



моделирования ГРП (корректировка скин-фактора, прямое задание трещины) не рассматривались, ввиду наличия заведомо сложных и комплексных исходных условий моделирования.

Методика моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций через ключевое слово WFRACP является наиболее распространённым способом задания ГРП, нашедшим свое применение еще в ранних версиях гидродинамического симулятора. Она характеризуется высокой скоростью расчета, что является важным преимуществом при прогнозных расчетах с большим количеством скважин. Кроме того, метод характеризуется определенной простотой в задании параметров, но при этом синтаксис при задании ГРП для большого количества скважин становится довольно объёмным и неудобным для использования. Сам же инструмент характеризуется низкой гибкостью и удобством использования ввиду того, что не учитывает множество различных параметров задания ГРП (сложные плоскости трещин ГРП, наличие зоны влияния трещины и др.). Отличительной чертой данного инструмента является то, что он инициализирует трещину в центре ячейки, поэтому при моделировании многостадийного ГРП на крупной сетке трещины могут «схлопываться» в одну ячейку, т.к. длина скважины не позволяет распределить их равномерно по всей траектории с учетом крупного исходного размера ячеек в ГДМ.

Эволюционным развитием метода моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций является задание ГРП через ключевое слово FRACTURE_SPECS в ГДМ. Данный метод исправляет множество недостатков ключевого слова WFRACP – теперь трещины не привязаны к центрам ячеек, добавлены новые параметры при моделировании трещин и расширен функционал инструмента. Инструмент также обладает высокой степенью стабильности и скоростью расчета. Основным же недостатком инструмента для конкретных условий моделирования является возникновение численных ошибок и снижение точности расчетов при моделировании на крупной сетке. Так как ГРП задается через виртуальные перфорации на крупной сетке, в расчетах ГДМ не корректно воспроизводится динамика выпадения конденсата в ПЗП при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, кроме того задание зоны влияния около трещины также моделируется не всегда корректно из-за крупной сетки.

Альтернативой методу задания ГРП через виртуальные перфорации является использование метода задания ГРП через логарифмическое измельчение исходной сетки. Данная методика основана на том, что трещина ГРП задается путем дробления исходной сетки пополам n число раз, соответствующему количеству уровней измельчения (по умолчанию – 5 уровней). Далее проницаемость в измельченных ячейках, соответствующих трещине, нормируется таким образом, чтобы соответствовать проводимости, заданной в дизайне ГРП в ГДМ. Данный метод является наиболее продвинутым, характеризуется высокой гибкостью, удобством и простотой в задании параметров. Из-за несколько другого математического подхода для моделирования трещины ГРП данный метод обладает высокой чувствительностью к процессам и эффектам, происходящим в призабойной зоне пласта. Поэтому он наиболее подходит для учета таких эффектов, как например, выпадения «конденсатных банок» в пласте. Единственным же недостатком метода является крайне долгое время расчета, ввиду создания большого количества измельченных ячеек, которые в значительной степени замедляют скорость расчета. Таким образом, для применения данного метода с целью прогнозных расчетов с проектным фондом необходимо корректировать подходы для ускорения времени расчета.



gr /m

Рис. 2. Краткое сравнение способов задания трещин ГРП в ГДМ

gr 🔨



Рис. 3. Предпосылки сравнения расчетов с прямым моделированием трещины ГРП и моделированием трещины ГРП через логарифмическое измельчение

Далее описываются результаты сравнительных расчетов, которые были произведены для изучения особенностей методов задания ГРП через применение виртуальных перфораций и логарифмического измельчения.

Результаты

Сравнение с эталонным расчетом

Важным фактором оценки корректности и точности расчета с применением различных методов моделировании ГРП является сравнение результатов с эталонным расчетом. Для этих целей было произведено сравнение результатов расчета при задании трещины ГРП через логарифмическое измельчение с расчетом на билогарифмической сетке, где трещина ГРП задавалась в явном виде. Расчеты проводились на упрощенных моделях реального объекта разработки, параметры трещины и остальные исходные данные в обоих случаях были одинаковы. Модели были присвоены осредненные свойства реального объекта разработки, контроль по дебиту газа нормировался на одну трещину. Для расчета с логарифмическим измельчением было выбрано 13 уровней измельчения (максимальное возможное количество для используемых мощностей), минимальный размер ячейки LGR достигал 0.025 метров. В ходе расчетов сравнивалась динамика забойного давления в первый месяц после запуска скважины (наиболее выраженный период падения продуктивности скважины) (рис. 3).

По результатам сравнительных расчетов выявлено, что отклонение динамики забойного давления расчета с использованием метода логарифмического измельчения не превышает 1% в сравнении с методом прямого моделирования трещины ГРП (рис. 4).

Таким образом, сделан вывод о том, что метод задания ГРП через логарифмическое измельчение сетки обладает высокой точностью и максимально приближен к расчету, где трещина моделируется в явном виде. Кроме того, в ходе данных расчетов была оценена ошибка в прогнозировании динамики забойного давления при разных уровнях измельчения исходной сетки (рис. 5).

Выявлено, что пять уровней измельчения, использующихся по умолчанию в симуляторе, являются оптимальным значением. При дальнейшем увеличении вложенных уровней измельчения точность прогноза увеличивается незначительно, но при уменьшении уровней измельчения меньше пяти – ошибка начинает резко возрастать.

Методика моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций (ключевое слово FRACTURE_ SPECS) при моделировании на синтетической модели с мелкой сеткой (с ячейками 20×20 м и менее) в условиях



Рис. 4. Сравнение динамики забойного давления расчётов с прямым моделированием трещины ГРП и моделированием трещины ГРП через логарифмическое измельчение



Рис. 5. Отклонение депрессии от эталонного расчета при разном количестве уровней измельчения исходной ячейки

однофазного течения газа также показывает высокую сходимость с прямым моделированием. Таким образом, в условиях синтетического упрощенного расчета оба метода показывают высокую сходимость с прямым моделированием трещины ГРП, принятым в качестве эталона.

Применение методов моделирования ГРП к описанию факта

Немаловажным фактором при прогнозировании продуктивности скважины является возможность воспроизведения фактических темпов падения продуктивности в ГДМ. Поэтому методика моделирования ГРП должна воспроизводить с достаточной точностью и минимальными корректировками фактическую динамику падения продуктивности. Для оценки этой характеристики инструмента было решено провести адаптацию работы скважины на фактическую историю с применением двух методов моделирования ГРП – виртуальных перфораций (ключевое слово FRACTURE SPECS) и логарифмического измельчения. Ввиду отсутствия собственных результатов испытаний скважин, настройка проводилась на фактическую историю работы скважины-аналога с использованием упрощенной синтетической модели. При адаптации модели на фактические результаты с использование виртуальных

перфораций для адаптации темпов падения продуктивности необходимо было дополнительно задавать функцию затухания трещины в ГДМ, т.к. задание проницаемости трещин согласно дизайну в модели приводило к высокой расчетной продуктивности скважины (рис. 6).

Как уже было отмечено ранее, данный метод нечувствителен к эффектам, происходящим в призабойной зоне пласта, поэтому необходимо применение функции затухания, которая позволяет учесть все эти эффекты. С использованием данных подходов удалось добиться высокого качества адаптации модели, но, ввиду наличия крупной сетки, адаптация режима с КВД характеризуется наличием резкой и «нефизичной» динамики изменения забойного давления.

При адаптации модели с заданием ГРП с использованием логарифмического измельчения сетки таких особенностей отмечено не было. Удалось добиться высокого качества адаптации с использованием фактического дизайна ГРП, без введения иных корректировок (рис. 7).

Таким образом, вероятной причиной падения продуктивности скважины являются эффекты, происходящие в зоне вблизи трещины: высокие скорости фильтрации, нелинейные эффекты, выпадение конденсата. При этом, инструмент моделирования ГРП корректно учитывает эти

Функция затухания



gr M

Рис. 6. Адаптация синтетической модели с использованием ключевого слова FRACTURE SPECS

Забойное давление, бар



Рис. 7. Адаптация синтетической модели с использованием логарифмического измельчения сетки

эффекты. Кроме того, путем консолидации информации о темпах падения продуктивности скважин-аналогов, был построен сравнительный график удельных темпов падения продуктивности от времени. Продуктивность скважин-аналогов нормировалась на единицу kh (рис. 8). На рис. 8 по вертикальной оси представлена величина Q/Δmkh – запись удельной продуктивности скважины, где Q – дебит газа, Δm – депрессия, выраженная через псевдодавление, k – средняя эффективные проницаемость по стволу скважины, h – средние эффективные толщины, вскрытые скважиной.

Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта.

Для скважин-аналогов, пробуренных на низкопроницаемые газоконденсатные объекты, выделяется следующая зависимость удельных темпов падения продуктивности от времени – продуктивность скважины за первый месяц работы падает в 4–5 раз от начальной, далее скважина выходит на псевдостационнарный режим работы, и темпы изменения продуктивности стабилизируются. В процессе написании статьи были получены собственные результаты отработки скважины. На рис. 8 видно, что расчетные темпы падения продуктивности в ГДМ, с использованием инструмента логарифмического измельчения сетки для задания трещин ГРП, воспроизводят темпы падения продуктивности как скважин-аналогов, так и собственной фактической скважины.

Воспроизведение прискважинных эффектов при притоке из ячейки в трещину

Важной особенностью моделирования процессов на объекте разработки является необходимость учета риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта



Рис. 8. График удельных темпов падения продуктивности скважин-аналогов от времени

при уменьшении пластового давления ниже давления начала конденсации. Ввиду отсутствия собственных исследований и наличия высокого уровня неопределенности, данный эффект в значительный степени может повлиять на разработку объекта. Поэтому важным критерием выбора метода моделирования ГРП является корректное воспроизведение эффекта выпадения конденсата в трещинах ГРП.

Для оценки корректности воспроизведения данного эффекта в ГДМ при использовании разных методов моделирования ГРП был произведен расчет, где работа скважины моделировалась на трех режимах с разным контролем по дебиту газа и с промежуточными КВД между ними для восстановления забойного давления (рис. 9): первый режим с минимальной депрессией, второй режим с умеренной депрессией и третий режим с максимальной депрессией. Данный подход был необходим для целей изучения динамики работы скважины и эффектов, происходящих в ПЗП, в максимально возможном потенциальном диапазоне режимов работы скважины. Как и в предыдущих расчетах, сравнивались два метода моделирования ГРП - через виртуальные перфорации (ключевое слово FRACTURE_SPECS) и через логарифмическое измельчение сетки. По результатам расчетов определено, что на режимах работы скважины, когда забойное давление выше давления начала конденсации, метод виртуальных перфораций занижает продуктивность, относительно метода с использованием логарифмических измельчений. При этом на режиме, когда забойное давление падает ниже давления начала конденсации, метод виртуальных перфораций, в сравнении с логарифмическим измельчением, не воспроизводит более резкую динамику падения забойного давления из-за выпадения конденсата в трещинах, т.к. из-за наличия более крупной сетки данный метод менее чувствителен к таким эффектам.

Было решено нивелировать влияние крупной сетки на расчет путем измельчения исходной сетки. Далее проводятся аналогичные расчеты с различной размерностью измельчения, и выявлено, что на режимах без риска выпадения конденсата разница, в сравнении с расчетом с логарифмическим измельчением, минимальна, но на режиме с риском выпадения конденсата в ПЗП виртуальные перфорации не воспроизводят эффект «конденсатной банки» даже при размере ячейки в 20×20 м (рис. 10).



Рис. 9. Динамика забойного давления при моделировании работы скважины на трех режимах при разном способе задания ГРП

gr≁∿



Рис. 10. Динамика забойного давления при моделировании работы скважины на трех режимах при разном измельчении ячейки с использованием виртуальных перфораций

Применение методов моделирования ГРП на прогнозном расчете

Как ранее было обозначено, важным недостатком метода моделирования ГРП через логарифмическое измельчение является медленное время расчета модели, ввиду «утяжеления» модели большим количеством измельченных ячеек. Данный факт в значительной степени ограничивает применение метода для прогнозных расчетов с большим фондом скважин. В текущих реалиях фонд скважин на объекте разработки представлен 17 скважинами, поэтому при данных условиях рассматривался вариант масштабирования метода для прогнозных расчетов с текущим фондом. Одним из предложенных вариантов ускорения расчета являлось сокращение уровней измельчений сетки с пяти (которые используются по умолчанию) до четырех. Для этого были проведены расчеты с различными уровнями измельчения сетки на реальной модели с единичной скважиной. Аналогично предыдущим расчетам, моделировались три режима работы скважины на разных депрессиях с промежуточными периодами восстановления давления (рис. 11).

Выявлено, что количество уровней измельчения в большей степени влияет на режимы с максимальной

депрессией, когда забойное давление опускается ниже давления начала конденсации, и происходит выпадение конденсата в трещинах ГРП. Чем более мелкие ячейки в ГДМ, тем конденсат будет более резко выпадать, он раньше становится подвижнее, и эффект от его присутствия будет более выраженный. Изменение тренда падения забойного давления позволяет диагностировать образование конденсатной банки в пласте, что снижает продуктивность скважины и влечет за собой уменьшение забойного давления для выполнения контроля по дебиту газа. Как видно по динамике забойного давления, увеличение уровней измельчения до шести почти никак не сказывается на динамике поведения забойного давления. При уменьшении уровней измельчения до четырех тренд падения забойного давления становится более резким, ниже давления начала конденсации (порядка 390 бар), что является индикатором начала выпадения конденсата в трещинах, но его подвижность меньше, чем при пяти уровнях измельчения, так как тренд падения забойного давления вследствие образования конденсатной банки не такой выраженный. В этом случае предложено скорректировать концевую точку SOGCR, отвечающую за критическое насыщение конденсатом в системе газ-конденсат, чтобы повысить



Рис. 11. Динамика забойного давления на трех режимах работы скважины при разных уровнях измельчения ячейки с трещиной ГРП

gr∧



Рис. 12. Прогнозные показатели расчета в ГДМ с проектным фондом с четырьмя уровнями измельчения при разных значениях SOGCR

подвижность конденсата в более крупных ячейках и тем самым выйти на ту же динамику забойного давления, что была получена при применении пяти уровней измельчения.

Далее приводятся прогнозные расчеты с проектным фондом с использованием четырех уровней измельчения и разным значение SOGCR, произведено сравнение прогнозных показателей с расчетом с пятью уровнями измельчения, принятым за эталонный.

Полученные результаты показывают, что для использования четырех уровней измельчения необходимо уменьшить значение концевой точки SOGCR с 0.15 до 0.12 для выхода на те же прогнозные показатели, что и в эталонном расчете (рис. 12). При этом погрешность расчета при разных уровнях SOGCR небольшая. Динамика добычи газа и конденсата совпадает на всем прогнозном периоде. В качестве примера, на графиках представлены прогнозные показатели при моделировании ГРП через виртуальные перфорации с применением ключевого слова FRACTURE_SPECS в одинаковых предпосылках расчетов. По ним видно, что виртуальные перфорации занижают продуктивность скважин в начальный период времени и характеризуются меньшими темпами падения продуктивности. При использовании различных методик моделирования ГРП погрешность может достигать порядка 15-20%, что является существенной величиной. Кроме того, важным фактором является время расчетов данных методов.

При переходе от пяти уровней измельчения к четырем удалось сократить время расчета полномасштабной ГДМ в 2.5 раза (рис. 13). При этом расчет с виртуальными перфорациям обладает сравнимым временем расчета, но характеризуется гораздо менее точным результатом.

Сравнивая процентное отклонение расчета с четырьмя уровнями измельчения от эталонного, выявлено, что отклонение не превышает 2%, при этом скорость расчета значительно увеличилась (рис. 14).

Заключение

По результатам сравнительного анализа методов моделирования ГРП сформирована итоговая таблица, в которой тезисно отражены наиболее значимые пункты сравнения двух методов моделирования ГРП, получивших наибольшее распространение в гидродинамических симуляторах (табл. 1). Данные выводы справедливы



Рис. 13. Полное время расчета ГДМ при разных уровнях измельчения ячейки с трещиной ГРП



Рис. 14. Гистограмма отклонений прогнозных показателей от эталонного расчета при разных значениях концевой точки SOGCR

Метод моделирования ГРП	Виртуальные перфорации	Логарифмическое измельчение
Совпадение с эталонным расчетом	+	+
Адаптация на факт	+/- (необходимо задание функции затухания)	+
Воспроизведение эффекта "конденсатных банок"	-	+
Корректный учет полудлины трещины в сравнении с эталонным расчетом	+	+/- (необходимо введение доп. настройки)
Учет D-фактора	-	-
Время расчета	+	+/- (для прогнозных расчетов необходимо ускорять расчет)

Табл. 1. Итоговые результаты сравнения различных методов моделирования ГРП

исключительно для конкретных условий моделирования месторождения X.

Таким образом, в ходе работы выявлено, что методика моделирования ГРП с применением вложенного локального логарифмического измельчения сетки в ячейках с трещинами ГРП позволяет корректно воспроизвести все вышеперечисленные эффекты в ГДМ. Метод обладает широким функционалом и удобен при использовании, характеризуется наибольшей физичностью относительно остальных методов и фактических данных. Для применения LGR к долгосрочным прогнозным расчетам на интегрированной модели месторождения проведена оценка чувствительности результатов к количеству вложенных LGR, концевым точкам фазовых кривых (SOGCR) для ускорения расчетов.

По результатам данной работы выработаны рекомендации применения различных методов моделирования МГРП на скважинах нижних объектов газоконденсатного месторождения X для дальнейшей адаптации фактических показателей работы скважин ОПР и расчетов ключевых показателей разработки. Полученные выводы и рекомендации применимы при моделировании МГРП на скважинах месторождений со сходными характерными особенностями.

Благодарность

gr / M

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Alakbarov S., Behr A. (2020). Explicit Numerical Evaluation of Productivity Impairment in Hydraulically Fractured Wells of Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, October 2020, SPE-201953-RU. https://doi.org/10.2118/201953-RU

Lokhandwala A., Joshi V., Dutt A. (2021). Utilizing Pseudo Well Connections to Simulate Multi-Stage Hydraulic Fracturing – Example Based On the Study of a Tight Gas Asset. *International Petroleum Technology Conference*, March 2021, IPTC-21318-MS. https://doi.org/10.2523/ IPTC-21318-MS

Сведения об авторах

Константин Васильевич Присмотров – ведущий специалист блока интегрированных решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14 e-mail: henysberg@yandex.ru

Артем Игоревич Варавва – кандидат физ.-мат. наук, руководитель по разработке продукта блока интегрированных решений

ООО «Газпромнефть НТЦ» Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Яна Геннадьевна Воронинская – ведущий специалист блока интегрированных решений ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Статья поступила в редакцию 13.09.2023; Принята к публикации 02.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X

K.V. Prismotrov^{*}, A.I. Varavva, Ya.G. Voroninskaya Gazpromneft NTC LLC, Tyumen, Russian Federation *Corresponding author: Konstantin V. Prismotrov, e-mail: henysberg@yandex.ru

Abstract. The purpose of this work is to select the optimal method for multi-stage hydraulic fracturing simulation at the wells of a large gas condensate field X in conditions of low-permeability reservoirs and potential risk of condensate loss in the near bottomhole zone with a decrease in reservoir pressure.

At the moment, there are many ways to simulate hydraulic fracturing, each of which is characterized by its advantages

and disadvantages. For specific simulation conditions, it is necessary to choose the most optimal method of hydraulic fracturing simulation, which allows you to correctly simulate all the effects that are expected during development. Within the framework of the current work, the most common numerical methods of hydraulic fracturing simulation were described in abstract, their advantages and disadvantages for specific conditions of field X were reflected. Special attention was paid to the comparison of hydraulic fracturing simulation techniques using virtual perforations and local grid refinement, since these techniques are the most common ways to set hydraulic fracturing in existing hydrodynamic simulators. Scenario calculations were carried out, which made it possible to determine the limits of applicability of various methods, compare the correctness of reproducing downhole effects, quantify the deviation of the calculation results of different methods from the reference calculation. In addition, in the course of the work, various features of the application of the hydraulic fracturing simulation through local grid refinement were described, which were revealed experimentally.

Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта.

As a result, for multi-stage hydraulic fracturing simulation was used a method in which the cells with hydraulic fracturing are logarithmically chopped relative to the original grid. This method allows to simulate the actual rate of decline in well productivity in conditions of low reservoir permeability, and also allows to simulate in the hydrodynamic model the effect of condensate precipitation in the near bottomhole zone and the subsequent decrease in gas productivity.

Keywords: simulation model, multi-stage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing, simulation, methodology, gas condensate wells

Recommended citation: Prismotrov K.V., Varavva A.I., Voroninskaya Ya.G. (2023). Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 82–91. https:// doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

References

Alakbarov S., Behr A. (2020). Explicit Numerical Evaluation of Productivity Impairment in Hydraulically Fractured Wells of Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, October 2020, SPE-201953-RU. https://doi.org/10.2118/201953-RU

Lokhandwala A., Joshi V., Dutt A. (2021). Utilizing Pseudo Well Connections to Simulate Multi-Stage Hydraulic Fracturing – Example Based On the Study of a Tight Gas Asset. *International Petroleum Technology Conference*, March 2021, IPTC-21318-MS. https://doi.org/10.2523/ IPTC-21318-MS

About the Authors

Konstantin V. Prismotrov – Leading Specialist of the Integrated Solutions Block

Gazpromneft NTC LLC

14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation

e-mail: henysberg@yandex.ru

Artem I. Varavva – Cand Sci. (Physics and Mathematics), Head of Product Development, Integrated Solutions Block

Gazpromneft NTC LLC

14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Yana G. Voroninskaya – Leading Specialist of the Integrated Solutions Block

Gazpromneft NTC LLC

14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 13 September 2023; Accepted 2 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.6

УДК 622.276

Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в карбонатных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе ионно-модифицированной воды

gr≁

3.Р. Саптарова^{1*}, А.А. Мамонов², С.А. Усманов¹, А.А. Лутфуллин³, В.А. Судаков¹, М.С. Шипаева¹,

А.А. Шакиров¹, С.А. Ситнов¹, В.К. Деревянко¹ ¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия ²Университет Ставангера, Ставангер, Норвегия ³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье представлен обзор по технологии ионно-модифицированного заводнения (low salinity, controlled salinity, Smart water), на сегодняшний день рассматриваемой в качестве одной из перспективных в области разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах ввиду ее экономической эффективности и экологической безопасности. Рассмотрены основные механизмы и процессы, лежащие в основе технологии, а также представлены результаты лабораторных исследований, проведенных на керне зарубежных месторождений. Приведены результаты лабораторных исследований, включающие измерение краевого угла смачиваемости и фильтрационные эксперименты на образцах керна залежи нефти в карбонатных коллекторах восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан. Рассматриваемые в настоящей статье верейские отложения представляют собой неклассический пример объекта испытания для закачки ионно-модифицированной воды, поскольку отличаются низкой пластовой температурой (23 °C), при которой эффективность технологии должна быть заведомо невысокой, в то время как основные исследования за рубежом были проведены для объектов со значительно большими пластовыми температурами. Однако, как показал ряд проведенных исследований, нахождение породы продолжительное время в контакте с ионно-модифицированной водой способствует значительной гидрофилизации ее поверхности, что подтверждается замерами краевого угла смачиваемости. При замере на образцах величина угла составляет порядка 138,3°, а после выдерживания его в ионно-модифицированной воде – 53,45°. Проведение фильтрационного эксперимента показало небольшой прирост коэффициента вытеснения нефти, который составил 9,2%.

Полученные результаты показывают наличие потенциала к повышению нефтеотдачи при закачке Smart water в верейские отложения, хоть и требуют дальнейших исследований для подтверждения механизма воздействия. Ключевые слова: Smart water, ионно-модифицированное заводнение, карбонатные отложения, смачивае-

мость, верейский горизонт

Для цитирования: Саптарова З.Р., Мамонов А.А., Усманов С.А., Лутфуллин А.А., Судаков В.А., Шипаева М.С., Шакиров А.А., Ситнов С.А., Деревянко В.К. (2023). Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в карбонатных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе ионно-модифицированной воды. *Георесурсы*, 25(4), с. 92–105. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.6

Введение

Около половины мировых запасов нефти находится в карбонатных формациях (Aghajanzade et al., 2019; Sagbana et al., 2022; Jackson et al., 2016). В настоящей работе рассматривается карбонатный коллектор верейского возраста восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан. Верейский горизонт наряду с отложениями башкирского яруса в настоящее время являются объектами первостепенного внимания в связи со значительной выработанностью запасов из нижележащих коллекторов девонской и нижнекаменноугольной систем.

* Ответственный автор: Залина Ринатовна Саптарова e-mail: saptarovazalina@yandex.ru Большинство карбонатных коллекторов (Darvish Sarvestani et al., 2019) относится к гидрофобному типу, при котором вода движется по крупным порам и трещинам и не может проникнуть в мелкие поровые каналы (рис. 1). Поэтому внедрение системы поддержания пластового давления (ППД) с закачкой воды в пласт после первичной стадии разработки месторождения зачастую имеет невысокую эффективность. В среднем нефтеотдача из карбонатов значительно ниже 30% из-за низкой степени гидрофильности системы, наличия трещин, низкой проницаемости и неоднородности свойств пород (Austad, 2013; Afekare et al., 2017; Tafur et al., 2023).

Смачиваемость в системе вода – нефть – порода играет важную роль при разработке месторождений, поскольку напрямую оказывает влияние на величину коэффициента вытеснения нефти (Михайлов и др., 2016; Кузнецов и др., 2011; Моторова, 2017; Abdallah et al., 2007). Под смачиваемостью понимают явление, отражающее тенденцию

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



gr M

Рис. 1. Улучшение охвата пласта заводнением при закачке ионно-модифицированной воды по (Strand et al., 2016) с изменениями

одной жидкости распространяться или присоединяться к твердой поверхности в присутствии других несмешивающихся жидкостей. В зависимости от этой тенденции коллекторы принято делить на гидрофильные (смачиваемые водой), когда вода заполняет мелкие поры и контактирует с большей частью поверхности, и гидрофобные (не смачиваемые водой), когда нефть заполняет мелкие поры и контактирует с большей частью поверхности. Если нет предпочтительного взаимодействия породы с нефтью и водой, то такую смачиваемость называют нейтральной (промежуточной) (Моторова, 2017). В работе (Treiber, Owens, 1972) выделены следующие диапазоны краевого угла смачиваемости для различных поверхностей: 0-75 °C для гидрофильных, 75-105 °С для промежуточных, 105–180 °C для гидрофобных. Лабораторные испытания по закачке воды в образцы породы, выдержанные в нефти (состаренные с целью приведения к пластовым условиям), показывают, что самый высокий коэффициент нефтеотдачи на пластовой воде наблюдается, если порода обладает гидрофильными свойствами (Abdallah et al., 2007; Иванова и др., 2019; Михайлов и др., 2016). Именно поэтому вопросам изучения смачиваемости пород и способам изменения ее в сторону гидрофилизации уделяется особое внимание.

Для управления смачиваемостью поверхности порового пространства на практике применяются следующие агенты:

• химические (слабо взаимодействующие с поверхностью породы) – к этой группе относятся углеводороды, ароматические и другие соединения, изменяющие смачиваемость горных пород на кратковременный период и не препятствующие быстрому восстановлению свойств поверхности пород;

вещества, образующие достаточно прочные химические связи с поверхностью породы, – к ним относятся агенты, химически взаимодействующие с поверхностью породы или адсорбирующиеся на ней на достаточно длительный период. Закрепление агентов на породе приводит к изменению смачиваемости ее поверхности и сохранению этого эффекта на продолжительный период времени;

 составы, которы обладают дифильными свойствами и которые в процессе продвижения в пористой среде могут избирательно взаимодействовать с гидрофобной или гидрофильной поверхностью порового пространства. Такие составы могут создаваться, например, на основе нанодисперсных систем на основе кремнезема;

 способы, основанные на изменении свойств закачиваемой воды для снижения степени смачиваемости породы водой (в зарубежной литературе используются термины: low salinity (Al-Attar et al., 2013; Abbasi, Khamechi, 2021; Darvish Sarvestani et al., 2019; Sagbana et al., 2022; Katend, Sagala, 2019; Varfolomeev et al., 2022), Smart water (Rezaeidoust et al., 2009; Austad, 2013; Piñerez Torrijos et al., 2020; Tafur et al., 2023), controlled salinity waterflooding (Jackson et al., 2016)). В данной технологии в случае карбонатных коллекторов осуществляется модификация ионного состава закачиваемой воды посредством либо снижения общей минерализации воды, либо добавления определенных ионов (Ca²⁺, Mg²⁺, SO₄²⁻), что приводит к ионному обмену с породой и повышению ее смачиваемости водой.

Последний метод представляет большой интерес для использования с целью модификации смачиваемости пород (рис. 2) ввиду невысокой стоимости, избирательности воздействия и экологической безопасности. Однако несмотря на то что заводнение по технологиям закачки ионно-модифицированной воды (ИМВ), в том числе Smart water, за рубежом широко распространено, в России это направление является относительно новым (рис. 3).

Для анализа оценки эффективности агента вытеснения (на примере Smart water) необходимо проведение ряда лабораторных исследований, в том числе измерение краевого угла смачивания (КУС) для различных по минералогическому составу пород при пластовых давлениях и температурах; изменение КУС в присутствии агента, изменяющего смачиваемость; фильтрационные эксперименты для оценки коэффициента вытеснения и довытеснения нефти и др.



Рис. 2. Рост числа цитирования статей по тематике Smart water согласно результатам запроса на сайте https://www. wizdom.ai/topic/smartwater/6829919



Рис. 3. Распространенность исследований по тематике Smart water в разрезе стран согласно результатам запроса на сайте. Более темный оттенок синего соответствует большему объему проведенных исследований. https://www.wizdom.ai/topic/ smartwater/6829919 Целью настоящей работы является оценка эффективности рассматриваемой технологии на довытеснение нефти путем проведения специальных лабораторных исследований керна для оценки применимости Smart water для увеличения коэффициента вытеснения нефти за счет изменения смачиваемости матрицы в гидрофобных карбонатных породах верейского возраста Волго-Уральского региона и включает решение следующих задач:

 подготовка керна (выбуривание образцов, экстракция, старение);

2. проведение комплекса исследований на образцах горных пород и пробах пластовых флюидов (стандартные исследования, анализ шлифов, РФА-анализ, SARA-анализ, компонентный анализ пластовой воды);

 проверка восстановления смачиваемости образцов путем замеров краевого угла смачивания на каждом этапе подготовки керна;

4. замеры КУС при выдерживании образцов в Smart water;

5. проведение фильтрационных исследований.

Механизм действия Smart water

в карбонатных коллекторах

Распространенный подход при контролируемом заводнении в карбонатных коллекторах заключается в переходе с закачки пластовой воды на морскую. В некоторых случаях используется разбавление пластовой/морской воды или корректировка концентрации одного или нескольких двухвалентных ионов Ca²⁺, Mg²⁺ или SO₄²⁻ (Jackson et al., 2016; Tafur et al., 2023).

Основным результатом воздействия технологии Smart water является изменение смачиваемости породы в сторону более гидрофильного состояния и улучшение способности к капиллярной пропитке. Карбонатные породы обладают положительным зарядом поверхности, и поэтому начальная смачиваемость определяется в основном адсорбцией отрицательно заряженных компонентов нефти (для карбонатных пород в определении смачиваемости поверхности основную роль играют кислотные компоненты нефтяной фазы – карбоксилаты RCOO⁻, присутствие которых в нефти характеризуется кислотным числом AN (Austad, 2013)). С химической точки зрения, изменение смачиваемости связано с десорбцией изначально адсорбированных полярных компонентов нефти за счет закачки в пласт воды с отличным от пластовой воды ионным составом (Austad, 2013; Tafur et al., 2023).

В основе изменения смачиваемости зачастую выделяют несколько механизмов, рассмотренных далее: многокомпонентный ионный обмен (MIE), растворение минералов и расширение двойного электрического слоя (ДЭС) (Sagbana et al., 2022).

По первому механизму МІЕ в процессе изменения смачиваемости карбонатных пород основную роль играют активные ионы Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-} . Измерения *z*-потенциала показали, что данные ионы являются потенциал-определяющими для карбонатных пород и способны к адсорбции на их поверхности (Rezaeidoust et al., 2009). Механизм изменения смачиваемости представлен на рис. 4.

В случае, когда ионами, оказывающими воздействие на смачиваемость породы, выступают Ca^{2+} и SO_4^{2-} , сульфат-ионы адсорбируются на поверхности карбонатной



Рис. 4. Схематическая модель предполагаемого механизма изменения смачиваемости, вызванного Smart water: (A) активны $Ca^{2+} u SO_4^{-2-}$; (B) активны $Mg^{2+} u SO_4^{-2-}$ (Rezaeidoust et al., 2009)

породы, и тем самым снижают ее положительный заряд. В свою очередь, это приводит к тому, что больше ионов Ca²⁺ из воды притягивается к поверхности породы вследствие уменьшения электростатического отталкивания, и ионы кальция могут реагировать с карбоксильным материалом нефти, тем самым вытесняя его с поверхности, в соответствии с реакцией (Rezaeidoust et al., 2009):

 $\label{eq:cool} \begin{array}{l} RCOO^--Ca-CaCO_3(s)+Ca^{2+}+SO_4^{\ 2-}=RCOO^--Ca^++Ca-CaCO_3(s)+SO_4^{\ 2-}. \end{array}$

При этом сульфат-ионы действуют как важный катализатор, обеспечивающий увеличение концентрации ионов кальция у поверхности породы.

В случае же, когда основными ионами, ответственными за изменение смачиваемости, выступают Mg^{2+} и SO_4^{2-} , предполагается, что ионы Mg^{2+} способны вытеснить ионы Ca^{2+} , которые связались с карбоксильной группой нефти у поверхности породы. Аналогично сульфат-ионы выступают в этом случае катализатором реакции. Реакция замещения описывается уравнением (Rezaeidoust et al., 2009):

$$RCOO^{-} - Ca - CaCO_{3}(s) + Mg^{2+} + SO_{4}^{2-} = RCOO^{-} - Ca^{+} + Mg - CaCO_{3}(s) + SO_{4}^{2-}.$$

Активность потенциал-определяющих ионов зависит от температуры пласта и концентрации других ионов в воде. Процесс становится более эффективным с увеличением температуры (выше 100 °C) (Rezaeidoust et al., 2009). Данный факт также отмечается и в других работах (Austad, 2013; Sagbana et al., 2022; Tafur et al., 2023). Снижение эффективности при более низких температурах объясняется тем, что ионы магния в таком случае становятся менее активными и «предпочитают» парные взаимодействия с сульфат-ионами, а с молекулами нефти не вступают в реакцию.

Таким образом, основными условиями для смены смачиваемости карбонатной породы в сторону гидрофилизации являются:

• закачиваемая вода должна содержать сульфат-ионы в дополнение к ионам кальция или магния или к их совокупности;

• высокая температура, выше 90 °C (Rezaeidoust et al., 2009).

В работе (Austad, 2013) также отмечается, что положительным фактором, повышающим успешность применения Smart water, является присутствие ангидрита в составе матрицы породы, поскольку в этом случае



Рис. 5. Растворение $CaSO_4$ при погружении в различные среды в зависимости от температуры смоделировано в OLI (Austad, 2013)

минералы ангидрита будут выступать в качестве источника поступления SO₄²⁻ в среду при контакте породы с водой с измененным составом, причем растворимость снижается с повышением температуры.

Растворение минералов. В обзоре (Sagbana et al., 2022) предполагается, что изменение смачиваемости карбонатных пород в результате прокачки ИМВ связано с растворением кальцита, входящего в состав карбонатных коллекторов, в водной среде. Это можно объяснить тем, что при прокачке воды с повышенным относительно пластовой содержанием сульфат-ионов существовавшее ранее равновесие среды «пластовая вода – нефть – порода» нарушается, что выражается в образовании и выпадении осадка CaSO,, что, в свою очередь, приводит к дефициту ионов кальция в среде. Образовавшийся дефицит ионов кальция начинает восполняться за счет растворения карбонатных пород и сопровождается освобождением адсорбированных на породе молекул нефти. Рассматриваемое явление, с одной стороны, способно привести к улучшению фильтрационных свойств породы, с другой к снижению проницаемости породы в результате осаждения CaSO₄.

Так, в работе (Abbasi, Khamehchi, 2021) проведен анализ изменения проницаемости карбонатных пород при закачке низкоминерализованной воды и воздействии двух конкурирующих между собой процессов - осаждения минеральных отложений и растворения горных пород. В исследовании разработана динамическая модель потока воды с переменным ионным составом, учитывающая геохимические реакции в среде порода – минерализованный раствор (пластовая вода) - нагнетаемая (низкоминерализованная) вода, в т.ч. процессы осаждения/растворения (используя моделирование в PHREEQC), и позволяющая разделять вклад различных механизмов изменения проницаемости при закачке низкоминерализованной воды. Отмечено, что механизм осаждения является доминирующим в ранний период заводнения при одновременной закачке пластовой и разбавленной воды, тогда как при их последовательной закачке он не проявляется из-за отсутствия значительного смешения вод различной минерализации.

По третьему механизму изменение смачиваемости объясняется расширением двойного электрического слоя (ДЭС): чем выше минерализация воды, тем компактнее ионы располагаются у поверхности породы. Со снижением минерализации адсорбированные компоненты нефти становятся слабо удерживаемыми поверхностью породы (Sagbana et al., 2022; Katende, Sagala, 2019).

z-Потенциал является мерой электрического потенциала в диффузной (внешней) части ДЭС, изменяет электростатические силы, действующие между поверхностью породы и полярными функциональными группами нефти в соответствии с теорией Дерягина – Ландау – Фервея – Овербека. *z*-Потенциал кальцита зависит от концентрации адсорбированных ионов Ca²⁺, Mg²⁺ и CO₃²⁻ во внутреннем слое ДЭС (слое Штерна). При высоких концентрациях Ca²⁺ и/или Mg²⁺, типичных для пластовых вод, *z*-потенциал поверхности кальцита положителен. Снижение концентрации Ca²⁺ и/или Mg²⁺ либо выборочно, либо путем объемного разбавления может инвертировать полярность, приводя к отрицательному *z*-потенциалу. Добавление SO₄²⁻ также может вызвать более отрицательный *z*-потенциал.

Примеры лабораторных исследований эффективности закачки Smart water

В работе (Al-Attar et al., 2013) проводились исследования по сравнению эффективности закачки различных вод на вытеснение нефти из образцов керна месторождения Бу-Хаса (Bu Hasa) в Абу-Даби:

• UER, представляющая собой техническую воду минерализацией 197 357 ppm, которую использовали в качестве агента закачки на месторождении в течение многих лет;

 SIM – пластовая вода, которая также использовалась для закачки продолжительное время, минерализация составляет 243 155 ppm. В отличие от воды UER, характеризуется относительно бо́льшим содержанием ионов кальция и меньшим сульфат-ионов;

• SW – морская вода Персидского залива минерализацией 40 980 ppm. Отличается более низким содержанием ионов кальция относительно UER и идентичным с ней количеством сульфат-ионов;

• дистиллированная вода (табл. 1).

В проведенных исследованиях концентрацию воды постепенно снижали для нахождения оптимальной, а затем варьировали концентрацию сульфат-ионов и ионов кальция с целью проверки их воздействия на эффективность вытеснения.

В результате экспериментально на основе измерения КУС методом «лежачей капли» подтверждено, что снижение минерализации нагнетаемой воды способствует изменению смачиваемости в сторону промежуточной, а также дополнительному вытеснению нефти – для воды типа

Тип	мг/л						Общая минерализация,		
	Ca ⁺⁺	K^+	Mg^{++}	Na ⁺	CO ₃	HCO ₃ ²⁻	Cl ⁻	SO_4^{2-}	мг/л
SIM	20,808	-	3,047	68,214	_	0,119	150,617	0,350	243,155
UER	14,033		3,024	57,613	_	0,244	122,023	0,420	197,357
SW	0,600	-	1,56	13,900		0,200	24,300	0,420	40,980

gr≁∖∿

Табл. 1. Типы вод, представленных в (Al-Attar et al., 2013)

UER снижение минерализации до 5 000 ppm позволило повысить извлечение нефти с 63% до 84,5%, дальнейшее снижение до 1000 ppm, в т.ч. закачка дистиллированной воды показали более худший результат относительно 5 000 ppm. Для SIM наибольшая эффективность, наоборот, получена при 1 000 ppm, при этом нужно отметить, что закачка дистиллированной воды способствовала более высокому вытеснению относительно неразбавленной воды SIM. В третьем случае для морской воды, разбавленной до 5 000 ppm, и дистиллированной воды получены приближенные результаты (60,2/62,2/60,5% соответственно), таким образом, в случае использования модификаций морской воды значительного прироста при разбавлении не наблюдалось.

gr /m

Кроме того, повышение в 4 раза содержания сульфат ионов в воде UER с минерализацией 5 000 ppm способствовало повышению нефтеотдачи до 87,2%, однако дальнейшее увеличение сульфат-ионов снижало эффективность нефтевытеснения, что свидетельствует о том, что присутствие сульфат-ионов благоприятно сказывается на результате, однако существует предельное оптимальное значение. При этом повышение содержания кальций ионов однозначно ухудшает вытеснение нефти.

В статье (Yu et al., 2007) рассмотрена динамика изменения КУС, измеренного методом плененного пузырька при заполнении камеры дистиллированной водой, синтетической морской водой (SSW) с нормальным содержанием сульфат-ионов, а также водой с повышенным в 4 раза количеством сульфат-ионов (SSW-4S) при различных температурах и временах выдерживания образцов. В качестве породы использовались кальцитовые пластинки (исландский шпат) и мел. Результаты показывают, что КУС первоначально находится в диапазоне смачивания нефтью (гидрофобная поверхность), а затем уменьшается в зависимости от времени, в течение которого образцы подвергались воздействию сульфатсодержащей воды. Углы смачивания уменьшались одинаково как для дистиллированной воды (DW), так и для сульфатсодержащей воды при температурах ниже 100 °C, причем чем ниже температура, тем хуже снижение КУС, т.е. процесс изменения смачиваемости поверхности выражен хуже. Однако при 130 °C краевые углы уменьшаются больше для кристаллов кальцита, окруженных водой, содержащей сульфат-ионы, чем для кристаллов, подвергшихся воздействию только дистиллированной воды (DW) (рис. 6).

В работе (Jackson et al., 2016) фильтрационные эксперименты проводятся на образцах керна, состаренных в четырех различных нефтях (A, B, C, D, табл. 2), отличающихся величиной *z*-потенциала на границе вода – нефть – последние три характеризуются отрицательным *z*-потенциалом на границе вода – нефть, а нефть А – положительным.

В свою очередь, закачка низкоминерализованной воды также способствует возникновению отрицательного *z*-потенциала на границе вода – порода. В результате получено, что при смене агентов вытеснения в последовательности пластовая вода (FMB) – морская вода (SW) – разбавленная в 20 раз морская вода (20dSW) коэффициент вытеснения растет только в случае проведения эксперимента на кернах, состаренных в нефтях B, C, D, а для нефти А ффект от переключения вод отсутствует.

Таким образом, для успешного оптимального состава для низкоминерализованного заводнения необходимо учитывать *z*-потенциал как на границе порода-вода, так и на границе вода – нефть. Так, если граница раздела нефть-вода заряжена отрицательно (B, C, D), модификация состава закачиваемой воды для получения более отрицательного *z*-потенциала на поверхности минерала приводит к повышению нефтеотдачи. Для этого случая подходит традиционный подход разбавления пластовой и/или морской воды. Однако если поверхность раздела нефть – вода заряжена положительно, состав нагнетаемой воды необходимо изменить, чтобы получить более положительный z-потенциал на поверхности минералов. Этого можно добиться за счет увеличения концентрации ионов Са²⁺ или Mg²⁺. Те исследования, в которых не удалось обнаружить улучшение нефтеотдачи при использовании традиционного подхода (разбавления) или какого-либо другого изменения в составе воды, для получения более



Рис. 6. Изменение КУС на поверхности кальцита от времени выдерживания в синтетической морской воде (SSW), дистиллированной воде (DW), воде с повышенным содержанием сульфат-ионов (SSW-4S) при различных температурах среды (Yu et al., 2007)

Тип	Кислотное	Основное	Асфальтены, %
нефти	число (AN)	число (BN)	
А	0,15	0,8	0,05
В	0,2	1,77	2,9
С	0,05	0,4	0,1
D	0,2	1,2	2,3

Табл. 2. Характеристики нефтей, используемых в (Jackson et al., 2016)



Рис. 7. Результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти (слева – образец состарен в нефти D, справа – в нефти A) (Jackson et al., 2016)

отрицательных минеральных поверхностей, возможно, имели дело с положительным *z*-потенциалом на границе раздела нефть – вода, который не был учтен.

Исследования воздействия Smart water на эффективность нефтевытеснения не ограничиваются проведением лабораторных экспериментов. Так, в работе (Yousef et al., 2012) говорится о первом успешном применении рассматриваемой технологии в карбонатных отложениях на месторождении компании Saudi Aramco, которое показало в результате снижение остаточной нефтенасыщенности на 7 единиц по сравнению с закачкой немодифицированной морской воды. Примеры других успешных применений технологии – это месторождение Экофиск (меловой коллектор) и Волхалл в Норвегии (Austad, 2013).

Исследования по перспективам применения ИМВ для карбонатных коллекторов начали проводиться и на отечественных месторождениях, чему посвящены работы (Гришин и др., 2015; Резаи Кучи, Губайдуллин, 2018; Rezaei Koochi et al., 2020; Varfolomeev et al., 2022). Так, в (Резаи Кучи, Губайдуллин, 2018; Rezaei Koochi et al., 2020; Varfolomeev et al., 2022) рассматриваются вопросы комбинирования теплового воздействия и ИМВ при разработке высоковязких карбонатных коллекторов Аканского месторождения. В (Гришин и др., 2015) отдельное внимание уделяется важному аспекту технологии ионно-модифицированного заводнения – совместимости пластовой и ионно-модифицированных вод. Отмечается, что в фильтрационном эксперименте на водонасыщенном керне при длительной выдержке образца с ИМВ после прокачки ее в объеме 0,5 поровых объемов наблюдалось существенное снижение проницаемости для жидкости (порядка 60%) ввиду выпадения осадка при контакте ИМВ с пластовой водой, что может использоваться для изоляции промытых зон.

Подготовка материалов

Для проведения исследований использовался керн одной из залежей нефти в карбонатных коллекторах восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан.

Выбуривание образцов

Выбуривание образцов произведено без участия смачивающих агентов. Важно отметить, что для охлаждения коронки и цилиндрического образца использован поток воздуха, создаваемый компрессором, для уменьшения пыли применен мощный промышленный пылесос вместо водопроводной воды, которая в различных регионах имеет разный солевой состав, проходит различные виды очистки (хлорирование, озонирование и др.) и, следовательно, способна исказить естественную смачиваемость образцов (Rezaeidoust et al., 2009).

Отобранные цилиндры отторцованы с двух сторон для получения шляпок – образцов для исследования КУС (2 шт). Шляпки толщиной более 8 мм распилены на четвертинки, что увеличило их количество для определения КУС (рис. 8). Распиловка производилась на торцовочном станке при помощи специализированного алмазного отрезного круга с зернистостью 25 мкм.

В процессе отбора керна и выбурки цилиндров для проведения лабораторных исследований естественная смачиваемость образцов может значительно меняться.



Рис. 8. Шляпки, распиленные на четвертинки, для проведения измерения КУС

Несмотря на то что буровые компании внедряют новые технологии по отбору изолированного керна, задача его предохранения от воздействия бурового раствора попрежнему остается нерешенной. Изменение начальных свойств смачиваемости породы происходит в результате как ее взаимодействия с буровым раствором в момент разбуривания долотом из-за действия опережающего проникновения фильтрата бурового раствора при прохождении через долото в керноприемную трубу, так и разгазирования нефти и пластовой воды, находящейся в порах, с последующей адсорбцией тяжелых компонентов нефти, солей, приводящей к гидрофобизации поверхности породы (Кузнецов и др., 2011). Поэтому до начала измерений восстанавливают смачивающие свойства образца, чтобы они стали такими же, как в естественных условиях залегания. Такая процедура называется состариванием образцов, она включает этапы экстракции и непосредственно старения, т.е. выдерживания образцов в нефти. В настоящей работе подготовка проводилась по методике ГОСТ 26450.0-85. Кроме того, существуют другие методики подготовки керна, основанные на максимальном сохранении породой начальной смачиваемости путем прокачки неполярного гептана, керосина и низкоминерализованной воды, в которых не растворяются асфальтены (Piñerez Torrijos et al., 2020).

Экстракция

Экстракцию проводили по ГОСТ 26450.0-85, в аппарате Сокслета до полной очистки (критерий завершения экстракции – прозрачный раствор в Сокслете в течение двух суток, не флюоресцирующий в ультрафиолетовом свете экстракт). В качестве растворителя использовали спиртобензольную смесь в соотношении 1:2 с добавлением хлороформа согласно ГОСТ 26450.0-85. По окончании экстракции образцы выветривали от спиртобензола в сушильном шкафу до достижения постоянного веса с погрешностью 0,01 г. Длительность экстракции для цилиндров составляла более 1 месяца, для шляпок – около 3 недель.

Старение

Образцы насыщали пластовой воды согласно ГОСТ 26450.1-85, затем помещали в центрифугу для создания остаточной водонасыщенности. При моделировании остаточной водонасыщенности центрифугированием образцы донасыщают керосином под вакуумом, после чего образцы помещают в сатуратор, и производится процедура донасыщения с использованием изовискозной модели нефти. В процессе подготовки керна важно восстановить адсорбцию полярных органических компонентов на поверхности породы, поэтому образцы длительное время остаются в нефти под давлением: в течение 1,5 недель для шляпок и 2 месяцев для цилиндров. Для отслеживания изменения смачиваемости на всех этапах подготовки шляпок проводили измерения КУС при пластовых и атмосферных условиях методами плененного пузырька (captive bubble) в системе пластовая вода – нефть – порода и «лежачей капли» (sessile drop) в системе воздух – вода – порода соответственно. Для рассматриваемых отложений пластовые условия соответствуют температуре 23 °C, давлению 100 бар.

Методика исследований (КУС и фильтрационные эксперименты)

Определение IFT и КУС в атмосферных и пластовых (термобарических) условиях на образце породы при визуальном наблюдении за поведением материалов проводится с использованием прибора DSA 100 и камеры высокого давления EUROTECHNICA (максимально рабочее давление 69,0 МПа и максимальная температура 200 °C) (рис. 9).

Замер КУС при атмосферных условиях

Определение КУС методом «лежачей капли» (рис. 10) ведется дважды. Повторный замер проводится после того, как с образцов убирается капля жидкости при помощи фильтровальной бумаги, споласкивания их дистиллированной водой и последующей сушке в печи в течение суток.

Замер КУС при пластовых условиях

Определение КУС на границе раздела фаз жидкость – жидкость – порода методом плененного пузырька предполагает конструкционные изменения системы дозирования



Рис. 9. Фото прибора DSA 100 и камеры высокого давления EUROTECHNICA



Рис. 10. Пример замера КУС методом лежачей капли

капли: в данном случае игла фиксируется внизу системы и дозировка пузырька газа или второй жидкости меньшей плотности осуществляется снизу вверх (рис. 11).

Подготовленный образец породы фиксируется в кернодержателе таким образом, чтобы была видна граница поверхности. Параллельно включается обогрев камеры давления. Камера закрывается, продувается несколько раз инертным газом (азот 99,95%), затем заполняется жидкостью (пластовой водой и в некоторых случаях раствором кремнезема) выше границы смачивания образца породы, причем с применением специального механизма происходит «задавливание» жидкости для достижения требуемого давления. Далее, в течение определенного времени происходит выдержка для достижения установленной температуры всей испытуемой системы. Затем включается запись измерения и происходит дозировка пузырька второй жидкости меньшей плотности (пластовой нефти) в камеру. В режиме онлайн, а также на видеозаписи происходит автоматическое определение КУС с применением готовых методов: метод Юнга – Лапласа, метод касательных, метод эллипса и др.

Описание фильтрационной установки

Исследования по определению коэффициента вытеснения нефти проводили на фильтрационной установке, представленной на рис. 12.

Система подачи агента закачки включает в себя прецизионный плунжерный насос высокого давления марки ЛН-400 (точность поддержания расхода 0,5% от текущего значения), дозирующий воду с постоянной скоростью на вход в поршневые контейнеры, наполненные подготовленными к закачке агентами; систему трубок, соединяющих контейнеры и кернодержателя Хасслера с образцами керна.



Рис. 11. Схематическое изображение метода замера КУС методом плененного пузырька: (1) компьютер, (2) цифровая камера, (3) источник света, (4) шприц и игла, (5) капля нефти



Рис. 12. Фильтрационная установка для проведения экспериментов по вытеснению нефти

Рис. 13. Пример графика РФА-анализа на верее

1200 80.0 400

Система сбора флюида состоит из регулятора обратного давления (EQUILIBAR Back Pressure Regulator), который обеспечивает поддержание пластового давления в модели и вывод флюида в приемную пробирку. Прецизионные датчики давления (КОРУНД-ДИ-001М-553 ДИ 0...25 МПа, допускаемая приведенная основная погрешность ±0,1%) установлены на входе и выходе из модели пласта и отражают изменение давления в режиме реального времени. Для поддержания пластовой температуры во время эксперимента используется сушильный шкаф ШС-1200.

Информация об объекте исследования

Рентген-фазовый анализ (РФА) состава пород выполнен для 16 образцов, отобранных равномерно по всему имеющемуся керновому материалу (табл. 3, рис. 13).

В результате исследований можно сделать вывод о том, что рассматриваемые образцы представляют собой практически чистый кальцит без признаков присутствия доломита и ангидрита, которые в условиях низкой пластовой температуры могли бы служить дополнительным источником поступления сульфат-ионов как катализаторов изменения смачиваемости поверхности.

SARA-анализ пластовой нефти

Данный метод позволяет определить групповой состав нефти, путем разделения дегазированной нефти на насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены по их растворимости и полярности.

Рассматриваемая нефть, как видно из табл. 4, содержит значительное количество смол и асфальтенов, содержащих полярные органические компоненты,

Минералогический состав					
(масс.%)					
Кварц	Кальцит	Доломит	Пирит	Галит	
1	99	0-1	0-1	-	

Табл. 3. Сводная таблица результатов РФА-анализа

	Ед. измерен.	
Насыщенные УВ		27,4
Ароматические соединения	ческие масс. %	
Смолы		25,8
Асфальтены		8,5
Кислотное число (AN)		0,12
Щелочное число (BN)	MIKOH/I	2,73
Плотность	<u>г/см³</u>	0,926
Кинематическая вязкость	сСт	112,4

Табл. 4. Результаты SARA-анализа проб нефти

а также характеризуется повышенным кислотным числом, что указывает на ее повышенную способность изменять смачиваемость поверхности породы с гидрофильной на гидрофобную.

Компонентный анализ пластовой воды

В табл. 5 представлены результаты анализа пластовой воды, согласно которым можно сделать вывод о ее очень высокой минерализации, большом содержании, как двухвалентных, так и моновалентных ионов с преобладанием последних, которое указывает на наличие потенциала к изменению смачиваемости поверхности породы при прокачке Smart water как воды с резко отличающимся от пластовой составом.

Результаты

Результаты замера КУС на исходных образцах

Для определения влияния экстракции и старения на изменение свойств смачиваемости горных пород первым этапом проведены замеры КУС на исходных образцах (шляпках после выпиловки) для определения естественной смачиваемости. Далее полученные значения углов используются в качестве базы для сравнения с замерами после следующих этапов подготовки керна. Результаты представлены на рис. 14, где КУС 1 соответствует замеру при атмосферных условиях (а.у.) на исходных образцах, КУС 2 - повторному замеру после сушки, КУС п.у. - замеру при пластовых условиях.

По результатам измерений установлено, что среднее значение КУС при а.у. на исходных шляпках составляет 94,1° и отклонение от среднего в основном меньше 15°, при п.у. – 126,8° и отклонение от среднего значительнее, достигает порядка 40° для некоторых образцов. Результаты при атмосферных условиях показывают, что, согласно классификации (Treiber, Owens, 1972), порода характеризуется нейтральным типом смачиваемости, а при пластовых - гидрофобным, т.к. КУС составляет более 105°.

	Ед. измерен.	
HCO ₃		146,45
SO_4^{2-}		976,08
Cl	100/0	154251
Ca^{2+}	міул	14028
Mg^{2+}		3040
$(Na+K)^+$		78751,13
Минерализация	мг/л	251193
Плотность	г/см ³	1,157
рН (при 23°С)		6,94

Табл. 5. Результаты компонентного анализа пластовой воды



Рис. 14. Результаты замеров КУС на исходных образцах

Результаты замера КУС на экстрагированных образцах

Для устранения результатов воздействия на керн бурового раствора в процессе бурения проводили экстрагирование образцов. Чтобы оценить влияние экстракции на смачиваемость, выбраны несколько образцов для определения КУС при атмосферных и пластовых условиях.

Шляпки для измерения КУС при а.у. после экстракции определены таким образом, чтобы равномерно охватить весь отобранный интервал кернового материала (хотя бы одна шляпка с каждого ящика). Кроме того, учитывали наличие измерений КУС при а.у. на исходных образцах для того, чтобы иметь возможность сравнить замеры КУС до и после экстракции.

Экстрагированные образцы перед измерениями КУС при а.у. помещали на 20 ч в сушильный шкаф при температуре 105 °C, затем в эксикатор над силикагелем для охлаждения до комнатной температуры. Далее каждый образец по отдельности доставали из эксикатора и производили замер.

Результаты замеров КУС как при атмосферных, так и при пластовых условиях на образцах показывают, что порода после экстракции стала гидрофильной (угол менее 75°) (табл. 6).

Результаты замера КУС на состаренных образцах

После экстракции отобранные образцы подвергли процедуре восстановления смачиваемости путем выдерживания их в пластовых флюидах. Снова проведены аналогичные замеры КУС при пластовых условиях.

Образцы перед измерениями помещали в емкости с нефтью, поэтому перед тем, как отправить их в камеру, их промокали бумагой. После того как образец установлен, камера заполнялась соответствующей отфильтрованной пластовой водой. Затем около 2 мин. система находилась в покое для установления равновесия. Для проведения замеров методом плененного пузырька на образец добавляли около 3 мл нефти (3 капли).

Сравнение значений КУС до и после процедуры старения образцов показало, что расхождение для 5 образцов из выборки составляет менее 15° (за исключением 16 г), следовательно, их смачиваемость восстановилась (табл. 7).

Номер	КУС п.у.	КУС п.у.	Дельта, °
образца	исходные	После старения	
1	123,7	128,0	4,3
8	132,1	146,4	14,3
16	103,7	139,3	35,6
24	152	156,7	4,7
32	148,1	159,4	11,3

Табл. 7. Результаты замера КУС после старения

Результаты замеров КУС до и после выдерживания в Smart water

Замеры КУС проводили методом плененного пузырька до и после выдерживания их в Smart water. Состав ИМВ подбирали совместно с исследовательской группой университета Ставангера (Норвегия) на основе методики с учетом минералогического состава породы, компонентного состава пластовой воды, SARA-анализа и характеристик нефти, а также хроматографического теста на образцах керна (Mjos et al., 2018). Время выдерживания составляет 1 и 4 дня. Подобранный состав воды представляет собой соли MgCl₂ и CaSO₄ в концентрации по 20 ммоль/л.

Результаты замеров на образцах верейского горизонта представлены в табл. 8.

Отобранные образцы (по 1–2 шляпки) соответствуют 3 группам по проницаемости (табл. 9), часть из которых

Номер	КУС 2 а.у.	КУС а.у., °			КУС п.у.	КУС п.у., °
образца	Исходные, °	КУС 1	КУС 2	КУС среднее	Исходные, °	
1	87,7	77,8	67,2	72,5		
3					139,2	66,3
8	92,6	61,8	55,6	58,7		
16	96,4	56,3	60,9	58,6		
24	91,9	47,8	39,9	43,9		
27					121,2	61,0
32	105,2	68,3	74	71,2		



gr M

Номер образца	Кпр, мД	КУС базовый, °	КУС 1 день, °	Дельта 1 день, °	КУС 4 дня, °	Дельта 4 дня, °
5	884,7	148,3	106,2	42,1		
9	824,1	141,0	99,65	41,35		
28	193,1	139,6	110,3	29,3		
6	895,5	138,9			43,9	95
23	791,4	141,8			93,5	48,3
29	185	138,3			47,0	91,3
32	300	120,3			29,4	90,9
Среднее		138,3	105,4	37,6	53,45	81,38

Табл. 8. Результаты замеров КУС на Smart water

Группа по проницаемости	Выдерживание в Smart water ^{Коэффициент проницаемости}		
	1 день	4 дня	
900-1000 мД	5 884,7	6 ^{895,5}	
700-900 мД	9 ^{824,1}	23 791,4	
300-500 мД	32 300		
менее 200 мД	28 ^{193,1}	29 ¹⁸⁵	

Табл. 9. Выборка образцов для замера КУС на Smart water

выдерживалась в Smart water в течение суток, а другая часть – 4 дня.

В результате снижение КУС после выдерживания в течение суток в Smart water составляет в среднем 37,6°, что соответствует промежуточному типу смачиваемости. Через 4 дня значение дельты КУС существенно увеличивалось (81,38°), порода становится гидрофильной. Примеры замеров через 1 и 4 дня представлены на рис. 15.



Рис. 15. Пример изменения КУС на образцах, выдержанных в Smart water (1 день, 4 дня)

Основные схемы проведения фильтрационных экспериментов на Smart water

При проведении фильтрационных экспериментов с участием Smart water реализована одна основная схема – закачка Smart water после прокачки пластовой воды (третичный режим) (табл. 10).

Подготовка образцов для проведения фильтрационных исследований

Для определения исследуемых характеристик применяли составную модель, монтируемую из трех отдельных цилиндрических образцов (30×30 мм) с ненарушенной структурой. Длина составной модели составляет 9 см.

Порядок компоновки составного образца определяли так, чтобы по направлению вытеснения нефти водой каждый последующий образец имел меньшую проницаемость (слева направо) согласно ОСТ 39-195-86 п.3.2.2 (табл. 11).

Схема закачки	Описание			
3	Вытеснение пластовой водой до выхода на полку по нефти (не менее 3 PV (поровых объемов)) +Довытеснение SW (MgCl ₂ 20 ммоль/л, CaSO ₄ 20 ммоль/л) до выхода на полку по нефти (не менее 3 PV)			

Табл. 10. Схемы проведения фильтрационных экспериментов при участии Smart water

Результаты фильтрационных экспериментов по закачке Smart water

Динамика изменения коэффициентов вытеснения нефти и депрессии давления во время проведения исследований представлены на рис. 16, 17 и в табл. 12.

В итоге имеем: коэффициент вытеснения составляет 28,9%, коэффициент довытеснения – 9,2%.

Как видно из графика по вытеснению нефти (рис. 16), в процессе фильтрационного эксперимента закачка Smart water сопровождается повышением нефтевытеснения при отсутствии перепада давления после прокачки порядка 3 п.о., и, вероятно, такой отложенный эффект может объясняться взаимодействием ИМВ с породой, а именно изменением ее смачиваемости. Наблюдаемые же пики вытеснения нефти при прокачке пластовой воды, сопровождающиеся скачками на графике перепада давления, по всей видимости, не связаны с изменениями смачиваемости, скорее объясняются перераспределением фильтрационных потоков.

Закачка Smart water как третичный метод увеличения нефтеотдачи показала наличие потенциала к дополнительному вытеснению, даже несмотря на более низкие пластовые температуры, в отличие от многих примеров зарубежных экспериментов (Darvish Sarvestani et al., 2019; Yousef et al., 2010; Austad, 2013). Полученное в ходе эксперимента довольно существенное довытеснение нефти, предположительно, может быть связано с существенным нарушением равновесия среды, инициированным прокачкой воды, отличающейся от пластовой по минерализации в 50 раз (251,2 и 4,6 г/л), а также с отсутствием в составе одновалентных солей, препятствующих реализации указанных ранее механизмов многокомпонентного ионного обмена, растворения минералов и расширения двойного электрического слоя и приводящих к изменению смачиваемости поверхности породы. Нахождение породы продолжительное время в контакте с ИМВ способствует, как показали эксперименты, значительной гидрофилизации ее

www.geors.ru

Порядок компоновки	Средние значения параметров			
составной керновой модели	Открытая	Эффективная	Проницаемость по газу,	
	пористость, %	пористость, %	10 ⁻³ мкм ²	
11r 19r 5r	<u>13,9-14,8</u>	<u>10,8-12,6</u>	<u>884,7-1124,3</u>	
	14,3	11,6	987	

Табл. 11. Характеристика составных керновых моделей для проведения фильтрационных экспериментов с закачкой Smart water



Рис. 16. График $K_{\rm \tiny GMM}$ при закачке Smart water после пластовой воды

поверхности, что подтверждается замерами краевого угла смачиваемости – при замере на образцах величина угла составляет порядка 138,3°, а после выдерживания его в ИМВ – 53,45°.

Выводы

Таким образом, можно заключить, что основным процессом, лежащим в основе технологии Smart water, является изменение смачиваемости в сторону гидрофилизации, достигаемой, по разным данным, за счет многокомпонентного ионного обмена в среде, растворения минералов, расширения двойного электрического слоя, а также изменения *z*-потенциала среды, действие которых должно усиливаться в условиях более высоких температур и присутствия бо́льшего количества сульфатионов в среде.

Рассмотренные в настоящей статье отложения представляют собой не классический пример объекта для закачки Smart water ввиду значительно более низкой температуры пласта (23 °C), однако проведенные исследования по замерам КУС подтвердили факт изменения смачиваемости поверхности в результате переключения с пластовой на ИМВ, отличающуюся в 50 раз по общей минерализации и содержанию одновалентных ионов (в последней они отсутствуют). Гидрофилизация поверхности вызвала дополнительное вытеснение нефти, составившее по результатам фильтрационных экспериментов 9,2%, что показывает наличие потенциала к изменению смачиваемости и в более низкотемпературных условиях, соответствующих карбонатному коллектору верейского возраста восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан. Однако требуются дальнейшие исследования для подтверждения механизма воздействия, в т.ч. и основанные на различных подходах к состариванию керна.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Авторы выражают благодарность рецензенту за тщательную оценку и ценные предложения, которые способствовали повышению качества и ясности статьи.



Рис. 17. График депрессии давления при закачке Smart water после пластовой воды

ſ	Параметры составного образца		Объем, см ³				
	Пористость средняя, %	Проницаемость средняя, 10 ⁻³ мкм ²	Пор (пустот) V _п	Извлеченной из образца нефти	Доизвлеченной из образца нефти	Коэффициент вытеснения нефти, %	Коэффициент довытеснения нефти, %
	14,3	987	8,98	2,05	0,65	28,9	9,2

Табл. 12. Результаты фильтрационных экспериментов при закачке Smart water

Литература

Гришин П.А., Ковалев К.М., Фомкин А.В. (2015). Перспективы применения ионно-модифицированной воды для заводнения карбонатных коллекторов. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 98–101.

Иванова А.А., Митюрев Н.А., Шилобреева С.Н., Черемисин А.Н. (2019). Обзор экспериментальных методов исследования смачивающих свойств пород нефтяных коллекторов. *Физика Земли*, (3), с. 135–149. https://doi.org/10.31857/S0002-333720193135-149

Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н. (2011). О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна. *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 21–23.

Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. *Neftegaz.ru*, (3). https://magazine.neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-faktory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza/

Моторова К.А. (2017). Микроструктурная смачиваемость коллекторов нефти и газа. Дис. канд. геол.-минерал. н. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 167 с.

Резаи Кучи М., Губайдуллин Ф.А. (2018). Применение ионно-модифицированной воды для увеличения нефтеотдачи из низкопроницаемых карбонатных коллекторов. *Нефтяная провинция*, (2), с. 100–109. https:// doi.org/10.25689/NP.2018.2.100-109

Abbasi S., Khamehchi E. (2021). Investigation of permeability decline due to coupled precipitation/dissolution mechanism in carbonate rocks during low salinity co-water injection. *Energy Reports*, 7(2021), pp. 125–135. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.169

Abdallah W., Buckley J.S., Carnegie A., Edwards J., Herold B., Fordham E. (2007). Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*, 19(2), pp. 44–61.

Afekare D., Radonjic M. (2017). From Mineral Surfaces and Coreflood Experiments to Reservoir Implementations: Comprehensive Review of Low Salinity Water Flooding (LSWF). *Energy Fuels*, 31(12), pp. 13043–13062. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02730

Aghajanzade M.R., Ahmadi P., Sharifi M., Riazi M. (2019). Wettability Alteration of Oil-Wet Carbonate Reservoir using Silica-Based Nanofluid: An Experimental Approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (178), pp. 700–710. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.059

Al-Attar H.H., Mahmoud M.Y., Zekri A.Y., Almehaideb R., Ghannam M. (2013). Low-salinity flooding in a selected carbonate reservoir: experimental approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3, pp. 139–149. https://doi.org/10.1007/s13202-013-0052-3

Austad T. (2013). Chapter 13 – Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using "Smart water". Sheng J.J. (Ed.). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, Gulf Prof. Publ., pp. 301–335. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0

Darvish Sarvestani A., Ayatollahi S., Bahari Moghaddam M. (2019). Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2643–2657. https://doi.org/10.1007/ s13202-019-0650-9

Piñerez Torrijos I.D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F* – *Ciencia, Tecnología & Futuro*, 10(2), pp. 5–16. https://doi.org/10.29047/01225383.251

Jackson M., Al-Mahrouqi D., Vinogradov J. (2016). Zeta potential in oil-water-carbonate systems and its impact on oil recovery during controlled salinity water-flooding. *Scientific Reports*, (6), 37363. https://doi.org/10.1038/srep37363

Katende A., Sagala F. (2019). A Critical review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application. *Journal of Molecular Liquids*, 278, pp. 627–649. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037

Koochi M., Varfolomeev M., Shakirov A. (2020). Ion Modified Water Flooding in Low-Permeable Carbonates of Bashkirsky Formation in Russia-Tatarstan. European Association of Geoscientists & Engineers, Saint Petersburg, 2020, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053185

Mjos J.E., Strand S., Puntervold T., Gaybaliyev H. (2018). Effect of Initial Wetting on Smart water Potential in Carbonates. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March 2018. SPE-190414-MS. https://doi.org/10.2118/190414-MS

Rezaeidoust A., Puntervold T., Strand S., Austad T. (2009). Smart water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms. *Energy & Fuels*, 23(9), pp. 4479–4485. https://doi.org/10.1021/ef900185q

Sagbana P.L., Sarkodie K., Nkrumah W.A. (2022). A critical review of Carbonate reservoir wettability modification during low salinity waterflooding. *Petroleum*, 9(3), pp. 317–330. https://doi.org/10.1016/j. petlm.2022.01.006

Strand S., Puntervold T., Austad T. (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012

Tafur N., Mamonov A., Khan M.A.I., Soto A., Puntervold T., Strand S. (2023). Evaluation of Surface-Active Ionic Liquids in Smart water for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Rocks. *Energy & Fuels*, 37(16), pp. 11730–11742. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c01488

Treiber L.E., Owens W.W. (1972). A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. *SPE Journal*, 12(6), pp. 531–540. https://doi.org/10.2118/3526-PA

Varfolomeev M., Rezaei Koochi M., Yuan Ch., Khayrtdinov R., Mustafin A., Glukhov M., Kadyrov R., Sudakov V., Usmanov S. (2022). Feasibility of Ion-Modified Water for Low Salinity Water Flooding: A Case Study for Ultra-High-Salinity Carbonate Reservoir in Akanskoe Oilfield Tatarstan, Russia. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman, March 2022. https://doi.org/10.2118/200046-MS

Yousef A.A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi A., Al-Jawfi M. (2010). Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate Reservoirs. *Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada, October 2010. https://doi. org/10.2118/137634-MS

Yousef A.A., Liu J., Blanchard G., Al-Saleh S., Al-Zahrani T., Al-Zahrani R., Al-Tammar H., Al-Mulhim N.(2012). SmartWater Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 2012. https://doi.org/10.2118/159526-MS

Yu L., Standnes D., Skjæveland S. (2007). Wettability Alteration of Chalk by Sulphate Containing Water, Monitored by Contact Angle Measurement. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Calgary, Canada, September 2007. https://jgmaas.com/SCA/2007/SCA2007_01.pdf

Сведения об авторах

Залина Ринатовна Саптарова – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

Александр Артурович Мамонов – научный сотрудник, Университет Ставангера

Норвегия, Ставангер, 4033

Сергей Анатольевич Усманов – старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

тоссия, 420000, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат техн. наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Владислав Анатольевич Судаков – директор, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», заместитель директора по инновационной деятельности, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Мария Сергеевна Шипаева – технический директор, ООО «Геоиндикатор»; инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Артур Альбертович Шакиров – генеральный директор, ООО «Геоиндикатор»; заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Сергей Андреевич Ситнов – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

2023. T. 25. № 4. C. 92–105

Вадим Константинович Деревянко – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 10.08.2023; Принята к публикации 02.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Potential for improving the efficiency of carbonate oil deposits waterflooding with the use of controlled salinity technology (Smart water) at fields of Tatarstan Republic

gr /m

Z.R. Saptarova^{1*}, *A.A.* Mamonov², *S.A.* Usmanov¹, *A.A.* Lutfullin³, *V.A.* Sudakov¹, *M.S.* Shipaeva^{1,4}, *A.A.* Shakirov^{1,4}, *S.A.* Sitnov¹, *V.A.* Derevyanko¹

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²University of Stavanger, Stavanger, Norway ³Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation ⁴Geoindicator LLC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Zalina R. Saptarova, e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

Abstract. The article provides an overview of ionmodified waterflooding technology, also known as low salinity, controlled salinity, or Smart water. This technology is currently considered one of the most promising approaches in the development of oil deposits in carbonate reservoirs due to its economic efficiency and environmental safety.

The article discusses the main mechanisms and processes underlying ion-modified waterflooding and presents the results of laboratory studies conducted on core samples from foreign oil deposits. It includes an analysis of several studies, including contact angle measurements and core flooding experiments on core samples from oil deposits in carbonate reservoirs on the eastern side of the Melekess depression in the Republic of Tatarstan.

It is important to note that the Vereyian deposits explored in this article are not a typical example of test objects for ion-modified water injection. This is because they are characterized by a low reservoir temperature of 23 °C, which suggests that the efficiency of the technology would likely be lower compared to studies conducted abroad, where reservoir temperatures were significantly higher. For example, Darvish Sarvestani et al. studied reservoir conditions at 90 °C, Yousef et al. – reservoir temperature of 100 °C, and Austad et al. examined the Ekofisk field at 130 °C and the Volhall field at 90 °C in Norway.

However, as several studies have indicated, prolonged contact between rock samples and ion-modified water contributes to significant hydrophilization of the rock surface, as confirmed by contact angle measurements. The contact angle decreases from approximately 138.3° to 53.45° after exposure to ion-modified water.

Additionally, the core flooding experiment demonstrated a slight increase in the oil displacement coefficient, reaching 9.2%.

These findings suggest the potential for enhanced oil recovery by injecting Smart water into the Vereyian sediments, although further research is required to confirm the underlying mechanism.

Keywords: Smart water, carbonate rock, wettability, Vereyian horizon

Acknowledgements

This paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030).

Recommended citation: Saptarova Z.R., Mamonov A.A., Usmanov S.A., Lutfullin A.A., Sudakov V.A., Shipaeva M.S., Shakirov A.A., Sitnov S.A., Derevyanko V.K. (2023). Potential for improving the efficiency of carbonate oil deposits waterflooding with the use of controlled salinity technology (Smart water) at fields of Tatarstan Republic. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 92–105. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.6

References

Abbasi S., Khamehchi E. (2021). Investigation of permeability decline due to coupled precipitation/dissolution mechanism in carbonate rocks during low salinity co-water injection. *Energy Reports*, 7(2021), pp. 125–135. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.169

Abdallah W., Buckley J.S., Carnegie A., Edwards J., Herold B., Fordham E. (2007). Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*, 19(2), pp. 44–61. Afekare D., Radonjie M. (2017). From Mineral Surfaces and Coreflood Experiments to Reservoir Implementations: Comprehensive Review of Low Salinity Water Flooding (LSWF). *Energy Fuels*, 31(12), pp. 13043–13062. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02730

Aghajanzade M.R., Ahmadi P., Sharifi M., Riazi M. (2019). Wettability Alteration of Oil-Wet Carbonate Reservoir using Silica-Based Nanofluid: An Experimental Approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (178), pp. 700–710. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.059

Al-Attar H.H., Mahmoud M.Y., Zekri A.Y., Almehaideb R., Ghannam M. (2013). Low-salinity flooding in a selected carbonate reservoir: experimental approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3, pp. 139–149. https://doi.org/10.1007/s13202-013-0052-3

Austad T. (2013). Chapter 13 – Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using "Smart water". Sheng J.J. (Ed.). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, GulfProf. Publ., pp. 301–335. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0

Darvish Sarvestani A., Ayatollahi S., Bahari Moghaddam M. (2019). Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2643–2657. https://doi.org/10.1007/ s13202-019-0650-9

Grishin P.A., Kovalev K.M., Fomkin A.V. (2015). Prospects of the ion modified water application for the carbonate reservoirs flooding. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, (10), pp. 98–101. (In Russ.)

Ivanova A.A., Mitiurev N.A., Shilobreeva S.N., Cheremisin A.N. (2019). Experimental Methods for Studying the Wetting Properties of Oil Reservoirs: A Review. *Fizika Zemli = Physics of the Earth*, (3), pp. 135–149. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0002-333720193135-149

Jackson M., Al-Mahrouqi D., Vinogradov J. (2016). Zeta potential in oil-water-carbonate systems and its impact on oil recovery during controlled salinity water-flooding. *Scientific Reports*, (6), 37363. https://doi.org/10.1038/ srep37363

Katende A., Sagala F. (2019). A Critical review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application. *Journal of Molecular Liquids*, 278, pp. 627–649. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037

Koochi M., Varfolomeev M., Shakirov A. (2020). Ion Modified Water Flooding in Low-Permeable Carbonates of Bashkirsky Formation in Russia-Tatarstan. European Association of Geoscientists & Engineers, Saint Petersburg, 2020, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053185

Kuznetsov A.M., Kuznetsov V.V., Bogdanovich N.N. (2011). On the question of preserving natural wettability of a well core. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, (1), pp. 21–23. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of oil and gas reservoir rocks. *Neftegaz. ru*, (3). https://magazine. neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-faktory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza/ (In Russ.)

Mjos J.E., Strand S., Puntervold T., Gaybaliyev H. (2018). Effect of Initial Wetting on Smart water Potential in Carbonates. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March 2018. SPE-190414-MS. https://doi.org/10.2118/190414-MS

Motorova K.A. (2017). Microstructural wettability of oil and gas reservoirs. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 167 p. (In Russ.)

Piñerez Torrijos I.D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F* – *Ciencia, Tecnología & Futuro*, 10(2), pp. 5–16. https://doi.org/10.29047/01225383.251

Rezaei Koochi M., Gubaydullin F.A (2018). Application of ion-modified water to enhance oil recovery from low-permeability carbonate reservoirs. *Neftyanaya provintsiya*, (2), pp. 100–109. (In Russ.) https://doi.org/10.25689/NP.2018.2.100-109

Rezaeidoust A., Puntervold T., Strand S., Austad T. (2009). Smart water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms. *Energy & Fuels*, 23(9), pp. 4479–4485. https://doi.org/10.1021/ef900185q

Sagbana P.L., Sarkodie K., Nkrumah W.A. (2022). A critical review of Carbonate reservoir wettability modification during low salinity waterflooding. *Petroleum*, 9(3), pp. 317–330. https://doi.org/10.1016/j. petlm.2022.01.006

Strand S., Puntervold T., Austad T. (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012

Tafur N., Mamonov A., Khan M.A.I., Soto A., Puntervold T., Strand S. (2023). Evaluation of Surface-Active Ionic Liquids in Smart water for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Rocks. *Energy & Fuels*, 37(16), pp. 11730–11742. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c01488

Treiber L.E., Owens W.W. (1972). A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. *SPE Journal*, 12(6), pp. 531–540. https://doi.org/10.2118/3526-PA

Varfolomeev M., Rezaei Koochi M., Yuan Ch., Khayrtdinov R., Mustafin A., Glukhov M., Kadyrov R., Sudakov V., Usmanov S. (2022). Feasibility of Ion-Modified Water for Low Salinity Water Flooding: A Case Study for Ultra-High-Salinity Carbonate Reservoir in Akanskoe Oilfield Tatarstan, Russia. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman, March 2022. https://doi.org/10.2118/200046-MS

Yousef A.A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi A., Al-Jawfi M. (2010). Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate Reservoirs. *Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada, October 2010. https://doi. org/10.2118/137634-MS

Yousef A.A., Liu J., Blanchard G., Al-Saleh S., Al-Zahrani T., Al-Zahrani R., Al-Tammar H., Al-Mulhim N.(2012). SmartWater Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 2012. https://doi.org/10.2118/159526-MS

Yu L., Standnes D., Skjæveland S. (2007). Wettability Alteration of Chalk by Sulphate Containing Water, Monitored by Contact Angle Measurement. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Calgary, Canada, September 2007. https://jgmaas.com/SCA/2007/SCA2007_01.pdf

About the Authors

Zalina R. Saptarova – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Alexander A. Mamonov – Researcher, University of Stavanger, Stavanger, Norway

Norway, Stavanger, 4033

Sergey A. Usmanov – Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Maria S. Shipaeva – Technical Director, Geoindikator LLC; Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Artur A. Shakirov – General Director, Geoindikator JSC; Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Sergey A. Sitnov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Research Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

29, build. 1, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Vadim K. Derevyanko – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 10 August 2023; Accepted 2 November 2023; Published 30 December 2023

УДК 622.276

Оценка эффективности добычи сверхвязкой нефти методом внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции: от лабораторного скрининга до гидродинамического моделирования

gr MM

Р.Э. Сафина^{1*}, С.А. Усманов¹, И.Ф. Минханов¹, И.И. Мухаматдинов¹, Я.О. Симаков², А.В. Вахин¹, В.А. Судаков¹, М.А. Варфоломеев¹, Д.К. Нургалиев¹ ¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия ²АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

В статье представлен метод оценки эффективности разработки залежи сверхвязкой нефти с использованием технологии внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции и результаты его применения в масштабе пилотного участка. Данная технология предполагает закачку нефтерастворимого катализатора в пласт после нескольких циклов закачки пара и добычи нефти. По результатам проведенных лабораторных исследований, преобразование нефти в пласте в присутствии катализатора выражено в динамическом снижении вязкости нефти и увеличении нефтевытеснения. Для оценки эффективности технологии в масштабе пилотного участка гидродинамическая модель, созданная на основе результатов лабораторных исследований. Процесс облагораживания нефти представлен в модели реакцией перехода от исходной нефти к преобразованной, при этом учитывались снижение вязкости нефти и снижение остаточной нефтенасыщенности в зависимости от степени облагораживания. В предлагаемом в статье подходе к описанию процесса облагораживания кинетические параметры реакции и свойства преобразованной нефти настраивались по результатам в реакторе высокого давления и на фильтрационной установке.

Гидродинамическое моделирование в масштабе пилотного участка показывает зависимость эффективности каталитического облагораживания от равномерности распределения температуры по стволу скважины, наличия остаточной нефти и от коллекторских свойств в радиусе дренирования скважины. Показано, что эффект каталитического облагораживания в случае пароциклической обработки скважины определяется не только физико-химическими изменениями состава нефти, но и адсорбционной возможностью катализатора, прогревом по стволу скважины и взаимодействием матрица-порода. Согласно результатам моделирования, выбор оптимального объема катализатора и сценария закачки позволяет извлекать до 25% дополнительной нефти, что открывает значительные перспективы повышения эффективности паротепловых методов воздействия при использовании внутрипластового каталитического облагораживания.

Ключевые слова: каталитическое облагораживание, сверхвязкая нефть, гидродинамическое моделирование, каталитический акватермолиз

Для цитирования: Сафина Р.Э., Усманов С.А., Минханов И.Ф., Мухаматдинов И.И., Симаков Я.О., Вахин А.В., Судаков В.А., Варфоломеев М.А., Нургалиев Д.К. (2023). Оценка эффективности добычи сверхвязкой нефти методом внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции: от лабораторного скрининга до гидродинамического моделирования. *Георесурсы*, 25(4), с. 106–114. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.7

Введение

Подавляющее большинство залежей вязкой тяжелой нефти разрабатываются при помощи термических методов добычи, которые включают использование теплоносителей, таких как пар и горячая вода – закачка пара или горячей воды, пароциклическая обработка, парогравитационное воздействие (Askarova et al., 2020).

Использование термических методов предполагает энергозатраты на нагрев теплоносителей и, как следствие, воздействие на окружающую среду из-за выбросов

* Ответственный автор: Регина Эдуардовна Сафина e-mail: safinar101@gmail.com углекислого газа (Моггоw et al., 2014). Внутрипластовое каталитическое облагораживание в сочетании с технологиями на основе пара позволяет получить более высокие уровни извлечения и меньшее воздействие на окружающую среду. Условия, создающиеся в паровой камере, считаются благоприятными для процессов акватермолиза и гидрокрекинга (Bueno Zapata et al., 2019), при этом различные каталитические системы способны повысить интенсивность таких преобразований. Выявлено, что при использовании катализаторов увеличивается содержание насыщенных и ароматических углеводородов, уменьшается содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и твердых н-алканов (Maity et al., 2010).

Многие авторы предлагают подходы к количественному описанию изменения состава нефти при каталитическом облагораживании на основе уравнения Аррениуса



^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)
для расчета кинетики преобразования тяжелой фракции нефти в легкую (Bueno Zapata et al., 2019; Alonso-Ramírez et al., 2018; Nazimova et al., 2021; Alonso-Ramírez et al., 2021; Tirado et al., 2022). Модели реакции акватермолиза зачастую основаны на разделении исходной тяжелой составляющей нефти на некоторое количество псевдокомпонент на основе количественного содержания сульфидных компонентов и молекулярных масс. При этом определение параметров кинетических моделей (энергия активации, частотные факторы, стехиометрические коэффициенты) требует большого количества экспериментальных исследований для обеспечения наилучшего приближения рассчитанных параметров к измеренным значениям (Vakhin et al., 2021).

Стоит отметить, что одним из ключевых процессов, определяющих эффективность технологии каталитического облагораживания, помимо снижения вязкости нефти (вследствие изменения композиции и молекулярного веса), является увеличение нефтевытеснения, вызванное вовлечением в поток доли ранее неподвижной (остаточной) нефти (Минханов и др., 2021).

В настоящей статье для оценки эффективности внутрипластового каталитического облагораживания в масштабе залежи или пилотного участка предлагается упрощенная модель реакции преобразования исходной нефти, представленной одним псевдокомпонентом. Данный подход не требует разделения нефти на псевдокомпоненты и определения параметров и свойств каждого из них, что исключает проведение дополнительных лабораторных исследований. Основой предлагаемой упрощенной модели является динамика изменения вязкости нефти, что в свою очередь уменьшает количество степеней свободы при оценке эффективности технологии. При этом, увеличение нефтевытеснения вследствие каталитического облагораживания воспроизводится посредством задания зависимости остаточной нефтенасыщенности от степени каталитического облагораживания.

Выбор способа описания процесса преобразования нефти обусловлен, с одной стороны, сложностью композиционных изменений нефти при каталитическом акватермолизе, а с другой – необходимостью формализации процесса для использования в термогидродинамической модели и явной выраженностью процесса преобразования нефти в снижении вязкости и повышении нефтевытеснения, что наблюдается по результатам лабораторных исследований.

Лабораторные и аналитические исследования, а также оценка эффективности каталитического воздействия

в данной работе выполнены на примере залежи сверхвязкой нефти в карбонатных коллекторах Республики Куба, однако предлагаемый подход, по мнению авторов, может быть применен для различных залежей сверхвязкой нефти (CBH), на которых рассматривается внедрение технологии внутрипластового каталитического облагораживания нефти.

Материалы и методы

В работе для проведения оценки эффективности был использован катализатор акватермолиза на основе никеля и железа в виде нефтерастворимого прекурсора – раствора таллатов никеля и железа в нефрасе C4-150/200 в массовом соотношении 1:1 (ТУ 20.59.59.000-007-02066730-2018). Соотношение между железом и никелем 75:25 выбрано на основе проведенных исследованных (Vakhin et al., 2023). Как ранее было установлено, при паротепловом воздействии таллаты переходных металлов разлагаются с образованием наноразмерных частиц оксидов-сульфидов никеля, которые адсорбируются на минеральной матрице породы-коллектора (Vakhin et al., 2021).

Процесс преобразования исходной нефти вследствие каталитического облагораживания описывается реакцией перехода компонента нефти OIL (исходная нефть) в компонент OIL` (нефть с максимальной степенью преобразования) в присутствии катализатора (компонент Catal).

Для описания модели реакции, основанной на вязкости, проведена серия экспериментов в реакторе высокого давления фирмы Parr Instruments (США) с загрузкой раствора прекурсора катализатора, нефтенасыщенной породы и воды. Эксперименты проведены в двух температурных режимах (250 и 300 °C) при различной продолжительности воздействия (48, 72 и 96 часов), при давлении 90 атм. (Minkhanov et al., 2023; Кудряшов и др., 2022). После завершения эксперимента по паротепловому воздействию (ПТВ) нефть отделяется от воды отстаиванием в течение 16 часов и центрифугированием. Для каждого образца нефти измеряется вязкость (табл. 1), и проводится SARA анализ.

По результатам проведенных экспериментов наблюдается выполаживание кривой вязкости нефти (рис. 1) и кривой изменения массовой доли асфальтенов (рис. 2) на интервале воздействия 72–96 часов в реакторе высокого давления при температуре 300 °C. Таким образом, в данной работе принимается, что нефть после эксперимента по ПТВ в реакторе высокого давления при температуре 300 °C в течение 96 часов имеет максимально возможную степень преобразования и состоит на 100%

		ПТР	HTD	HTD	HTD	HTD	нтр
	Исходная	IIIB	IIIB	IIIB	IIIB	IIIB	IIIB
	нефть	250 °C	250 °C	250 °C	300 °C	300 °C	300 °C
		48 час.	72 час.	96 час.	48 час.	72 час.	96 час.
ММ, г/моль	642.4	-	-	-	-	-	485.9
Вязкость, мПа*с							
при 36 °С	355700	202400	167500	194200	15600	10100	8800
50 °C	72800	45500	44700	42900	4600	3932.7	2700
70 °C	11260	7600	7700	7300	1100	928.39	690
100 °C	1477	1100	1000	1000	210	189.34	170
150 °C	795	140	130	290	50	32.93	40

Табл. 1. Значения вязкости и молекулярной массы нефти до и после экспериментов в реакторе высокого давления



Рис. 1. Зависимость вязкости нефти от продолжительности ПТВ в присутствии катализатора при температуре 250 и 300 °C



Рис. 2. Гистограмма массового содержания SARA фракций нефти при различной продолжительности ПТВ в присутствии катализатора при температуре 300 °C

из компонента OIL`. Соответственно, параметры OIL` принимаются на основе параметров нефти после указанного эксперимента.

Стехиометрические коэффициенты рассчитываются на основе материального баланса с учетом молекулярных весов рассматриваемых компонентов. Реакция имеет следующий вид:

1 OIL + 0.13 Catal \rightarrow 1.27 OIL` + 0.13 Catal + 0.4 CO₂.

Кинетика реакции каталитического облагораживания нефти определяется методом Фридмана.

1) По значениям вязкости определяется молярное соотношение компонентов OIL/OIL` спустя определенное время воздействия (48, 72 и 96 часов) для двух температурных режимов (250 и 300 °C), и определяется концентрация OIL` (моль/л) для всех экспериментов (табл. 2). $\ln \mu = \text{OIL} (д. ед мол) \cdot \ln \mu_{OIL} + \text{OIL}^{+} + (д. ед мол) \cdot \ln \mu_{OIL}$

где μ – измеренная вязкость нефти после эксперимента в реакторе высокого давления при определенном температурном режиме и времени воздействии, μ_{OIL} – вязкость исходной нефти (355 700 сПз при 36 °C), μ_{OIL} – вязкость преобразованной нефти (8800 сПз при 36 °C).

2) Определяется скорость реакции при 250 и 300 °C (как угол наклона кривой зависимости концентрации от времени на рис. 3).

 Определяется энергия активации и предэкспоненциальный множитель по зависимости скорости реакции от 1/Т (уравнение Аррениуса) (рис. 4).

Численное моделирование процесса каталитического облагораживания нефти и процессов массо- и теплопереноса в данной работе выполнено с использованием гидродинамического симулятора CMG STARS.

Процесс каталитического облагораживания в реакторе высокого давления воспроизводится на численной модели ячейки реактора (рис. 5), и кинетические параметры



Рис. 3. График зависимости концентрации преобразованной нефти от времени каталитического воздействия в реакторе высокого давления



Рис. 4. График зависимости скорости реакции от температуры каталитического воздействия в реакторе высокого давления

	Исходная нефть	ПТВ 250 °C	ПТВ 250 °C	ПТВ 250 °C	ПТВ 300 °С	ПТВ 300 °C	ПТВ 300 °C
	-	48 час.	72 час.	96 час.	48 час.	72 час.	96 час.
OIL (д.ед мол)	1	0.85	0.8	0.84	0.15	0.04	0
OIL`(д.ед мол)	0	0.15	0.2	0.16	0.85	0.96	1
Концентрация OIL`, моль/л	0	0.27	0.36	0.29	1.82	2.15	2.26

gr M

Табл. 2. Результаты определения молярной доли исходной и преобразованной нефти



Рис.5. Численная модель ячейки реактора

реакции настраиваются путем адаптации модели на результаты лабораторных экспериментов (рис. 6–7). Размерность численной термической гидродинамической модели соответствует параметрам ячейки реактора. Массовое соотношение нефти к катализатору задано согласно условиям проведения эксперимента (22 г нефти, 2.8 г катализатора). Результаты адаптации приведены в табл. 3.

Увеличение нефтевытеснения оценивается по результатам следующих фильтрационных исследований:

• базовый эксперимент вытеснения нефти паром;

• эксперимент вытеснения нефти паром в присутствии катализатора.

При создании насыпной модели керна в эксперименте использован исходный неэкстрагированый керн, который был перемолот до фракции 0.1 ÷ 1.0 мм. Перемолотая неэкстрагированная порода в перемешивающем аппарате во всех экспериментах перемешивалась с водой заданной минерализации в массовом соотношении нефть:вода, равном 3:1, что соответствует исходной нефтенасыщенности рассматриваемого пласта. Пластовое давление создавалось азотом. Эксперименты проводились при температуре 300 °C с предварительным выдерживанием модели



Рис. 6. Результаты расчета модели ячейки (при 250 °C): точками отображены результаты, полученные в ходе обработки результатов экспериментов



Рис. 7. Результаты расчета модели ячейки (при 300 °С)



Рис. 8. Схема фильтрационной установки для проведения экспериментов по вытеснению нефти: 1 – плунжерный насос высокого давления марки ЛН-400, 2 – парогенератор, 3 – фланцевый кернодержатель, 4 – термошкаф, 5 – баллон азота, 6 – регулятор обратного давления, 7 – сепарационная бюретка, 8 – клапан отбора газа, 9 – газовая бюретка, 10 – газовый хроматограф, 11 – поршневые контейнеры, 12 – персональный компьютер с подключенными датчиками давления

в течение 12 часов согласно ОСТ 39-195-86 на фильтрационной установке (рис. 8). Подробное описание установки представлено в работе (Anikin et al., 2022).

Результаты и выводы

Результаты фильтрационных экспериментов приведены в табл. 4. Эксперименты воспроизводились на численной модели (рис. 9) с использованием масштабирования остаточной нефтенасыщенности от молярной доли компонента OIL` в нефтяной фазе, рассчитанной на основе кинетики реакции преобразования (рис. 10).

	Полученные в ходе обработки результатов экспериментов	0D модель реактора
Предэкспоненциальный множитель, А	2.00E+13	1.80E+13
Энергия активации, Еакт, Дж/моль	1.52E+05	1.60E+05
Молярная доля OIL' после 96 часов при 250 °C	16	16.7
Молярная доля OIL' после 96 часов при 300 °C	100	97.9

Табл. 3. Результаты определения кинетических параметров реакции

Параметр	Базовый эксперимент	Эксперимент в присутствии катализатора
Масса вытесненной нефти, г	41.9	67.6
Коэффициент вытеснения нефти, %	27.9	45.0
Дополнительное вытеснение нефти (относительный прирост), %	-	61.3
Дополнительное вытеснение нефти (абсолютный прирост), %	-	17.1

Табл. 4. Результаты фильтрационных экспериментов



Рис. 9. Численная модель фильтрационного эксперимента. Профиль распределения степени преобразования нефти на момент завершения эксперимента



Рис. 10. Результаты расчета численной модели фильтрационного эксперимента. График накопленной добычи нефти

Для оценки эффективности внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции на численной секторной модели пилотного участка (рис. 11) проводились прогнозные расчеты по закачке пара и катализатора.

В качестве основы численной модели пилотного участка используется секторная термическая гидродинамическая модель (ТГДМ) залежи сверхвязкой нефти в карбонатном трещиноватом коллекторе в Республике Куба, предварительно садаптированная на историю разработки. Секторная модель включает наклонно-направленную скважину, на которой реализуется пароциклическая обработка. Используется локальное измельчение сетки в интервалах перфорации скважины (до размерности 5×5 м) с целью анализа эффективности преобразования нефти в призабойной зоне пласта. Тип модели – модель двойной проницаемости. В секторной модели принята однородная параметризация трещин по параметрам: поровый объём трещин, расстояние между трещинами, доля породы в кубе трещины. Гидродинамическая модель включает зависимость вязкости нефти и масштабирование остаточной нефтенасыщенности от температуры и степени каталитического преобразования. Средняя глубина залежи 600 м. Начальное давление 62 атм, начальная температура пласта 36 °С. Реализуется закачка пара



Рис. 11. Секторная модель пилотного участка. Куб нефтенасыщенности

с температурой 300 °С и сухостью пара 80%. На основе анализов истории работы скважин при построении модели участка месторождения авторами модели были оценены давление закрытия трещины (98 атм) и давление открытия трещины (102 атм).

В рамках настоящей работы с целью описания процессов каталитического акватермолиза в численной модели пилотного участка модели учитывались:

 реакция преобразования исходной нефти, кинетические параметры которой основаны на результатах моделирования реактора высокого давления;

 адсорбция катализатора в породе, рассчитанная по результатам замеров концентрации никеля и железа в породе после проведения эксперимента с катализатором и растворителем при 300 °С и равная 0.368 мг/г (4.21 г моль/м³ порового пространства);

• зависимость остаточной нефтенасыщенности от степени преобразования нефти (концентрация OIL`), основанная на результатах адаптации фильтрационного эксперимента в одномерной численной модели.

Проводился базовый расчет модели для оценки степени прогрева околоскважинного пространства перед проведением закачки катализатора и определения базовой добычи. Рассчитывались варианты закачки товарной формы катализатора (6 т и 15 т) после цикла добычи с последующей закачкой пара.

По результатам базового расчета на момент закачки товарной формы катализатора по стволу скважины обеспечивался прогрев, достаточный для инициации каталитического облагораживания нефти – от 150 °C (рис. 12–13). По результатам прогнозных расчетов по закачке товарной формы катализатора (6 т) на секторной ТГДМ участка дополнительная добыча нефти за период 1 год (3 цикла закачка-добыча) составила 15.2% относительно базового варианта (пароциклическое воздействие) (рис. 13).

Увеличение закачиваемого катализатора (до 15 т) приводит к увеличению показателя дополнительной добычи нефти на 9.9% вследствие значительно большей протяженности распространения катализатора вдоль ствола скважины (рис. 14)

По результатам прогнозных расчетов эффективность применения закачки катализатора составила 15–25% в зависимости от объема оторочки катализатора, в то время как по результатам лабораторных исследований получен прирост вытеснения нефти на 61.3% относительно базового варианта с закачкой пара.



Рис. 12. Профиль распределения температуры и мольной доли катализатора вдоль траектории скважины при закачке 6 т катализатора



Рис. 13. Профиль распределения температуры и мольной доли катализатора вдоль траектории скважины при закачке 15 т катализатора



Рис. 14. График накопленных показателей добычи нефти при базовом варианте закачки пара (базовый вариант) и при вариантах закачки товарной формы катализатора (вариант с катализатором 6 т, вариант с катализатором 15 т)

Это объясняется тем, что в лабораторных условиях обеспечивается равномерное распределение катализатора по всему объему образца насыпной модели и равномерный прогрев модели при закачке пара.

Основной причиной снижения эффективности каталитического воздействия при оценке в масштабе пилотного участка являлся учет неравномерности прогрева и распределения катализатора по пласту. Вследствие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств и процессов массопереноса матрица-трещина эффективность применения технологии в значительной мере определяется характером распространения катализатора по пласту и геолого-техническими условиями целевого пласта (распределение температуры по стволу, наличие остаточной нефти, наличие источников поступления воды в скважину). Так, возможность эффективного повышения охвата пласта катализатором по вертикали определяется равномерностью прогрева и приемистостью интервалов пласта для углеводородной фазы. Повышение эффективного охвата пласта по горизонтали определяется дальностью прогрева пласта до температуры начала процесса каталитического облагораживания (160 °C).

Таким образом, для оценки эффективности применения тепловых методов при разработке залежей СВН, характеризующихся неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами пласта, а также нестационарными фильтрационными режимами, необходимо применять комплексный подход, включающий лабораторные исследования, физическое и гидродинамическое моделирование. Перенос результатов фильтрационных исследований на масштабы месторождения в данном случае позволяет выявлять эффекты различных порядков, оказывающие значительное воздействие на эффективность процесса.

Заключение

Работа посвящена описанию метода оценки эффективности разработки залежи сверхвязкой нефти с использованием технологии внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции. Приводятся результаты применения метода в масштабе пилотного участка.

Используемый метод основан на лабораторных исследованиях и гидродинамическом моделировании и предполагает использование реакции облагораживании нефти вследствие каталитического облагораживания и зависимости остаточной нефтенасыщенности от степени облагораживания. Количественные параметры процесса основаны на результатах экспериментальных исследований по замеру вязкости и коэффициента вытеснения.

Результаты применения используемого подхода в масштабах пилотного участка залежи CBH Республики Куба показывают, что в рассматриваемых геологических условиях технология внутрипластового каталитического облагораживания при пароциклической стимуляции является перспективным методом повышения нефтеотдачи и позволяет извлекать до 25% дополнительной нефти. При этом эффективность каталитической обработки определяется не только химико-физическими изменениями состава нефти, но также зависит от степени и равномерности прогрева ствола скважины, степени выработанности запасов, неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пласта и адсорбцией катализатора в прискважинном пространстве, что подтверждает необходимость применения комплексного подхода для оценки эффективности технологии, включающего лабораторные исследования, физическое и гидродинамическое моделирование

Литература

gr /m

Кудряшов С.Й., Афанасьев И.С., Соловьев А.В., Петрашов О.В., Сансиев Г.В., Дубровин К.А., Волик А.И., Симаков Я.О., Вахин А.В., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Нургалиев Д.К. (2022). Технология каталитического акватермолиза на месторождении Бока де Харуко: от идеи до практического применения. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 37–41. https://doi. org/10.24887/0028-2448-2022-9-37-41

Минханов И.Ф., Болотов А.В., Аль-Мунтасер А.А., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Варфоломеев М.А. и др. (2021). Исследования эффективности вытеснения нефти паром с использованием растворителя и катализатора. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 54–57. https://doi. org/10.24887/0028-2448-2021-6-54-57

Alonso-Ramírez G. et al. (2018). Analysis of the thermal hydrocracking of heavy fuel oil. *Petroleum Science and Technology*, 36(7), pp. 507–513. https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1428627

Alonso-Ramírez G. et al. (2021). Catalytic hydrocracking of a Mexican heavy oil on a MoS2/al2o3catalyst: II. Study of the transformation of isolated aromatics fraction obtained from SARA analysis. *Fuel*, 288, pp. 119541. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119541

Anikin, O.V., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F. et al. (2022). Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. *J Petrol Explor Prod Technol*, (12), pp. 2587–2598. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01507-z

Askarova A. et al. (2020). Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456

Bueno Zapata N., Morales Mora O.A., Mejía Cárdenas J.M. (2019). Practical kinetic coupling to multi-component and multi-phase flow transport during in-situ heavy oil upgrading processes using an equation of statebased numerical reservoir simulation. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. https://doi. org/10.2118/196667-MS

Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy & Fuels*, 24(5), pp. 2809–2816. https://doi.org/10.1021/ef100230k

Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I. et al. (2023). Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field. *Catalysts*, 13(2), p. 283. https://doi.org/10.3390/catal13020283

Morrow, A.W., Mukhametshina, A., Aleksandrov, D., Hascakir B. (2014). Environmental Impact of Bitumen Extraction with Thermal Recovery. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, Alberta, Canada. https://doi.org/10.2118/170066-MS

Nazarova G.Y. et al. (2021). A model of catalytic cracking: Product distribution and catalyst deactivation depending on saturates, aromatics and resins content in feed. *Catalysts*, 11(6), p. 701. https://doi.org/10.3390/catal11060701

Tirado A. et al. (2022). Kinetic modeling of aquathermolysis for upgrading of heavy oils. *Fuel*, 310, 122286. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122286

Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Nurgaliev D.K. (2021). Extra-heavy Oil Aquathermolysis Using Nickel-based Catalyst: Some Aspects of in-situ Transformation of Catalyst Precursor. *Catalysts*, 11(2), 189, pp. 1–22. https://doi.org/10.3390/catal11020189

Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Pyataev A.V., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovev A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A. et al. (2023). Catalytic activity of bimetallic nanoparticles based on iron and nickel sulfides for hydrogenolysis of heavy oil in case of Boca de Jaruco reservoir. *Molecular catalysis*, 546, 113261. https://doi.org/10.1016/j.mcat.2023.113261

Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Aliev F., Feoktistov D., Sitnov S.A., Gafurov M., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Nourgaliev D.K., Simakov Ia.O., Latypov A., Petrashov O., Solovev A., Sansiev G. (2021). Industrial Application of Nickel Tallate Catalyst During Cyclic Steam Stimulation in Boca De Jaruco Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. https://doi.org/10.2118/206419-MS

Сведения об авторах

Регина Эдуардовна Сафина – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: safinar101@gmail.com

Сергей Анатольевич Усманов – старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Ильгиз Фаильевич Минханов – старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Ирек Изаилович Мухаматдинов – кандидат техн. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 1/29

Ярослав Олегович Симаков – руководитель направления НТЦ Управления МУН НТЦ, АО «ВНИИнефть» Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, д. 10 Алексей Владимирович Вахин – кандидат техн. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 1/29

Владислав Анатольевич Судаков – директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 7

Статья поступила в редакцию 15.09.2023; Принята к публикации 15.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Efficiency estimation of super-viscous oil recovery by in-situ catalytic upgrading in cyclic steam stimulation: from laboratory screening to numerical simulation

R.E. Safina^{1*}, S.A. Usmanov¹, I.F. Minkhanov¹, I.I. Mukhamatdinov¹, Ya.O. Simakov², V.A. Vakhin¹, V.A. Sudakov¹, M.A. Varfolomeev¹, D.K. Nurgaliev¹

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²VNIIneft JSC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Regina E. Safina, e-mail: safinar101@gmail.com

Abstract. This article describes a method of predicting super-viscous oil deposit development performance by catalytic aquathermolysis process in cycling steam simulation (CSS). This technology involves the injection of an oilsoluble catalyst into the reservoir after several cycles of steam injection and oil production. According to the results of laboratory studies, the effect of catalytic oil upgrading in the reservoir is expressed in non-instantaneous reduction in oil viscosity and increase in sweep efficiency. To assess the effectiveness of the technology on the field-scale thermal numerical simulation model, based on the results of laboratory studies, is used. The oil upgrading process is represented in the model by the oil upgrading reaction and dependence of oil viscosity and residual oil saturation on the degree of oil upgrading. The kinetic parameters of the reaction and the properties of the converted oil are adjusted according to the results of experiments in a high-pressure reactor and tube tests.

Field scale numerical simulation resulted in dependance of catalytic upgrading efficiency on the uniformity of well temperature profile, presence of residual oil and reservoir properties at the effective wellbore radius. It is shown that the effect of catalytic upgrading on a CSS well is determined not only by physical and chemical changes in oil composition but also by adsorption properties of the catalyst itself, heating the wellbore region and matrix and fracture interaction in reservoir. According to simulation results, choosing an optimal catalytic volume and injection scenario allows the recovery of up to 25% of additional oil, that reveals good perspectives of improving steam-based technologies by in-situ catalytic upgrading.

Keywords: catalytic upgrading, super-viscous oil, numerical simulation, catalytic aquathermolysis

Recommended citation: Safina R.E., Usmanov S.A., Minkhanov I.F., Mukhamatdinov I.I., Simakov Ya.O., Vakhin V.A., Sudakov V.A., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. (2023). Efficiency estimation of super-viscous oil recovery by in-situ catalytic upgrading in cyclic steam stimulation. From laboratory screening to numerical simulation. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 106–114. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.7

References

Alonso-Ramírez G. et al. (2018). Analysis of the thermal hydrocracking of heavy fuel oil. *Petroleum Science and Technology*, 36(7), pp. 507–513. https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1428627

Alonso-Ramírez G. et al. (2021). Catalytic hydrocracking of a Mexican heavy oil on a MoS2/al2o3catalyst: II. Study of the transformation of isolated aromatics fraction obtained from SARA analysis. *Fuel*, 288, pp. 119541. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119541

Anikin, O.V., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F. et al. (2022). Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. *J Petrol Explor Prod Technol*, (12), pp. 2587–2598. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01507-z

Askarova A. et al. (2020). Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456

Bueno Zapata N., Morales Mora O.A., Mejía Cárdenas J.M. (2019). Practical kinetic coupling to multi-component and multi-phase flow transport during in-situ heavy oil upgrading processes using an equation of statebased numerical reservoir simulation. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. https://doi. org/10.2118/196667-MS

Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovyev A.V., Petrashov O.V., Sansiev G.V., Dubrovin K.A., Volik A.I.;, Simakov Ia.O., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Minkhanov I.F.; Varfolomeev M.A., Bolotov A.V., Nourgaliev D.K. (2022). Application of catalytic aquathermolysis technology in Boca de Jaruco oilfield: spotlight from theory to field test. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (9), pp. 37–41. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-37-41

Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. (2010). Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review. *Energy & Fuels*, 24(5), pp. 2809–2816. https://doi.org/10.1021/ef100230k

Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I. et al. (2023). Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field. *Catalysts*, 13(2), p. 283. https://doi.org/10.3390/catal13020283

Minkhanov I.F., Bolotov A.V., Al-Muntaser A., Mukhamatdinov I., Vakhin A., Varfolomeev M. (2021). Experimental study on the improving the efficiency of oil displacement by co-using of the steam-solvent catalyst. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 54–57. https://doi. org/10.24887/0028-2448-2021-6-54-57

Morrow, A.W., Mukhametshina, A., Aleksandrov, D., Hascakir B. (2014). Environmental Impact of Bitumen Extraction with Thermal Recovery. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, Alberta, Canada. https://doi.org/10.2118/170066-MS

Nazarova G.Y. et al. (2021). A model of catalytic cracking: Product distribution and catalyst deactivation depending on saturates, aromatics and resins content in feed. *Catalysts*, 11(6), p. 701. https://doi.org/10.3390/catal11060701

Tirado A. et al. (2022). Kinetic modeling of aquathermolysis for upgrading of heavy oils. *Fuel*, 310, 122286. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122286

Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Nurgaliev D.K. (2021). Extra-heavy Oil Aquathermolysis Using Nickel-based Catalyst: Some Aspects of in-situ Transformation of Catalyst Precursor. *Catalysts*, 11(2), 189, pp. 1–22. https://doi.org/10.3390/catal11020189

Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Pyataev A.V., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovev A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A. et al. (2023). Catalytic activity of bimetallic nanoparticles based on iron and nickel sulfides for hydrogenolysis of heavy oil in case of Boca de Jaruco reservoir. *Molecular catalysis*, 546, 113261. https://doi.org/10.1016/j. mcat.2023.113261 Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Aliev F., Feoktistov D., Sitnov S.A., Gafurov M., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Nourgaliev D.K., Simakov Ia.O., Latypov A., Petrashov O., Solovev A., Sansiev G. (2021). Industrial Application of Nickel Tallate Catalyst During Cyclic Steam Stimulation in Boca De Jaruco Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. https://doi.org/10.2118/206419-MS

About the Authors

Regina E. Safina – Engineer, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

e-mail: safinar101@gmail.com

Sergey A. Usmanov – Senior Lecturer, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Ilgiz F. Minkhanov – Senior Lecturer, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Irek I. Mukhamatdinov – Cand. Sci. (Technology), Senior Researcher, Kazan Federal University

1/29, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Yaroslav O. Simakov – Head of Research and Development Center, EOR Department, VNIIneft JSC

10, Dmitrovsky pr., Moscow, 127422, , Russian Federation

Alexey V. Vakhin – Cand. Sci. (Technology), Senior Researcher, Kazan Federal University

1/29, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Head of Research Educational Center "Hard-to-Recover Reserves Simulation", Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Head of the Department of Development and Operation of Hardto-Recover Hydrocarbon Deposits, Kazan Federal University 4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Danis K. Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice-Rector for Petroleum Technologies, Environmental management and Earth Science, Kazan Federal University

7, Chernyshevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 15 September 2023; Accepted 15 November 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8

УДК 622.276

Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа

gr≁∖∿

С.В. Сидоров, З.М. Ризванова^{*} Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В настоящей работе предложена методика определения граничных значений открытой пористости ($K_{\Pi 0_\Gamma P}$) карбонатных пород-коллекторов порового типа на примере турнейских отложений одного из месторождений нефти Республики Татарстан. При обосновании граничных значений используются две базы данных по керновым исследованиям: 1) по стандартным исследованиям керна (используется в основном для подсчёта запасов (ПЗ) углеводородов (УВ)); 2) по специальным исследованиям керна (используется для технологических проектов разработки). В предлагаемой методике коэффициент остаточной нефтенасыщенности (K_{HO}) не является константой, а принимается по данным потоковых исследований или вычисляется из керновых зависимостей. При определении нижних пределов пористости и проницаемости по обеим базам данных получены приблизительно одинаковые значения $K_{\Pi 0_\Gamma P} = 0,11$ д.ед., $K_{\Pi P_\Gamma P} = 2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $K_{\Pi P_\Gamma P} = 1,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такое различие при определении граничной пористости может существенно повлиять на подсчёт запасов УВ, на технологические расчёты и планирование разработки месторождения.

Ключевые слова: граничное значение пористости, граничное значение проницаемости, карбонатные коллектора, турнейский ярус, петрофизические зависимости

Для цитирования: Сидоров С.В., Ризванова З.М. (2023). Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа. *Георесурсы*, 25(4), с. 115–120. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8

Введение

Обоснование граничных значений пористости открытой (К_{ПО ГР}) и газопроницаемости (К_{ПР ГР}) пород-коллекторов порового типа в рамках подсчётов запасов – одна из основных задач, по результатам решения которой породы разделяются на коллекторы и неколлекторы. Многие авторы предлагают различные методики оценки граничных значений пористости и газопроницаемости. Ф.И. Котяхов (Методика определения..., 1975) предложил оценивать граничное значение пористости составлением корреляционной зависимости коэффициента водонасыщенности (К_в) с коэффициентами пористости (К_п) и проницаемости (К_{пр}), но в результате получается разброс значений, что приводит к большим погрешностям. Г.Г. Яценко и А.В. Ручкин (Яценко, Ручкин, 1975) предложили метод определения граничных значений проницаемости и пористости, который основан на корреляционных связях коэффициента проницаемости (Кпр) с коэффициентами открытой пористости (Кпо) и эффективной пористости (К_{П Эф}). В.И. Петерсилье с соавторами (Методические рекомендации..., 2003) предложил аналогичную методику, согласно которой необходимо сопоставить К_{ПО} и К_{ПЭФ} (для газовых залежей) или динамическую пористость

К_{п_дин} (для нефтяных залежей). Определение нижнего предела пористости и проницаемости является важной и актуальной задачей на сегодняшний день.

В регионах России могут применяться различные методики для решения этой задачи. Результат имеет большое влияние на определение количества запасов углеводороддов (УВ) в недрах, на построение геологических моделей, на расчёты в фильтрационных моделях и на планирование разработки месторождений.

Методика и результаты работы

В данной статье предлагается усовершенствовать один из методов (Методические рекомендации..., 2003), в котором используется динамическая пористость (К_{П_ДИН}). Как известно К_{П_ЛИН} рассчитывается по формуле:

$$K_{\Pi_{AUH}} = K_{\Pi O} \cdot (1 - K_{BO} - K_{HO}),$$
 (1)

где $K_{\Pi_{D}UH}$ – коэффициент динамической пористости, д. ед.; $K_{\Pi O}$ – коэффициент открытой пористости, д.ед.; K_{BO} – коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.; K_{HO} – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.

К_{по} и К_{во} определяются на образцах керна при выполнении стандартных исследований. К_{по} может определяться методом жидкостенасыщения, К_{во} – центрифугированием (водоудерживающая способность – К_{вс}) на полупроницаемой мембране, редко – на аппарате Закса. В Республике Татарстан (РТ) наиболее многочислены исследования по определению К_{во} на центрифуге.

^{*} Ответственный автор: Зиля Марселевна Ризванова e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

 База по стандартным исследованиям, которая используется в том числе и для обоснования петрофизических зависимостей, применяемых для интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) (используется в основном для подсчёта запасов УВ).

2. База по специальным исследованиям, в которой содержится информация о смачиваемости, капилляриметрии, J-функции, относительных фазовых проницаемостях (ОФП), К_{но} и т.д. К_{но} используется для обоснования коэффициента вытеснения (К_{выт}) (используется в технологических проектах разработки (ТПР)).

Зачастую эти базы данных одновременно не анализируются и перекрёстно не используются. В настоящей работе предлагается внести коррективы, насколько это возможно, в сложившуюся практику, путём объединения данных обеих баз.

Многие специалисты при обосновании $K_{\Pi O_{\Gamma P}}$ и $K_{\Pi P_{\Gamma P}}$ присваивают K_{HO} некоторую «общепринятую» константу, никак не объясняя принятое значение (Ханбикова, 2017), или избегают конкретики (Шишлова, Габдулбаянова, 2021). Используемая константа вносит ошибки в ряд значений $K_{\Pi_{\sigma} ДИH}$, тем самым искажая в результате $K_{\Pi O_{\Gamma P}}$ и $K_{\Pi P_{\Gamma P}}$. При анализе влияния фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на K_{HO} установлено, что коэффициент достигает максимума в породах с низкими ФЕС и минимума в породах с высокими ФЕС (рис. 1). Попробуем далее развить эту мысль, используя в качестве примера результаты потоковых исследований на образцах керна карбонатных пород турнейского возраста одного из месторождений РТ.

Карбонатные породы турнейского яруса представлены различными типами известняков. Согласно работе



Рис. 1. Зависимость К_{но} от К_{ни}, турнейский ярус (пример)

(Коцюбинский и др., 1982): «Известняки представлены в основном четырьмя генетическими типами пород: фораминиферово-детритовым, шламово-детритовым, сгустково-детритовым и комковатым. Наилучшими коллекторскими свойствами, как правило, обладают сгустково-детритовые и комковатые известняки. Многообразие типов пород и их переходных разностей обусловливает большую послойную и зональную неоднородность карбонатов по разрезу, литологическую прерывистость отдельных прослоев, упруго-механические и ёмкостнофильтрационные свойства...».

Для начала рассмотрим, какими данными, входящими в таблицу результатов по определению $K_{\rm BbIT}$ можно оперировать, чтобы построить зависимость $K_{\rm IIO}$ от $K_{\rm II_JUH}$. В сокращённой табл. 1, кроме прочих параметров, присутствуют значения $K_{\rm BO}$ и $K_{\rm HO}$, которые и нужны для расчёта $K_{\rm II_JUH}$. Рассчитанные значения $K_{\rm II_JUH}$ находятся в столбце 12.

Используя отмеченные данные построим зависимость $K_{\Pi O}$ от $K_{\Pi_{} ДИH}$ (рис. 2). При подстановке в формулу $K_{\Pi O} = 0,97 \cdot K_{\Pi_{} ДИH} + 0,11$ значения 0, получаем значение $K_{\Pi O_{} \Gamma P}$ равное 0,1097 д.ед. или округлённо – 0,11 д.ед. Полученное значение является завышенным по сравнению

Номер скв.	Номер обр.	Горизонт, пласт	Литотип	Прони- цаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Пористость открытая, д.ед.	Остаточная водона- сыщенность, дел	Нефтенаси дол	ыщенность, и ед.	Коэфф. вытеснения, д.ед.	Линейная скорость вытеснения, м/сут	К _{п.дин} = К _{по} ·(1-К _{во} -К _{но}), д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
188	8б	турнейский	известняк	8,8	0,150	0,271	0,729	0,492	0,325	5,82	0,0356
188	10б	турнейский	известняк	17,8	0,156	0,224	0,776	0,497	0,359	4,59	0,0435
188	126	турнейский	известняк	5,6	0,139	0,314	0,686	0,472	0,312	6,72	0,0297
188	156	турнейский	известняк	37,7	0,163	0,176	0,824	0,434	0,473	2,96	0,0636
185	236	турнейский	известняк	22,6	0,163	0,211	0,789	0,491	0,377	3,94	0,0486
185	276	турнейский	известняк	6,7	0,143	0,296	0,704	0,511	0,274	7,18	0,0276
176p	126	турнейский	известняк	30,2	0,162	0,192	0,808	0,451	0,442	3,47	0,0578
176p	136	турнейский	известняк	50,2	0,177	0,154	0,846	0,435	0,486	2,95	0,0727
176p	156	турнейский	известняк	12,7	0,148	0,247	0,753	0,525	0,303	6,22	0,0337
169p	6б	турнейский	известняк	108,0	0,140	0,119	0,881	0,448	0,492	3,26	0,0606
169p	9б	турнейский	известняк	9,8	0,139	0,262	0,738	0,509	0,310	7,23	0,0318
169p	126	турнейский	известняк	46,2	0,149	0,162	0,838	0,586	0,300	5,26	0,0375
169p	156	турнейский	известняк	59,2	0,115	0,147	0,853	0,537	0,371	5,19	0,0363
169p	18б	турнейский	известняк	77,8	0,117	0,130	0,870	0,453	0,480	4,30	0,0488
169p	216	турнейский	известняк	3,7	0,103	0,376	0,624	0,563	0,100	33,10	0,0063

gr M

Табл. 1. Результаты исследований по определению К_{выт}

gr M



Рис. 2. Зависимость $K_{\Pi O}$ от $K_{\Pi \ ДИН}$ турнейский ярус

со значениями, к которым специалисты-петрофизики стараются прийти в данном регионе – 0,07–0,09 д.ед. Однако, согласно лабораторным данным, К_{по гр} равен 0,11 д.ед.

Используя доступные данные построим зависимость газопроницаемости $K_{\Pi P}$ от $K_{\Pi \ ДИH}$ (рис. 3). При подстановке в формулу $K_{\Pi P} = 2,35 \cdot e^{43,18 \cdot K_{\Pi \ ДИH}}$ значения 0, получаем значение $K_{\Pi P \ \Gamma P}$ равное 2,3518 $\cdot 10^{-3}$ мкм² или округлённо – 2 $\cdot 10^{-3}$ мкм². Полученное значение является завышенным по сравнению со значениями, к которым специалистыпетрофизики стараются прийти в данном регионе – приблизительно 1 $\cdot 10^{-3}$ мкм². Однако, согласно лабораторным данным, $K_{\Pi P \ \Gamma P}$ равен 2 $\cdot 10^{-3}$ мкм².

Чтобы проверить полученные значения $K_{\Pi O_{\Gamma P}}$ и $K_{\Pi P_{\Gamma P}}$ обратимся к каталогу с более многочисленными керновыми данными (фрагмент), составленному по результатам стандартных исследований (табл. 2). Распределения значений $K_{\Pi O}$ и $K_{\Pi P}$ в каталоге данных стандартных исследований керна представлены на рис. 4. Количество керновых значений в выборке для $K_{\Pi O}$ составило 287 образцов, для $K_{\Pi P}$ – 255 образцов. Разброс значений $K_{\Pi O}$ составляет 0,005–0,162 д.ед., среднее арифметическое значение – 0,09 д.ед. Разброс значений $K_{\Pi P}$



Рис. 3. Зависимость К_{ПР} от К_{П ДИН}, турнейский ярус

 $(0,01-118,37)\cdot10^{-3}$ мкм², среднее арифметическое значение – 7,24·10⁻³ мкм². Средние значения, принимаемые чаще всего при подсчётах запасов нефти, составляют для К_{ПО} – 0,13–0,15 д.ед., для К_{ПР} – (30–100)·10⁻³ мкм².

В представленной табл. 2 для выведения зависимостей K_{Π_O} от $K_{\Pi_{_}ДИH}$ и $K_{\Pi P}$ от $K_{\Pi_{_}ДИH}$ необходимо сначала вычислить значения K_{HO} . Для этого, используя данные табл. 1, получаем зависимость K_{HO} от K_{BO} (рис. 5). Затем добавляем в таблицу 2 два дополнительных столбца K_{HO} и $K_{\Pi_{_}ДИH}$, и рассчитываем их значения (табл. 3, столбцы 12 и 13). Значения $K_{\Pi_{_}ДИH}$, имеющие отрицательные величины, относящиеся к образцам с низкими ФЕС (неколлекторам), игнорируются при построении зависимостей $K_{\Pi O}$ от $K_{\Pi_{_}ДИH}$ и $K_{\Pi P}$ от $K_{\Pi_{_} ЛИH}$ (рис. 5, 6).

Количество использованных керновых значений – 55 образцов (рис. 6). При подстановке в формулу $K_{\Pi O}$ = 0,68 $K_{\Pi_{-} ДИH}$ + 0,11 значения 0, получаем значение $K_{\Pi O_{-} \Gamma P}$ равное 0,1084 д.ед. или округлённо – 0,11 д.ед. Полученное значение совпадает с рассчитанным ранее из данных табл. 1 (рис. 2). Для разделения пород на коллектор и неколлектор следует использовать значение $K_{\Pi O_{-} \Gamma P}$ равное 0,11 д.ед., т.к. оно получено на значительном количестве образцов (табл. 3).

Номер	Номер	Литотип	Пористость	Объёмная	Содержание	Пористость	ь Параметры		Средний	Проницаемость
СКВ.	oop.		открытая, д.ед.	плотность, 10 ³ кг/м ³	связаннои воды, д.ед.	эффективная, д.ед.	пористости	насыщения	эквивалентныи диаметр пор и каналов, мкм	по газу, 10 ⁻³ мкм ² цилиндры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
411p	16	известняк	0,100	2,390	0,511	0,049	114,00	4,22	8,00	1,53
411p	26	известняк	0,057	2,510	0,764	0,013	206,00	1,84	2,00	0,05
411p	5б	известняк	0,042	2,55	0,633	0,015	380,00	3,18	21,00	2,28
411p	7б	известняк	0,072	2,460	0,588	0,030	226,00	2,75	12,00	1,28
411p	8б	известняк	0,063	2,480	0,664	0,021	180,00	2,98	5,00	0,34
411p	116	известняк	0,062	2,480	0,764	0,015	180,00	2,41	6,00	0,56
411p	136	известняк	0,097	2,390	0,662	0,033	86,00		3,00	0,37
411p	14б	известняк	0,086	2,410	0,686	0,027	87,00	2,83	9,00	4,19
411p	186	известняк	0,095	2,390	0,617	0,036	92,00	1,71	5,00	1,15
411p	216	известняк	0,081	2,430	0,706	0,024	171,00	1,33	4,00	0,19
411p	226	известняк	0,075	2,450	0,726	0,021	111,00	2,56	3,00	0,22

Табл. 2. Результаты стандартных исследований на образцах керна, турнейский ярус (фрагмент)

gr ⁄⁄⁄⁄





Рис. 4. Распределение значений $K_{_{\Pi O}}$ и $K_{_{\Pi P}}$ стандартные исследования керна, турнейский ярус



Рис. 5. Зависимость К_{но} от К_{во}, турнейский ярус



Рис. 6. Зависимость $K_{\Pi O}$ от $K_{\Pi _ДИН}$ турнейский ярус



Рис. 7. Зависимость $K_{\Pi P}$ от $K_{\Pi _ ДИH}$ турнейский ярус

Количество использованных парных значений – 55 образцов (рис. 7). При подстановке в формулу $K_{\Pi P} = 1,69 \cdot e^{64,36 \cdot K_{\Pi, ДИН}}$ значения 0, получаем значение $K_{\Pi P, \Gamma P}$ равное 1,6853·10⁻³ мкм² или округлённо – 1,7·10⁻³ мкм². Полученное значение близко к рассчитанному ранее из данных табл. 1 (рис. 3). Для разделения пород на коллектор и неколлектор следует использовать значение $K_{\Pi P, \Gamma P}$ равное 1,7·10⁻³ мкм², т.к. оно получено на значительном количестве образцов (табл. 3).

Таким образом, по результатам проведённого анализа рекомендованные значения $K_{\Pi 0_\Gamma P}$ и $K_{\Pi P_\Gamma P}$ для карбонатных отложений данного месторождения равны 0,11 д.ед. и 1,7·10⁻³ мкм² соответственно.

Выводы

1. Предложен способ для определения граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых и стандартных исследований керна для карбонатных коллекторов порового типа на примере одного из месторождений Республики Татарстан.

лер кины	лер изца	ПИП	тость И, д.ед.	мная ., 10 ³ кг/м ³	жание воды, д.ед.	тость ная, д.ед.	Параметры		ний ентный 2 пор и 8, мкм	аемость 10 ⁻³ мкм ² ндры	ц.ед.	_{инн} , д.ед.
Нол скваж	Hon oбре	Литс	Порис открыта	Объё плотность	Содер: Связанной	Порис эффектив	пористости	насыщения	Срел эквивал диаметр канало	Прониц; по газу, цилиі	K ₄₀ ,)	Кп_дин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
411p	16	известняк	0,100	2,390	0,511	0,049	114,00	4,22	8,00	1,53	0,616	-0,013
411p	2б	известняк	0,057	2,510	0,764	0,013	206,00	1,84	2,00	0,05	0,738	-0,028
411p	5б	известняк	0,042	2,55	0,633	0,015	380,00	3,18	21,00	2,28	0,674	-0,013
411p	7б	известняк	0,072	2,460	0,588	0,030	226,00	2,75	12,00	1,28	0,653	-0,017
411p	8б	известняк	0,063	2,480	0,664	0,021	180,00	2,98	5,00	0,34	0,689	-0,022
411p	116	известняк	0,062	2,480	0,764	0,015	180,00	2,41	6,00	0,56	0,738	-0,031
103	66	известняк	0,131	2,335	0,381	0,081	52,951	5,659	9,13	7,00	0,553	0,009
103	76	известняк	0,070	2,491	0,858	0,010	(1.0.41	4 702	7.02	0,05	0,782	-0,045
103	80	известняк	0,133	2,319	0,409	0,079	61,841	4,792	7,92	3,81	0,567	0,003
103	96	известняк	0,117	2,352	0,464	0,063	69,223	2,687	4,78	1,25	0,593	-0,007
103	106	известняк	0,118	2,354	0,470	0,063	80,072	2,419	6,27	1,60	0,596	-0,008
103	110	известняк	0,097	2,424	0,438	0,054	95,338	3,784	7,67	2,06	0,581	-0,002
103	126	известняк	0,115	2,364	0,542	0,053	62,356	2,707	3,55	0,87	0,631	-0,020
103	130	известняк	0,094	2,432	0,620	0,036	89,669	2,098	2,84	0,33	0,668	-0,027
103	146	известняк	0,072	2,488	0,610	0,028	126,26	3,367	6,52	1,15	0,663	-0,020
103	156	известняк	0,093	2,417	0,567	0,040	97,915	3,105	12,53	5,43	0,643	-0,020
103	160	известняк	0,072	2,475	0,677	0,023	139,4	1,612	2,81	0,17	0,696	-0,027
103	176	известняк	0,071	2,494	0,809	0,014	229,33	1,775	0,45		0,759	-0,040
103	186	известняк	0,042	2,549	0,824	0,007	365,89	1,725	0,55		0,766	-0,025
103	196	известняк	0,070	2,500	0,815	0,013	190,68		1,41	0,02	0,762	-0,041
103	206	известняк	0,067	2,481	0,753	0,017	163,34	1,546	3,62	0,23	0,732	-0,032
103	216	известняк	0,095	2,378	0,628	0,035	73,131	2,483	3,95	0,95	0,672	-0,029
103	226	известняк	0,091	2,412	0,724	0,025	76,013	1,458	1,65	0,16	0,718	-0,040
103	236	известняк	0,079	2,425	0,750	0,020	100,74	1,462	1,92	0,14	0,730	-0,038
103	240 255	известняк	0,097	2,399	0,/10	0,028	81,363	1,349	1,91	0,18	0,/14	-0,042
103	200	известняк	0,107	2,339	0,710	0,030	01 605	1 2 1	2.00	0,42	0,/15	-0,040
103	200 276	известняк известняк	0.097	2,331	0,708	0.017	61.326	1,31	5,09 1.44	0,35	0,767	-0,042

Табл. 3. Результаты стандартных исследований на образцах керна с добавленными значениями К_{но} и К_{п_дин}, турнейский ярус (фрагмент)

2. При увеличении количества потоковых исследований точность определения значений К_{ПО_ГР} и К_{ПР_ГР} будет возрастать.

 Отбор образцов на потоковые исследования рекомендуется проводить из той же выборки, на которой был проведен стандартный комплекс исследований для сопоставления значений в обеих базах данных по всему продуктивному разрезу.

4. Данный способ расчёта граничных значений позволит получать корректные данные по запасам УВ.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Коцюбинский В.Л., Карпова Л.Г., Горюнова С.М. (1982). Трещиноватость известняков турнейского яруса нефтяных месторождений Татарии. *Геология нефти и газа*, (7). Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамических данных (1975). ВНИИ. М.: Недра, 89 с.

Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом (2003). Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко; ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». М.: Тверь, 260 с.

Ханбикова Р.Р. (2017). Сравнение методик определения граничныхзначений пористости и проницаемости по данным исследования керна. *Нефтяная провинция*, 4(12), с. 65–82.

Шишлова Л. М., Габдулбаянова Э. И. (2021). Определение граничных значений фильтрационно-емкостных свойств. *E-SCIO*, (12), с. 445–452.

Яценко Г.Г., Ручкин А.В. (1975). Обоснование нижних пределов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов керна. *Геология нефти и газа*, (12), с. 42–44.

Сведения об авторах

Сергей Владимирович Сидоров – научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

gr

Статья поступила в редакцию 13.08.2023; Принята к публикации 01.12.2023; Опубликована 30.12.2023

Зиля Марселевна Ризванова – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

ORIGINAL ARTICLE

Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs

S.V. Sidorov, Z.M. Rizvanova*

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation *Corresponding author: Zilya M. Rizvanova , e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Abstract. This paper proposes a method for determining the boundary values of open porosity $(K_{PO \ GR})$ and gas permeability (K_{PR GR}) of porous-type carbonate reservoir rocks using the example of Tournaisian deposits of one of the oil fields of the Republic of Tatarstan. When justifying the boundary values, two databases on core studies are used: 1) on standard core studies (used mainly to calculate hydrocarbon (HC) reserves); 2) on special core studies (used for technological development projects). In the proposed method, the residual oil saturation factor is not a constant, but is taken from flow studies or calculated from core dependencies. When determining the lower limits of porosity and permeability from both databases, approximately the same boundary values were obtained: $K_{PO_GR} = 0.11$ fr. un., $K_{PR_GR} = 2 \cdot 10^{-3} \,\mu\text{m}^2$ and $K_{PR_GR} = 1.7 \cdot 10^{-3} \,\mu\text{m}^2$, but they differ from the values, accepted by petrophysicists when calculating the reserves of considered deposit $- K_{PO GR} = 0.09$ fr. un., $K_{PR,GR} = 1 \cdot 10^{-3} \ \mu m^2$. Such a difference in determining the boundary porosity can significantly affect the calculation of hydrocarbon reserves, technological calculations and field development planning.

Keywords: open porosity, boundary value, gas permeability, carbonate reservoir, Tournaisian stage, petrophysical relationship

Acknowledgements

The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement 075-15-2022-299 within the framework of the program of creation and development of NCMU "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet".

Recommended citation: Sidorov S.V., Rizvanova Z.M. (2023). Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs. Georesursy = Georesources, 25(4), pp. 115–120. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8

IN ENGLISH

References

Kotsyubinskii V.L., Karpova L.G., Goryunova S.M. (1982). Fracturing of limestones of the Tournaisian stage of oil fields of Tatarstan. *Geologiya nefti i gaza* = *Russion oil and gas geology*, (7). (In Russ.)

Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas using the volumetric method. Ed. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow – Tver: VNIGNI, NPTs Tver'geofizika, 260 p. (In Russ.)

Methodology for determining reservoir properties of rocks based on the results of core analysis and hydrodynamic data. Moscow: Nedra, 89 p. (In Russ.)

Khanbikova R.R. (2017). Comparison of methods for determining the boundary values of porosity and permeability based on core study data. *Neftyanaya provintciya*, 4(12), pp. 65–82. (In Russ.)

Shishlova L. M., Gabdulbayanova E. I. (2021). Determination of boundary values of filtration-capacitive properties. *E-SCIO*, (12), pp. 445–452. (In Russ.)

Yatsenko G.G., Ruchkin A.V. (1975). Justification of the lower limits of permeability and porosity of reservoirs based on studies of core samples. *Geologiya nefti i gaza* = *Russion oil and gas geology*, (12), pp. 42–44. (In Russ.)

About the Authors

Sergey V. Sidorov – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Zilya M. Rizvanova – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation. e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Manuscript received 13 August 2023; Accepted 1 December 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.9

УДК 622.276:550.46

Оперативное определение профиля притока в добывающих скважинах по химическому составу нефти и попутных вод (на примере одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции)

gr∕∕

М.С. Шипаева^{1,2*}, К.Р. Талипова¹, В.А. Судаков¹, Д.К. Нургалиев¹, А.А. Шакиров² ¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия ²000 «Геоиндикатор», Казань, Россия

Актуальными проблемами на зрелых нефтяных месторождениях до сих пор остаются высокая обводненность продукции и учет раздельной добычи нефти и попутных вод из разных пластов. Для установления профиля притока в добывающих скважинах традиционно применяются геофизические методы, такие как спуск специального оборудования в скважину, что влечет за собой остановку добычи и трудозатраты. В дополнение к таким методам или в качестве альтернативного решения выступают геохимические методы: отбор проб прост и оперативен, что позволяет покрыть весь фонд скважин, а информация, получаемая в результате исследования, не требует остановки скважины. В этом случае используются показатели химического состава пластовых флюидов, добываемых с различных интервалов перфорации. В настоящей работе геохимические исследования проведены по устьевым пробам из более чем 100 скважин с отдельной перфорацией на карбонатный и терригенный коллекторы, некоторые скважины ведут совместную эксплуатацию данных пластов. Применен алгоритм по выявлению отличительных характеристик каждого пласта по составу добываемых рассолов и нефтей. Данные о химическом составе флюидов из разных объектов разработки позволили определить профили притока углеводородов и водной составляющей в разрезах скважин, совместно эксплуатирующих эти объекты. По результатам проведенных исследований девонская залежь рассматриваемого месторождения делится на две части: северную и южную, которые отличаются химическим составом пластовых флюидов. При анализе разработки отмечается то же деление залежей на две части: за последние 50 лет основная добыча нефти и попутной воды сосредоточена в южной части залежи, приуроченной к разлому, где предполагается активная работа водонапорного горизонта. Ключевые слова: геохимия, геоиндикатор, разломы, терригенный и карбонатный коллекторы, анализ раз-

работки, профиль притока

Для цитирования: Шипаева М.С., Талипова К.Р., Судаков В.А., Нургалиев Д.К., Шакиров А.А. (2023). Оперативное определение профиля притока в добывающих скважинах по химическому составу нефти и попутных вод (на примере одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). *Георесурсы*, 25(4), с. 121–127. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.9

Введение

Для достижения высоких коэффициентов нефтеотдачи необходимо исследовать и контролировать перемещение пластовых флюидов в объеме залежи. При этом зачастую результаты исследований межскважинного пространства, обладающего значительной неоднородностью, обусловленной как различной фациальной изменчивостью вмещающих пород, так и изменчивостью свойств пластовых флюидов, имеют высокую неопределенность. Поэтому уплотнение сетки скважин и доразведка запасов таких зон без учета характерных профилей притока в работающих скважинах могут иметь невысокую эффективность, особенно на старых месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

*Ответственный автор: Мария Сергеевна Шипаева

e-mail: mariasipaeva@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Актуальность настоящей работы продиктована существованием на зрелых месторождениях проблемы высокой обводненности и в связи с этим необходимостью установления источника воды. Повышение эффективности разработки таких месторождений становится возможным и на основе раздельного учета добычи воды и нефти из разных пластов с помощью методов разделения продукции.

Основы нефтепромысловых гидрогеохимических методов заложены в фундаментальных трудах (Сулин, 1948; Карцев, 1972; Матусевич, 1976; Шварцев, 1996; Гаттенбергер, 1971; Никаноров, 2001). В настоящее время эти методы продолжают активно развиваться (Абрамова и др., 2011; Закруткин и др., 2016; Киреева и др., 2012; Бешенцев и др., 2019; Shipaeva et al., 2022; МсМаhon et al., 2018; Simon et al., 2020). Для оценки продвижения нагнетаемой в пласт воды традиционно используются трассерные исследования, которые сопоставляются с геохимическими исследованиями добываемой продукции (Shipaeva et al., 2019).

www.geors.ru

gr M

При совместной разработке нескольких пластов, различающихся как типом коллектора, так и свойствами пластового флюида, необходимо учитывать вклад каждого пласта в работу скважины. Применение традиционных геофизических методов определения профиля притока требует остановки скважины, что, в свою очередь, ведет к потере добычи нефти, а иногда проведение такого рода исследований невозможно по технологическим причинам. В связи с этим в рамках настоящей работы рассматриваются геохимические методы исследования как альтернативные, имеющие ряд существенных преимуществ перед традиционными геофизическими, когда используются расходомеры, датчики контроля температуры, шумомеры (Chowdhury et al., 2019).

Применение геохимических методов обеспечивает оперативное получение информации без глушения и остановки скважины, без спуска в скважину специального оборудования, а также снижение влияния человеческого фактора, масштабируемость, экономичность, возможность покрытия исследованиями всего фонда скважин без ограничений на конструкции скважины. Кроме того, можно использовать эти методы как самостоятельно, так и совместно с другими методами (в частности, при анализе разработки отдельных участков залежей, подборе геолого-технических мероприятий), адаптации гидродинамических моделей и повышения их качества.

Цель настоящей работы – апробация современных методов геохимических исследований на площади многопластового месторождения для решения нефтепромысловых задач на примере изучения микроэлементного состава рассолов и нефтей двух стратиграфических систем: каменноугольной (верейский горизонт и башкирский ярус) и девонской (кыновский горизонт) одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для этого были рассмотрены следующие задачи: определение параметров по составу добываемого флюида, которые позволят установить различия залежей; распределение добычи жидкости в случае совместной разработки пластов, установление причин обводнения добывающих скважин;

Методы исследования

Геохимическое исследование нефти и гидрогеохимическое исследование воды на одном из нефтяных месторождений проводились в шесть этапов.

1. На первом этапе подбирались скважины-кандидаты для проведения исследований – это скважины с перфорацией на один горизонт и скважины с работой на несколько горизонтов (рис. 1, скв. 1, 2, 3). Скважины с перфорацией на один горизонт называются опорными скважинами, то есть скважинами, которые характеризуют конкретный горизонт на данном этапе разработки: верейский горизонт, башкирский ярус и кыновский горизонт. Такие скважины выбираются по следующим критериям: стабильная работа скважины в течение 6 месяцев, отсутствие выявленных нарушений в конструкции и заколонной циркуляции, отсутствие работ по гидроразрыву пласта. Было отобрано 7 опорных скважин для верейского горизонта, 31 для башкирского яруса и 28 для кыновского горизонта.



Рис. 1. Типы скважин для отбора проб: 1 – скважина с перфорацией на 1-й горизонт, опорная скважина; 2 – скважина с перфорацией на 2-й горизонт, опорная скважина; 3 – скважина с совместной перфорацией на два горизонта (одновременно-раздельная эксплуатация или общий фильтр); 4 – нагнетательная скважины

Количество скважин для определения профиля притока составило 37 скважин по верей-башкирским отложениям и 22 скважины, совместно работающие на кыновский горизонт и башкирский ярус.

2. Далее отбирались пробы и проводился лабораторный анализ этих проб. Исследовался микроэлементный состав воды и нефти: определялись щелочные и щелочноземельные металлы. Для определения микроэлементного состава флюида необходимо по 15 мл каждой фазы, а на измерение требуется немного времени. Поэтому данный вид анализа является более предпочтительным, чем стандартные анионно-катионные исследования, при этом он, конечно, не заменяет их, а только дополняет.

3. Данные лабораторного анализа обрабатывались с помощью методов математической статистки для установления уникальных характеристик разных горизонтов. Обработка проводилась путем кластеризации, а именно подбирались такие параметры состава и их комбинации, чтобы составы флюида из скважин с определенного горизонта были схожи друг с другом, чем составы из других горизонтов, с использованием геохимических критериев, а именно геохимического маркера, или геомаркера, который определяется по химическим элементам. Были определены геомаркеры для верейского горизонта, башкирского яруса и кыновского горизонта по каждому типу флюида (для воды геомаркер М1 и для нефти геомаркер М2), которые представляют собой комплексный параметр по различному соотношению всех выявленных металлов и их сумм, имеющих наибольшую статистическую важность.

 Затем строились графики и карты по распределению выявленных геомаркеров в пределах каждого горизонта.

5. Следующий этап состоял в разделении продукции добывающих скважин по различным интервалам геологического разреза, определялись профили притока (скв. 3, рис. 1). Расчет проводился на основе медианных значений по опорным скважинам и анализа соответствия «случайной» пробы этим медианам.

6. И наконец, строилась карта по найденным значениям геомаркера М1 по воде в пределах кыновского горизонта.

Объект исследования

Геохимический мониторинг продукции скважин проведен нами на всем фонде скважин рассматриваемого месторождения, эксплуатирующих залежи карбонатных верейских и башкирских пластов, а также терригенного кыновского горизонта. На рис. 2 представлена структурная карта кыновского горизонта как основного объекта разработки, где показаны точки отбора проб. Видно, что месторождение имеет активную систему поддержания пластового давления по девонскому объекту. Тектоническое строение исследуемого месторождения характеризуется расположением нефтегазоносной структуры вдоль крупного субмеридионально направленного разлома, а также наличием широтно-ориентированных разломов, секущих структуру поперек. Субширотный геологический профиль (I – I') по этому объекту представлен на рис. 3, где показаны наличие разлома и его амплитуда смещения. В этой же зоне сосредоточены скважины с максимальной накопленной добычей (рис. 2).

Результаты и обсуждение

1. Отличие флюида разновозрастных отложений по составу

В результате проведенной кластеризации (этапы 1–3) установлены такие параметры, указывающие на различие составов воды (М2) и нефти (М1) башкирского яруса и кыновского горизонта (рис. 4).



Рис. 2. Структурная карта по кровле кыновского горизонта с указанными данными по накопленной добыче и точками отбора проб



Рис. 3. Геологический профиль по линии скважин I – I' девонского резервуара

На рис. 5, 6 представлены указанные геомаркеры в порядке залегания пластов в виде отдельных графиков: геомаркер М1 для воды и геомаркер М2 для нефти. На рисунках разными цветами отмечены горизонты, с которых отобрались пробы: для башкирских и верейский отложений – серый цвет, для девонских отложений – коричневый цвет. Ось абсцисс (*x*) соответствует содержанию маркера М1 в пластовой воде, по оси ординат (*y*) отмечен порядковый номер образца в зависимости от стратиграфической приуроченности.

Наблюдается отличие в составе рассолов башкирских отложений и девона. Значения геохимического маркера М1 в пластовой воде:

- для отложений башкирского яруса изменяются от 300 до 500,
- для девонских отложений варьируются в пределах от 800 до 1350 (рис. 5).

Для скважин с совместной эксплуатацией двух объектов (D_3 kn + C_2 bsh, обозначено оранжевым цветом на рис. 5) содержание маркера М1 преимущественно приурочено к области девонских отложений. Исключения составляют некоторые скважины – по ним основной вклад в обводнение вносят отложения среднего карбона. Это 3 скважины, выделенные красным кругом, которые располагаются в пределах значения М1, равного 600–700, вместо медианы по девону в 1100, а значит по ним больший вклад в обводнение вносит башкирский ярус).

В результате исследования нефти из верейских, башкирских пластов и кыновского горизонта построен график распределения геомаркера М2 (рис. 6) По образцам нефти со скважин среднего карбона наблюдается различие по составу близко залегающих верейских и башкирских отложений. Хорошо различаются по составу горизонты среднего карбона и девона. Таким образом:

- для отложений верейского горизонта характерен диапазон значений M2 от 98 до 112;
- для отложений башкирского яруса от 74 до 94;
- для девонских отложений от 12 до 61.

Полученные результаты могут быть использованы для решения других геохимических задач. Так, найденное отличие в составе нефти верейских и башкирских пластов позволяет распределить добычу в скважинах в случае совместной выработки данных пластов, чего не было ранее сделано другими исследователями. gr M

Состав воды, М1

C2bsh 📕 D3kr

Состав нефти, М2

C2vor C2bsh

1600.0

1400,0

1200.0

1000,0

800,0

400,0 200.0

0,0

140,0

120.0

100,0 80,0

> 60,0 40,0

> 20,0

0.0



Рис. 4. Кластеризация данных и зависимость параметров M1 и M2



Рис. 5. Распределение гидрогеохимического маркера M1 в пробах воды из скважин с разной перфорацией: 1) $C_2vr + C_2bsh$; 2) C_2bsh ; 3) $D_3kn + C_2bsh$; 4) D_3kn . Горизонтальная шкала соответствует содержанию маркера в пробах, на вертикальной шкале пробы расположены в зависимости от порядкового номера и стратиграфической приуроченности

Определение профиля притока в добывающих скважинах

По составу воды и нефти каждого горизонта, установленному при анализе проб из опорных скважин, и их отличительным признакам, а именно диапазонам значений геомаркеров, можно оценить распределение добычи этих флюидов по конкретным залежам в скважинах с их совместной эксплуатацией.

По скважинам с совместной выработкой запасов нефти из залежей C₂vr и C₂bsh рассчитана доля добычи нефти с каждого из пластов путем расчета пропорций в смеси на основе значений с опорных скважин:

Смесь = Ax + By,

где A, B – искомые доли нефти каждого горизонта в смеси; x, y – средние значения геомаркера в опорных скважинах разных горизонтов.



Рис. 6. Распределение геохимического маркера M2 в пробах нефти из скважин с разной перфорацией: 1) $C_2vr+C_2bsh;$ 2) $C_2bsh;$ 3) $D_3kn+C_2bsh;$ 4) D_3kn . Горизонтальная шкала соответствует содержанию маркера в пробах, на вертикальной шкале пробы расположены в зависимости от порядкового номера и стратиграфической приуроченности

По этой формуле рассчитаны доли добытой нефти из верейских и башкирских отложений в скважинах с совместной их перфорацией, данные представлены в табл. 1. Заметим, что нефть преимущественно поступает по башкирскому ярусу. Образцов воды с верейского горизонта получить не удалось, так как этот горизонт только вступил в разработку, поэтому весь приток воды в скважинах с совместной добычей C_2 vr и C_2 bsh происходит по башкирскому ярусу.

Результаты аналогично проведенных расчетов для девонской и каменноугольной залежей нефти показывают, что в скважинах с совместной выработкой продуктивных пластов D₃kyn + C₂bsh основной приток нефти

№ п/п	Скважина	Вовлечение в добычу, %		
	-	C ₂ vr	C ₂ bsh	
1	5249	0	100	
2	5271	20,6	79,4	
3	5233	0	100	
4	5210	0	100	
5	1065E	0	100	
6	5261	0	100	
7	5130	4,3	95,7	
8	5242	0	100	
9	5115	0	100	
10	5178	0	100	
11	5263	0	100	
12	5217	0	100	
13	5266	0	100	
14	5268	0	100	
15	5131	11,5	88,5	
16	5132	5,5	94,5	
17	5177	9,5	90,5	
18	5123	0	100	
19	5165	0,8	99,2	
20	5269	0	100	
21	5239	0	100	
22	5176	1,9	98,1	
23	5125	29,5	70,5	
24	5204	0	100	
25	5186	9,1	90,9	
26	5295	13,1	86,9	
27	5163	6,1	93,9	
28	5122	11,1	88,9	
29	5238	39,7	60,3	
30	5174	18,4	81,6	
31	5216	8	92	
32	5214	17,4	82,6	
33	5212	35,3	64,7	
34	5267	0	100	
35	5274	0	100	
36	5277	1,2	98,8	
37	5296	0	100	

Табл. 1. Распределение добычи нефти из верейских и башкирских отложений в скважинах с совместной их перфорацией

наблюдается преимущественно по девонским отложениям, но имеются скважины с ее добычей и с башкирских пластов (табл. 2).

2.Выявление аномальных зон и скважин

По величинам геомаркера М1 в пластовых рассолах девонских отложения построена карта, на которой отмечается широкий диапазон его значений от 650 до 1350 (рис. 7). Этому есть объяснения. Из рисунка видно, что пробы со скважин, приуроченных к южной части девонской залежи в районе интенсивного отбора флюидов, в отличие от общего фона по залежи, характеризуются повышенным содержанием М1, приближенным к 1350, это может быть свойственно для глубинных пластовых рассолов и активного аквифера, по нашему предположению. Возможно, здесь происходит активный приток законтурной воды. В северной и центральной части месторождения наблюдается более равномерный геохимический состав по добывающим скважинам со средним значением М1, равным 900. Таким образом, наблюдается деление девонской залежи на 2 геохимические зоны.

№ п/п	Скважина	Вовлечение	в добычу, %
	-	C ₂ bsh	D ₃ kyn
1	939	53,7	46,3
2	1029	35,0	65,0
3	910	31,6	68,4
4	914	32,0	68,0
5	906	36,4	63,6
6	917	0	100
7	933	0	100
8	916/2	0	100
9	936/2	0	100
10	937/2	29,5	70,5
11	1019E/2	18,5	81,5
12	1037/2	22,1	77,9
13	300	0	100
14	643	5,4	94,6
15	1012E	71	29
16	1040	10,0	90,0
17	1069E	36	64
18	1041	85,3	14,7
19	456	84,6	15,4
20	1072E	41,3	58,7
21	1068E	69,1	30,9
22	1015E	78,9	21,1

gr M

Табл. 2. Распределение продукции добывающих скважин между девонской и каменноугольной залежами нефти



Рис. 7. Карта распределение значений маркера M1 в пробах воды кыновско-пашийских отложений

Заключение

На одном из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции применена технология геохимического мониторинга работы добывающих скважин. Проведен геохимический анализ пластовых флюидов из отложений среднего карбона и девона. Выявлены отличия по микроэлементному составу воды и нефти объектов разработки: кыновского горизонта девонской системы и башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона. Это позволило рассчитать доли извлекаемой продукции по каждому объекту разработки в скважинах с совместной эксплуатацией пластов. В большинстве случаев объектом добычи воды являются девонские пласты, но встречаются и обводненные башкирские интервалы. Выявлены также скважины с добычей жидкости не со своего пласта. По химическому составу наблюдается разделение нефтей среднего карбона и девона, а также разделение нефтей верейских и башкирских отложений между собой, что также может быть использовано для учета добычи при совместной эксплуатации скважин на данные горизонты и при работах по гидроразрыву пласта в случае распространения трещины в соседний горизонт.

В районе интенсивного отбора по девонским отложениям наблюдается несколько иной микроэлементный состав вод в отличие от общего фона по месторождению. Это, возможно, свидетельствует о притоке законтурной воды вдоль разлома и активности водонапорной системе в настоящее время, спустя 50 лет с момента ввода в разработку данного месторождения.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н. (2011). Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде. Современные проблемы науки и образования, (4), с. 1–7.

Бешенцев В.А., Семенова Т.В., Сабанина И.Г., Воробьева С.В. (2019). Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах месторождений Ямало-ненецкого нефтегазодобывающего региона. *Известия вузов. Нефть и газ*, (4), с. 39–48. https://doi. org/10.31660/0445-0108-2019-4-39-48

Гаттенбергер Ю.П. (1971). Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М.: Недра, 184 с.

Закруткин В.Е., Гибков Е.В., Скляренко Г.Ю., Решетняк О.С. (2016). Сравнительная оценка качества поверхностных и подземных вод Восточного Донбасса по гидрохимическим показателям. Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Естественные науки, (2), с. 91–99.

Карцев А.А. (1972). Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 280 с.

Киреева Т.А., Гусева О.В., Судо Р.М. (2012). Влияние химического состава пластовых вод нефтегазовых месторождений западной Сибири на разработку залежей (на примере Средне-Хулымского месторождения). Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, (2), с. 35–44.

Матусевич В.М. (1976). Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. М.: Недра, 157 с.

Никаноров А.М. (2001). Гидрохимия. СПб.: Гидрометеоиздат, 444 с. Сулин В.А. (1948). Гидрогеология нефтяных месторождений. М.-Л.: Гостоптехизлат. 480 с.

Шварцев С.Л. (1996). Общая гидрогеология. М.: Недра, 423 с.

Chowdhury M.S., Tanjil H.A., Akter S., Amin M.A., Pal S.K. (2019). Production Logging and its Implementation: A Technical Review. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 5(2), pp. 42–51. http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0502004

McMahon P.B., Kulongoski J.T., Vengosh A., Cozzarelli I.M., Landon M.K., Kharaka Y.K., Gillespie J.M., Davis T.A. (2018). Regional patterns in the geochemistry of oil-field water, southern San Joaquin Valley, California, USA. *Applied Geochemistry*, 98, pp. 127–140. https://doi. org/10.1016/j.apgeochem.2018.09.015

Shipaeva M., Sudakov V., Khairtdinov R., Sattarov A. (2019). Analysis of flow distribution in fractured-cavernous carbonate reservoir basing on tracer tests and isotope survey. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*, 19(1.2), pp. 635–642. https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.080

Shipaeva M.S., Garifullina V.I., Fayzetdinova R.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Nuriev I.A., Khuzin R.R., Salikhov D.A. (2022). Geochemical analysis of formation water as a tool for better understanding of water flooding. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1087, 012069. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1087/1/012069

Simon S., Ruwoldt J., Sjöblom J. (2020). A critical update of experimental techniques of bulk and interfacial components for fluid characterization with relevance to well fluid processing and transport. *Advances in Colloid and Interface Science*, 277, 102120. https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102120

Сведения об авторах

Мария Сергеевна Шипаева – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Камиля Рустемовна Талипова – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Владислав Анатольевич Судаков – директор, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», заместитель директора по инновационной деятельности, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, директор Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 7

Артур Альбертович Шакиров – генеральный директор, ООО «Геоиндикатор»; заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 15.09.2023; Принята к публикации 23.11.2023; Опубликована 30.12.2023



IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Flow Profile Estimating in production wells based on chemical composition of fluids (an example on Volga-Ural Petroleum and Gas Province)

M.S. Shipaeva^{1,2*}, K.R. Talipova¹, V.A. Sudakov¹, D.K. Nurgaliev¹, A.A. Shakirov²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Geoindicator LLC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Maria S. Shipaeva, e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Abstract. Current problems in mature oil fields are high water cut and flow profile estimating of oil and associated brines from different layers. To establish the flow profile in production wells, geophysical research (Production Logging) is traditionally used by lowering special equipment into the well. Production Logging requires production stops and labor costs. Geochemical methods (Production Geochemistry) are used as an alternative solution: sampling is simple and efficient, which makes it possible to cover all the interesting area. Moreover, sampling does not require stopping the well. The geochemical method uses individual indicators of the composition of formation fluids produced from different perforation intervals. In this work, geochemical studies were carried out using wellhead samples from more than 100 wells, with single perforation for carbonate and terrigenous reservoirs. Some wells have joint exploitation of these formations. An automated algorithm was used to identify the distinctive characteristics of each formation based on the composition of the produced brines and oils. Data on the chemical composition of fluids from different development objects made it possible to determine the flow profiles in wells with joint production. Based on the results of the studies, the Devonian reservoir of the field under consideration is divided into 2 parts northern and southern, which differ in the chemical composition of formation fluids. The same separation of the deposits into 2 parts is noted by field development analysis: over the past 50 years, the main production of oil and associated brines has been concentrated in the southern part of the deposit, confined to the fault, where the active work of the aquifer is assumed. It is recommended to use the obtained data for history matching of the reservoir simulation model.

Keywords: geochemistry, geoindicator, faults, terrigenous and carbonate reservoir, field development, flow profile

Recommended citation: Shipaeva M.S., Talipova K.R., Sudakov V.A., Nurgaliev D.K., Shakirov A.A. (2023). Flow Profile Estimating in production wells based on chemical composition of fluids (an example on Volga-Ural Petroleum and Gas Province). *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 121–127. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.9

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

References

Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N. (2011). Problems of increasing the reliability of computer models of natural and technogenic salt deposition in the geological environment. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, (4), pp. 1–7. (In Russ.)

Beshentsev V.A., Semenova T.V., Sabanina I.G., Vorobjeva S.V. (2019). Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, (4), pp. 39–48. (In Russ.) https://doi. org/10.31660/0445-0108-2019-4-39-48

Chowdhury M.S., Tanjil H.A., Akter S., Amin M.A., Pal S.K. (2019). Production Logging and its Implementation: A Technical Review. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 5(2), pp. 42–51. http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0502004

Gattenberger Yu.P. (1971). Hydrogeology and hydrodynamics of groundwater. Moscow: Nedra, 184 p. (In Russ.)

Kartsev A.A. (1972). Hydrogeology of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 280 p. (In Russ.)

Kireeva T.A., Guseva O.V., Sudo R.M. (2012). The influence of the chemical composition of formation waters of oil and gas fields in Western Siberia on the development of deposits (using the example of the Sredne-Khulymskoye field). *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, (2), pp. 35–44. (In Russ.)

Matusevich V.M. (1976). Geochemistry of groundwater in the West Siberian oil and gas basin. Moscow: Nedra, 157 p. (In Russ.)

McMahon P.B., Kulongoski J.T., Vengosh A. et al. (2018). Regional patterns in the geochemistry of oil-field water, southern San Joaquin Valley, California, USA. *Applied Geochemistry*, 98, pp. 127–140. https://doi. org/10.1016/j.apgeochem.2018.09.015

Nikanorov A.M. (2001). Hydrochemistry. St.Petersburg: Gidrometeoizdat, 444 p. (In Russ.)

Shipaeva M., Sudakov V., Khairtdinov R., Sattarov A. (2019). Analysis of flow distribution in fractured-cavernous carbonate reservoir basing on tracer tests and isotope survey. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*, 19(1.2), pp. 635–642. https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.080

Shipaeva M.S., Garifullina V.I., Fayzetdinova R.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Nuriev I.A., Khuzin R.R., Salikhov D.A. (2022). Geochemical analysis of formation water as a tool for better understanding of water flooding. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1087, 012069. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1087/1/012069

Shvartsev S.L. (1996). General hydrogeology. Moscow: Nedra, 423 p. (In Russ.)

Simon S., Ruwoldt J., Sjöblom J. (2020). A critical update of experimental techniques of bulk and interfacial components for fluid characterization with relevance to well fluid processing and transport. *Advances in Colloid and Interface Science*, 277, 102120. https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102120

Sulin V.A. (1948). Hydrogeology of oil fields. Moscow – Leningrad: Gostoptekhizdat, 480 p. (In Russ.)

Zakrutkin V.E., Gibkov E.V., Sklyarenko G.Yu., Reshetnyak O.S. (2016). Comparative assessment of the quality of surface and groundwater in Eastern Donbass based on hydrochemical indicators. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Severo-Kavkazskii region. Estestvennye nauki*, (2), pp. 91–99. (In Russ.)

About the Authors

Maria S. Shipaeva – Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Kamilya R. Talipova – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director for Innovations, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University 4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Danis K. Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice-

Rector for Earth Sciences, Kazan Federal University 7 Chernyshevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Artur A. Shakirov – CEO, Geoindicator LLC 13 Lenina st., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

> Manuscript received 15 September 2023; Accepted 23 November 2023; Published 30 December 2023

> > www.geors.ru ГЕОРЕСУРСЫ 127

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.11

УДК 622.276

Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали в пластах-коллекторах нефтяных залежей турнейского яруса

gr MM

С.В. Сидоров, З.М. Ризванова^{*}, А.А. Леонтьев, Н.Г. Нургалиева, С.П. Новикова Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В статье предложена методика экспресс-оценки определения положения водонефтяного контакта (BHK), установления границ зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного и снижающегося сопротивления на залежах нефти турнейского возраста нижнего карбона на одном из месторождений Республики Татарстан. В качестве исходных данных использованы значения удельного электрического сопротивления (УЭС) эффективных пропластков из каталога геолого-геофизических данных, определённые по кривым индукционного каротажа. В ходе анализа использованы данные результатов интерпретации геофизических исследований двухсот с лишним скважин. Рассмотрено изменение электрических свойств залежей по вертикали, используя средние значения УЭС эффективных пропластков, осреднённых по всем скважинам. Выявлено, что по значениям УЭС в карбонатных массивных залежах турнейского возраста по вертикали возможно выделение различных зон нефтенасыщения. Сделан вывод о том, что начальная нефтенасыщенность растёт от ВНК вверх не экспоненциально, как в функции Леверетта, а линейно в каждой зоне.

Ключевые слова: водонефтяной контакт, переходная зона, удельное электрическое сопротивление, индукционный каротаж, турнейский ярус, нефтеносные карбонатные отложения

Для цитирования: Сидоров С.В., Ризванова З.М., Леонтьев А.А., Нургалиева Н.Г., Новикова С.П. (2023). Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали в пластах-коллекторах нефтяных залежей турнейского яруса. *Георесурсы*, 25(4), с. 128–137. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.11

Введение

Определение положения водонефтяного контакта (ВНК), границ зоны окисленной нефти, переходной зоны и зоны предельного нефтенасыщения является важной геолого-промысловой задачей при изучении геологического строения и планировании разработки массивных залежей нефти.

Исследователи отмечают (Литвин и др., 2009), что выработка запасов нефти в переходных зонах происходит в 1,5–2,0 раза медленнее по сравнению с зонами предельного нефтенасыщения. В переходных зонах часто наблюдается опережающее обводнение продукции добывающих скважин. Следовательно, наличие переходных зон должно учитываться при обосновании коэффициентов извлечения нефти (КИН) для более достоверного учёта начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ). Неполная информация о переходных зонах может осложнять выработку запасов нефти залежи.

Исследования по определению коэффициента светопоглощения нефтей (Ишкаев, Габдуллин, 1998) показывают, что с приближением к ВНК нефть становится всё более окисленной из-за химической активности подошвенных вод. Исследование керна из прослоев коллекторов нижней части переходной зоны подтверждает, что в этой зоне развита битуминизация, в связи с чем в коллекторах наблюдается снижение эффективной пористости более чем в 2 раза и проницаемости более чем в десятки раз. Зона битуминизации является естественным экраном между нефтяными и водоносными частями залежи, который может препятствовать прорыву подошвенных вод. Наличие изолирующего слоя в подошве залежи также сказывается на системе разработки, т.к. снижает энергетические возможности подошвенной воды при разработке на естественном режиме (Матяшов и др., 2004).

Недостаток информации может привести к тому, что зона окисленной нефти разрушится в ходе разработки продуктивных объектов. При этом запускается процесс преждевременного заводнения залежей нефти. Поэтому установлению границ зон окисленной нефти необходимо уделять повышенное внимание.

Установление начального положения ВНК на массивной карбонатной залежи нефти при интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) является сложной задачей. Особенно, если у ВНК опробование не проводилось или было некачественным.

В настоящей статье изучается изменение удельного электрического сопротивления (УЭС) эффективных прослоев по вертикали в залежах турнейского возраста на одном из месторождений Республики Татарстан. Месторождение нефти расположено в северной части западного склона Южно-Татарского свода.

На значения УЭС коллекторов интерпретатор материалов ГИС влияет наименьшим образом, а погрешности определения значений УЭС по кривым индукционного



^{*} Ответственный автор: Зиля Марселевна Ризванова

e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

каротажа (ИК) сглаживаются при осреднении массива сопротивлений.

Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали.

В большинстве случаев (Lian et al., 2016; Гималтдинова и др., 2011; Антипин, Белкина, 2016) для распределения нефтенасыщенности в трёхмерных геологических моделях (ГМ) применяют J-функцию Леверетта (Leverett, 1941), которая вычисляется с использованием данных капилляриметрии на образцах керна. Также существуют модели Брукса – Кори (Brooks, Corey, 1964), Тиксье (Дахнов, 1985), Кожевникова Д.А., Коваленко К.В. (Кожевников, Коваленко, 2011; Кожевников и др., 2013), все они также основаны на данных измерений капиллярного давления на образцах керна.

При моделировании начального насыщения в залежах с использованием J-функции переход между зоной предельного насыщения и переходной зоной сглаживается и не выделяется в явном виде, что затрудняет обоснование отметки низа перфорации для получения притоков относительно безводной нефти. Геологической службой на промыслах при определении интервалов перфорации использует оперативные заключения по ГИС. На их основании не всегда можно установить интервал залегания переходной зоны, вследствие чего она может быть вскрыта. В таких случаях скважинная продукция чаще всего быстро обводняется.

Целью настоящего исследования является определение положения ВНК, установление границ зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного и снижающегося УЭС. В работе термин «ВНК» является синонимом термина «зеркало свободной воды» («ЗСВ»).

Сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение нефти разделено на два участка: на первом участке эксплуатируются четыре залежи, на втором – две залежи (рис. 1). Залежи сложены карбонатными породами. Тип залежей – массивный. Залежи разбурены вертикальными и наклонно-направленными скважинами. В районах поднятий пробурено



Рис. 1. Обзорная схема расположения турнейских залежей: • – скважины, в которых проведено опробование пластов на наиболее низких отметках

более 200 скважин, некоторые из которых попали в законтурную зону.

Методика

В ходе исследования использовались результаты интерпретации материалов ГИС (РИГИС), полученные с помощью программного продукта «Гиснейро» (Validov et al., 2017; Validov et al., 2021) и представленные в виде каталога геолого-геофизических данных (ГГД) (табл. 1). Предметом исследования является обозначенная светлосерым цветом колонка кажущегося УЭС, определённого по каждому эффективному прослою по кривой ИК. Скважины, в которых не проводился ИК, в исследовании не участвовали.

На первом этапе в каталог ГГД добавлялась колонка, обозначенная тёмно-серым цветом, в которой рассчитывалась абсолютная отметка середины эффективного пропластка (табл. 1).

	Границы эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных отложений нижнего кар									арбона			
N⁰	Альт.,	Глуб.,	Удл.,	Индекс	Глуб	ина, м		Абс.отм, м			олщина,	Геофиз.	
скв,	М	М	М	пласта	кровли	подошвы	кровли	подошвы	середина	Но, м	Нн, м	Нв, м	парам.
год													крі_ик, Омм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1024	205,2	1130	48,62	C1t	1159,8	1185,0	-905,2	-929,9		24,7	11,5	3,7	
2006				Скз-1	1159,8	1179,2	-905,2	-924,1		18,9	11,5	0	
					1161,4	1164,3	-906,8	-909,6	-908,2	2,8	2,8	0	30,3
					1164,9	1165,5	-910,2	-910,8	-910,5	0,6	0,6	0	24,0
					1166,9	1168,6	-912,1	-913,8	-913,0	1,7	1,7	0	40,8
					1169,2	1170,2	-914,4	-915,4	-914,9	1,0	1,0	0	31,1
					1171,1	1172,1	-916,2	-917,2	-916,7	1,0	1,0	0	23,8
					1172,1	1173,2	-917,2	-918,3	-917,8	1,1	1,1	0	21,7
					1174	1175,1	-919,1	-920,1	-919,6	1,0	1,0	0	20,7
					1176,8	1177,7	-921,8	-922,7	-922,3	0,9	0,9	0	18,2
					1177,7	1179,2	-922,7	-924,1	-923,4	1,4	1,4	0	14,2
					1179,8	1180,4	-924,7	-925,3	-925,0	0,6	0	0,6	11,2
					1181,4	1182,0	-926,3	-926,9	-926,6	0,6	0	0,6	9,9
					1182,5	1185,0	-927,4	-929,9	-928,7	2,5	0	2,5	9,7



Прежде чем устанавливать положение ВНК, рассмотрим изменение электрических свойств залежей по вертикали, используя средние значения УЭС эффективных пропластков, осреднённых по всем скважинам. На рис. 2 приведено сопоставление по УЭС залежей на участках 1 и 2. Согласно представленному графическому материалу, можно отметить, что УЭС залежей на участках 1 и 2 отличаются друг от друга. На участке 1 залежи имеют примерно одинаковое распределение средних значений УЭС по разрезу. Все они характеризуются наличием переходной зоны выше ВНК, зоной предельного УЭС в средней части залежи и зоной снижающегося УЭС в верхней части залежи. В отличие от залежей участка 1, залежь 6 участка 2 характеризуется узкой зоной снижающегося УЭС, а вместо зоны предельного УЭС в залежах 5 и 6 есть зона растущего УЭС. Предполагаемый уровень ВНК в залежи 5 расположен примерно на 20 м выше, чем в залежах участка 1. Распределение значений УЭС в нижней части залежи 6 неясное из-за того, что скважины не вскрыли водоносные пласты.

Далее рассматривается обоснование положения ВНК отдельно по каждой залежи.

Залежь 1

На рис. За показано изменение кажущегося УЭС в эффективных пропластках по высоте вскрытого разреза турнейских отложений по 81 скважине. Вероятное

положение начального ВНК залежи, судя по сниженным значениям УЭС пропластков, отмечается около абсолютных отметок (а.о.) от -937,0 до -947,0 м, но, поскольку значения кажущегося УЭС «размазаны» в довольно широком диапазоне, точное положение ВНК в этом случае определить затруднительно.

Определившись с областью интереса, задаём переменный шаг осреднения по высоте: 5,0 м до а.о. -937,0 м; 1,0 м в интервале а.о. от -937,0 до -947,0 м (для более точного установления положения ВНК); 5,0 м ниже а.о. -947,0 м. На рис. Зб показаны осреднённые значения УЭС пропластков.

Выше а.о. -915,0 м отмечается зона высокого УЭС (55-75 Омм), что говорит о предельном нефтенасыщении эффективных прослоев и позволяет предположить, что выше этой отметки возможно получение долговременных притоков безводной нефти. Верхние три точки отклоняются от высокоомной зоны в низкоомную - это зона снижающегося УЭС. Эта зона, расположенная выше абсолютной отметки -887,5 м, по мнению авторов, связана с особенностями пустотного пространства карбонатов.

В интервале а.о. от -915,0 до -941,6 м отмечается переходная зона залежи - среднее УЭС снижается приблизительно с 63 Омм до 10 Омм. Высота переходной зоны составляет около 27,0 м. В этой зоне возможно быстрое обводнение скважинной продукции.

Ниже а.о. -941,6 м в водоносных пластах среднее значение УЭС изменяется от 13 Омм до 6 Омм. Возможное

-886 -890 -892 -894 -896 -898 -900 -902 -904 892 892 -896 -898 -900 -902 -904 -906 Залежь 1 на предельного -906 -908 -910 -912 -914 -916 -920 -922 -924 -926 -928 -930 сопротивления -908 -908 -910 -912 -914 -916 -918 Абсолютная отметка. м. Переходная зона отметка, ▲ Залежь 2 -920 -922 -924 -926 -928 -930 Зона детализации ная ВНК залежей Залежь З -932 -934 -936 -938 -940 -942 -944 -946 -948 -950 -952 -954 -956 -958 -960 -962 -964 -966 -968 -970 -972 Переходная зон -932 Водонасышенные -934 -936 -938 -940 -942 -944 -946 -948 -950 -952 -954 -956 -958 -960 -962 -964 -966 -968 -970 -972 пласты 🔳 Залежь 4 она детализаци **±**4 ВНК залежей Водонасыщенные --974 -974 20 40 60 80 100 20 40 60 80 100 Среднее значение кажушегося УЭС эффективных пропластков. Омм. Среднее значение кажущегося УЭС эффективных пропластков, Омм

Рис. 2. Электрическая характеристика залежей по вертикали по кажущимся средним значениям УЭС (турнейский ярус, все залежи, все скважины)



gr∧∕∾



Рис. 3. Изменение кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 1, турнейский ярус), УПУ – условный подсчётный уровень

положение ВНК в залежи отмечается на а.о. –941,0 м, однако положение ВНК может колебаться около этой отметки.

Для более точного установления начального положения ВНК использовалась выборка по 36 скважинам с удлинением до 100 м. Переменный шаг осреднения по вертикали составил: 2,0 м – в интервале а.о. от –916,0 м до –938,0 м; 1,0 м – в интервале а.о. от –938,0 до –947,0 м (табл. 2). На рис. 3в показаны осреднённые значения УЭС пропластков. На а.о. –940,4 м отмечается повышенное значение УЭС, равное 18,8 Омм, сопоставимое с влиянием на УЭС оторочки из окисленной нефти, залегающей в подошве залежи.

В интервале а.о. от -916,0 м до -941,0 м отмечается переходная зона залежи – среднее УЭС снижается приблизительно от 63,8 Омм до 11,4 Омм. Ниже а.о. -941,0 м в водоносных пластах среднее значение УЭС изменяется от 14,3 Омм до 7,6 Омм.

При пересечении линейных графиков распределения УЭС переходной и водоносной зон H_{a.o.} = 0,4684·УЭС – 945,6 и H_{a.o.} = 2,008·УЭС – 960,8 начальное положение

Диапазон	изменения	Шаг	Число	Среднее	значение	Примечание
абс. с	тм., м	выборки, м	значений, ед.		V2C Out	
верх	низ			аос. отм., м	У ЭС, ОММ	
-916,0	-918,0	2	16	-917,0	63,8	
-918,0	-920,0	2	20	-919,2	51,9	
-920,0	-922,0	2	16	-921,0	55,6	
-922,0	-924,0	2	17	-923,0	47,4	
-924,0	-926,0	2	21	-924,9	42,1	
-926,0	-928,0	2	17	-926,9	40,9	Π
-928,0	-930,0	2	19	-929,0	31,8	Переходная зона
-930,0	-932,0	2	18	-931,1	33,5	нефтяной залежи
-932,0	-934,0	2	8	-933,3	24,7	
-934,0	-936,0	2	13	-934,8	19,6	
-936,0	-938,0	2	12	-937,1	18,2	
-938,0	-939,0	1	5	-938,7	16,7	
-939,0	-940,0	1	5	-939,6	11,4	
-940,0	-941,0	1	6	-940,4	18,8*	Окисленная нефть
-941,0	-942,0	1	2	-941,8	9,4	
-942,0	-943,0	1	5	-942,5	9,3	
-943,0	-944,0	1	4	-943,7	8,5	Водонасыщенные
-944,0	-945,0	1	5	-944,6	14,3**	пласты
-945,0	-946,0	1	5	-945,7	7,6	
-946,0	-947,0	1	3	-946,8	9,5**	

Табл. 2. Исходная таблица для построения диаграммы, представленной на рис. 3в (пример). * – влияние на УЭС окисленной нефти; ** – влияние на УЭС уплотных прослоев

ВНК залежи отмечается на а.о. –941,0 м, граничное значение УЭС, разделяющее нефтенасыщенные и водоносные пропластки, составляет 9,9 Омм.

gr M

Результаты исследования изменения УЭС сопоставлены с данными по добыче, т.к. с а. о. –941,0 м опробование пласта не проводилось. При подсчёте запасов нефти условный подсчётный уровень (УПУ) залежи принят в скв. № 1 (рис. 1) по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о. -940,6 м (здесь и далее ссылка на запасы нефти не даётся в связи с конфиденциальностью). В этой же скважине получен начальный приток нефти дебитом 13,7 т/сут при положении низа перфорации на а.о. -940,1 м. Кровля водоносного прослоя отмечается в вертикальной скв. № 2 (рис. 1) на а.о. –942,7 м. Таким образом, установленный на а.о. -941,0 м по средним значениям УЭС начальный уровень ВНК находится между низом перфорации (а.о. -940,1 м) и кровлей водонасыщенного пласта по ГИС (а.о. -942,7 м), что позволяет рассматривать а.о. -941,0 м, как наиболее вероятное начальное положение ВНК.

Между водоносными и нефтеносными пропластками выявлена зона повышенных значений УЭС между а.о. –941,0 м и –939,6 м, отождествляемая с зоной окисленной нефти. Не исключено, что эти 1,4 м зоны с окисленной нефтью могут являться своеобразным водоупором и могут препятствовать проникновению подошвенных вод в нефтяную залежь. Однако при сильном воздействии на зону окисленной нефти при проведении обработок призабойной зоны (ОПЗ) пластов в скважинах, возможно её разрушение и, как следствие, подъём подошвенных вод по трещинам к перфорациям скважин.

Залежь 2

На рис. 4 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с шагом 5,0 м по всем скважинам. Результаты достаточно ясны, поэтому детализация не требуется.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков H_{a.o.} = 0,654·УЭС – 945,9 и H_{a.o.} = 23,32·УЭС – 1125,7 на а.о. –940,7 м при граничном значении УЭС – 8,0 Омм. Переходная зона залегает между а.о. –940,7 и –927,4 м, её толщина составляет около 13 м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скв. № 3 (рис. 1) на а.о. –928,6 м, что подтверждено опробованием: при положении низа перфорации на а.о. –928,0 м получен приток нефти дебитом 8,3 т/сут. Кровля водоносного прослоя отмечается в вертикальной скв. № 4 (рис. 1) на а.о. –930,0 м.

Однако, с а.о. низа перфорации –929,3 м в скв. № 5 (рис. 1) после соляно-кислотной обработки (СКО) (закачано под давлением 2 м³ HCl 12%) получен приток 0,06 м³/сут густой нефти и 3,2 м³/сут пластовой воды плотностью 1,14 г/см³.

Самая низкая а.о. низа перфорации –931,9 м отмечается в скв. № 6 (рис. 1). После СКО (закачано под давлением 2 м³ HCl 12%) получен приток 0,20 м³ нефти и 6,3 м³ воды плотностью 1,13 г/см³.

Обобщая результаты опробования, следует отметить их противоречивость – почти с одинаковых отметок





Рис. 4. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 2, турнейский ярус, все скважины)

получены притоки как нефти, так и воды. Сомнительным в данном случае является способ применения СКО под давлением в переходной зоне, т.к. это может приводить к разрушению перемычки из окисленной нефти (как в скв. №№ 5, 6 (рис. 1)) в подошве залежи и обводнению скважин по системе трещин, ранее занятых окисленной нефтью.

Учитывая близкое расположение залежей 1 и 2, вероятно, что они имеют единое начальное положение ВНК в районе а.о. от –940,7 до –941,0 м и могут являться единой залежью.

Залежь З

На рис. 5 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с шагом 5,0 м по всем скважинам. Результаты достаточно ясны, поэтому детализация не требуется.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков $H_{a.o.} = 0,4971 \cdot Y \Im C - 948,1$ и $H_{a.o.} = 17,234 \cdot Y \Im C - 1105,2$ на а.о. -943,4 м при граничном значении $Y \Im C - 9,4$ Омм. Переходная зона залегает между отметками -943,4 м и -926,0 м, её толщина составляет около 17 м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о. –936,1 м в скв. № 7 (рис. 1). По данным опробования gr



Рис. 5. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 3, турнейский ярус, все скважины)

в этой скважине при положении низа перфорации на а.о. -935,2 м получена вода с плёнкой нефти.

Однако результаты освоения эксплуатационных скважин говорят о том, что положение ВНК может быть глубже. В скв. №№ 8, 9 (рис. 1) безводная нефть при компрессировании получена при нижней а.о. перфорации –937,7 м, а в скв. № 10 (рис. 1) – а.о. –941,4 м. Приток чистой воды в скв. № 11 (рис. 1) получен из интервала перфорации 1262,4–1265,6 м (а.о. от –942,9 до –946,1 м).

Полученные результаты опробования, освоения и эксплуатации указывают на то, что вероятное положение ВНК может находиться около а.о. –943,4 м, определённой по изменению наклона линейных графиков средних значений УЭС эффективных пропластков.

Залежь 4

На рис. 6 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев с переменным шагом 5,0 м и 2,0 м по всем скважинам. Переход на шаг в 2,0 м обусловлен необходимостью детализации поведения УЭС в районе предполагаемого положения ВНК.

Вероятное начальное положение ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков H_{a.o.} = 0,4036·УЭС – 949,8 и H_{a.o.} = 3,5483·УЭС – 975,6 на а.о. –946,5 м при граничном значении УЭС – 8,2 Омм. Переходная



Рис. 6. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 4, турнейский ярус, все скважины)

зона залегает между а.о. –946,5 м и –930,0 м, её толщина составляет около 16 м.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта на а.о. –942,1 м в скв. № 12 (рис. 1). По данным опробования компрессированием при положении низа перфорации на а.о. –942,1 м получен приток нефти дебитом 12,96 т/сут.

При опробовании в скв. № 13 (рис. 1) из интервала перфорации 1152,0–1156,0 м (а.о. от –941,8 до –945,5 м) при компрессировании получен приток нефти и воды дебитом 3,4 т/сут и 1,4 м³/сут соответственно.

Таким образом, предполагаемая отметка ВНК –946,5 м, определённая по поведению УЭС, на практике подтверждается результатами опробования в скв. № 13 (рис. 1).

Залежь 5

На рис. 7 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев по вертикали с шагом 5 м по всем скважинам.

Вероятное положение начального ВНК отмечается на пересечении двух линейных графиков Н_{а.о.} = 0,4237·УЭС – 925,1 и Н_{а.о.} = 6,5216·УЭС – 986,9 на а.о. –920,8 м при граничном значении УЭС – 10,1 Омм. Переходная зона залегает между отметками –920,8 и –896,0 м, её толщина составляет около 26 м.



Рис. 7. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 5, турнейский ярус, все скважины)

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя на а.о. –917,7 м в скв. № 14 (рис. 1). После опробования при положении низа перфорации на а.о. –914,6 м, получен дебит нефти 5,5 т/сут.

В скв. № 15 (рис. 1) из интервала перфорации 1059,0– 1063,0 м (а.о. от –911,6 до –915,6 м) при компрессировании получен приток воды дебитом 3,8 м³/сут.

В скв. № 16 (рис. 1) из интервала перфорации 1346,0– 1350,0 м (а.о. –916,8 до –919,9 м) после СКО (4 м³ HCl 12%) при свабировании получен приток воды дебитом 3,8 м³/сут.

Исходя из результатов опробования и освоения, можно отметить, что применение СКО внизу переходной зоны, как уже отмечалось выше, приводит к резкому прорыву подошвенной воды. Это, в конечном итоге, не позволяет определить начальное положение ВНК. Из-за этого остаются неясными продуктивная характеристика переходной зоны и положение ВНК. Таким образом, предполагаемое начальное положение ВНК на а.о. –920,8 м, определённое по поведению УЭС эффективных прослоев, вполне может соответствовать действительности.

Залежь б

Наиболее интересное обоснование положения ВНК относится к залежи 6. На залежи пробурено всего 8 скважин,

из которых 4 не вскрыли переходную зону, а остальные 4 скважины не вскрыли водоносные пласты.

На рис. 8 представлено распределение средних значений УЭС эффективных прослоев по вертикали с шагом 5,0 м по всем скважинам. Т.к. результаты определения начального положения ВНК по УЭС из-за неполноты данных неоднозначны, то рассмотрено два варианта.

В первом варианте при пересечении графика H_{a.o.} = 0,1916·УЭС – 921,1 с линией граничного УЭС, равного 10,1 Омм (по аналогии с залежью 5) предполагаемое положение ВНК отмечается на а.о. –919,1 м.

Во втором варианте при пересечении графика H_{a.o.} = 0,6448 ·УЭС – 943 с линией граничного УЭС, равного 10,1 Омм (по аналогии с залежью 5) предполагаемое положение ВНК отмечается на а.о. –936,5 м.

Вероятнее всего, второй вариант является более правдоподобным, т.к. средние значения УЭС в переходной зоне № 2 выше значений УЭС водоносных пластов. Если сравнивать распределение значений УЭС залежей 5 и 6, можно отметить уменьшение значений УЭС залежи 6 относительно залежи 5. Распределения УЭС по вертикали по форме очень похожи, что и позволяет их сравнивать. В залежи 5 верхняя точка зоны предельного насыщения находится на а.о. -867,7 м, а в залежи 6 – на а.о. -883,1 м, разница составляет 15,4 м. На залежи 5 верхняя точка



Рис. 8. Изменение среднего кажущегося УЭС по вертикали (Залежь 6, турнейский ярус, все скважины)

переходной зоны находится на а.о. –897,3 м, в залежи 6 – на –911,7 м, разница составляет 14,4 м. Таким образом, смещение значений УЭС залежи 6 относительно залежи 5 составляет около 15 м. Убавив 15 м из значения а.о. –897,3 м, соответствующего верхней точке переходной зоны, получим значение предполагаемого положения ВНК на а.о. –935,8 м. Это близко к положению ВНК –936,5 м, полученному во втором варианте при использовании графика Н_{а.о.} = 0,6448 УЭС – 943.

Изучение изменения кажущегося электрического сопротивления по вертикали.

При подсчёте запасов нефти УПУ залежи принят по данным ГИС по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя на а.о. –914,2 м в скв. № 17 (рис. 1).

Самая низкая отметка низа перфорации –910,7 м, с которой получен приток безводной нефти, отмечается в скв. № 18 (рис. 1). Ниже этой отметки опробование не проводилось, поэтому судить о насыщении ниже отметки –910,7 м проблематично. Чтобы дать ответ на этот вопрос, рекомендуется провести опробование на более низких отметках.

Обобщая всё сказанное по залежи 6, можно предположить, что вероятнее всего начальное положение ВНК находится на отметке –936,5 м (второй вариант). Поскольку залежи 5 и 6 находятся рядом, то значительное различие отметок ВНК может говорить либо об узком прогибе, либо о разломе между ними. Уточнить положение ВНК можно при бурении новых глубоких скважин, либо при углублении существующих.

Зоны предельного насыщения (зоны растущего УЭС) на залежах 5 и 6 имеют конфигурацию УЭС, схожую с распределением УЭС переходных зон. Данная особенность может быть связана с тем, что залежи могли испытывать поднятие в процессе формирования. В результате в залежах «запечатлелись» старая (верхняя) и новая (нижняя) переходные зоны, что вероятно накладывает свои особенности при их разработке. Таким образом, по форме зон предельного сопротивления можно предполагать воздействие тектонического фактора на процесс формирования залежей нефти.

В табл. 3 представлено сравнение значений УПУ (по данным ГКЗ) и положений ВНК (полученные авторами) по залежам.

Как видно из представленной таблицы, разница между УПУ и положением ВНК по залежам колеблется от 0,4 м до 22,2 м. Авторы связывают это с низкой изученностью переходных зон из-за некачественного опробования, а также с высокой вероятностью получения обводненной нефти или воды при освоении этих зон.

-						
	N⁰	УПУ, м	ВНК, м	Разница,	УЭС гр,	Примечание
	залежи			М	Омм	
	1	-940,6	-941,0	0,4	9,9	Возможно
	2	-928,9	-940,7	11,8	8,0	объединение залежей
	3	-936,1	-943,4	7,3	9,4	-
	4	-942,0	-946,5	4,5	8,2	-
	5	-917,7	-920,8	3,1	10,1	Возможен разлом или
	6	-914,3	-936,5	22,2	10,1*	узкий прогиб между залежами

Табл. 3. Сравнение значений УПУ с положением ВНК. * – значение принято по залежи 5

Заключение

Проанализированы данные УЭС ИК по более чем двумстам скважинам, пробуренным на нефтяные залежи турнейского возраста одного из месторождений Республики Татарстан. На месторождении выявлено 6 залежей нефти с разными уровнями УПУ. По поведению значений УЭС спрогнозированы начальные положения ВНК. При изучении распределения средних значений УЭС по разрезу выявлены следующие особенности строения залежей нефти (снизу вверх): наличие зоны окисленной нефти, переходной зоны, зоны предельного УЭС и зоны снижающегося УЭС. Зона снижающегося УЭС в верхней части залежей, по мнению авторов, связана с особенностями пустотного пространства коллекторов. Значения граничного УЭС, разделяющие водоносные и нефтеносные пропластки на исследуемом месторождении, составляют 8-10 Омм.

Проанализированы расхождения значений УПУ, утверждённых ГКЗ, и положения ВНК, полученные в результате анализа осреднённых данных УЭС ИК. Все значения УПУ расположены выше прогнозируемых отметок ВНК и приурочены к переходным зонам. Значения УПУ варьируют в пределах а.о. –914,3 м (залежь 6) – 940,6 м (залежь 1), положения ВНК варьируют от а.о. –920,8 м (залежь 5) до а.о. –946,5 м (залежь 4). Обоснование УПУ в карбонатах при подсчёте запасов нефти зачастую зависит не от реального положения ВНК, а от результатов опробования или освоения пластов – чем они неопределённее, тем выше УПУ.

В результате проделанной работы сделаны следующие выводы по характеристике распределения нефтенасыщенности и по возможным геологическим особенностям месторождения.

1. В целом начальная нефтенасыщенность в залежи (как функция кажущего УЭС эффективных прослоев) вверх от начального положения ВНК растёт не экспоненциально, как в функции Леверетта, а линейно в каждой зоне.

2. По результатам анализа распределения УЭС по вертикали между залежами 5 и 6 возможно наличие разлома или узкого прогиба. Смещение между начальными уровнями ВНК составляет около 15 м.

3. По форме зон предельного УЭС можно предполагать воздействие тектонического фактора на процесс формирования залежей нефти.

Данную методику можно применять как экспрессметод для определения положения ВНК, установления границ зон окисленной нефти и переходных зон. Изучение переходных зон и зон битуминизации необходимо для корректной геометризации, подсчёта запасов и создания оптимальных систем разработки залежей нефти турнейского возраста.

В геологической модели в интервалах залегания окисленной нефти, переходной зоны, зон предельного и снижающегося сопротивления необходимо отдельно моделировать нефтенасыщенность по полученным трендам.

При опробовании пластов в переходной зоне рекомендуется применять наиболее щадящие методы вскрытия и воздействия на пласт для сохранения целостности зоны окисленной нефти, так как эта зона является водоупором и может препятствовать преждевременному обводнению продукции. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Антипин Я.О., Белкина В.А. (2016). Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, (2), с. 51–57.

Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова Г.Г. (2011). Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта. *Вестн. Моск. ун-та. сер. 4. Геология*, (4), с. 71–74.

Дахнов В.Н. (1985). Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Москва: Недра, с. 310.

Ишкаев Р.К., Габдуллин Р.Г (1998). Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин. Тюмень: Вектор-Бук, с. 212.

Кожевников Д.А., Коваленко К.В. (2011). Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М: Изд. центр РГУ нефти и газа, с. 219.

Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Дешененков И.С., Петров А.Н. (2013). Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства. *Теоретические технологии поисков и разведки нефти и газа*, (4), с. 51–56.

Литвин В.В., Сарваров А.Р., Владимиров И.В., Хальзов А.А. (2009). Особенности разработки контактных водонефтяных пластов при наличии переходных зон. *Геология, геофизика и разработка нефтяных* и газовых месторождений, (2), с. 52–56.

Матяшов С.В., Зотиков В.И., Слизовский В.А., Спасибко В.Д., Спасибко А.В. (2004). Изоляция нефтяных залежей в процессе постседиментационных изменений. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, (5), с. 27–30

Brooks R.H., Corey A.T. (1964). Hydraulic properties of porous media. Colorado State University Hydrology, (3), pp. 5–19.

Leverett M.C. (1941). Capillary behavior in porous solids. Petrol. Transactions. *AIME*, pp. 152–169. https://doi.org/10.2118/941152-G

Lian P.Q., Tan X.Q., Ma C.Y., Feng R.Q., Gao H.M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir, using capillary pressure-based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field. *J. Petrol Explor Prod Technol*, (6), pp. 73–84. https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9

Validov M.F., Ismagilov A.R., Voloskov D.S., Magdeev M.S., Nazarov A.A. (2017). Development of the Approach for Automatic Well Logging Interpretation for Big Number of Wells with the Use of Machine Learning. *Conference Proceedings, Geomodel 2017*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702257

Validov M.F., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Murtazin T.A., Golod K.A., Galimova A.R., Shamsiev R.R., Lutfullin A.A., Amerhanov M.I., Aslyamov N.A. (2021). The Use of Neural Network Technologies in Prediction the Reservoir Properties of Unconsolidated Reservoir Rocks of Shallow Bitumen Deposits. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. https://doi.org/10.2118/207004-MS

Сведения об авторах

gr M

Сергей Владимирович Сидоров – научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Зиля Марселевна Ризванова – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Алексей Александрович Леонтьев – ведущий инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Нурия Гавазовна Нургалиева – профессор, доктор геол.-минерал. наук, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Светлана Петровна Новикова – научный сотрудник научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 13.08.2023; Принята к публикации 27.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of vertical electrical resistance changes in reservoir beds of Tournaisian oil deposits

S.V. Sidorov, Z.M. Rizvanova^{*}, A.A. Leontyev, N.G. Nourgalieva, S.P. Novikova Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation *Corresponding author: Zilya M. Rizvanova, e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Abstract. The article proposes a method for rapid assessment of the initial position of oil-water contacts, oxidized oil zones, transition zones, zones of high and decreasing resistance in the Lower Carboniferous Tournaisian oil deposits at one of the oilfields of the Republic of Tatarstan. As initial data, the values of electrical resistivity of effective interlayers from the catalog of geological and geophysical data, determined from induction logging curves, were used. Well log data for more than 200 wells drilled in elevation areas were used in analysis. The change in the electrical properties of deposits vertically is considered using the average resistivity values of effective interlayers averaged over all wells. Conclusions are based on the results of the done work: according to the resistivity values in massive carbonate deposits of the Tournaisian age, it is possible to distinguish various zones of oil saturation along the vertical; initial oil saturation does not grow exponentially, as in the Leverett function, but linearly in each zone.

Keywords: oil-water contact, transition zone, electrical resistivity, induction logging, Tournaisian, oil-bearing carbonate deposits

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURN/

Acknowledgements

The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement 075-15-2022-299 within the framework of the program of creation and development of NCMU "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet".

Recommended citation: Sidorov S.V., Rizvanova Z.M., Leontyev A.A., Nourgalieva N.G., Novikova S.P. (2023). Study of vertical electrical resistance changes in reservoir beds of Tournaisian oil deposits. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 128–137. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.11

References

Antipin Ya.O., Belkina V.A. (2016). Modeling oil saturation of deposits in polymictic reservoirs using the Leverett J-function. *Territoriya* "*NEFTEGAZ*", (2), pp. 51–57. (In Russ.)

Brooks R.H., Corey A.T. (1964). Hydraulic properties of porous media. *Colorado State University Hydrology*, (3), pp. 5–19.

Dakhnov V.N. (1985). Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 310 p. (In Russ.)

Gimaltdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. (2011). Estimation of oil saturation using the Leverett method. *Vestn. Mosk. un-ta. ser. 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. series 4. Geology*, (4), pp. 71–74. (In Russ.)

Ishkaev R.K., Gabdullin R.G (1998). New methods of secondary opening of formations and well bottom structures. Tyumen: Vektor-Buk, 212 p. (In Russ.)

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. (2011). Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of geophysical well surveys. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 219 p. (In Russ.)

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., Deshenenkov I.S., Petrov A.N. (2013). Modeling of saturation in the transition zone of reservoirs in the concept of effective pore space. *Theoretical technologies for prospecting and exploration of oil and gas*, (4), pp. 51–56. (In Russ.)

Leverett M.C. (1941). Capillary behavior in porous solids. Petrol. Transactions. *AIME*, pp. 152–169. https://doi.org/10.2118/941152-G

Lian P.Q., Tan X.Q., Ma C.Y., Feng R.Q., Gao H.M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir, using capillary pressure-based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field. *J. Petrol Explor Prod Technol*, (6), pp. 73–84. https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9

Litvin V.V., Sarvarov A.R., Vladimirov I.V., Khal'zov A.A. (2009). Features of the development of contact water-oil reservoirs in the presence of transition zones. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas field*, (2), pp. 52–56. (In Russ.)

Matyashov S.V., Zotikov V.I., Slizovskii V.A., Spasibko V.D., Spasibko A.V. (2004). Isolation of oil deposits in the process of post-sedimentation changes. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, (5), pp. 27–30. (In Russ.)

Validov M.F., Ismagilov A.R., Voloskov D.S., Magdeev M.S., Nazarov A.A. (2017). Development of the Approach for Automatic Well Logging Interpretation for Big Number of Wells with the Use of Machine Learning. *Conference Proceedings, Geomodel 2017*. https://doi. org/10.3997/2214-4609.201702257

Validov M.F., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Murtazin T.A., Golod K.A., Galimova A.R., Shamsiev R.R., Lutfullin A.A., Amerhanov M.I., Aslyamov N.A. (2021). The Use of Neural Network Technologies in Prediction the Reservoir Properties of Unconsolidated Reservoir Rocks of Shallow Bitumen Deposits. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. https://doi.org/10.2118/207004-MS

About the Authors

Sergey V. Sidorov – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Zilya M. Rizvanova – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Alexey A. Leontyev – Lead Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Nuriya G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Svetlana P. Novikova – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 13 August 2023; Accepted 27 November 2023; Published 30 December 2023

www.geors.ru ГЕПРЕСУРСЫ 137

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.12

УДК 622.276

Влияние реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины гидроразрыва пласта в терригенных резервуарах

gr /m

В.В. Савельев^{*}, И.Н. Огнев Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Гидроразрыв пласта – технологически сложная процедура, на которую влияют многие факторы. Некоторые из них не могут быть изменены, например, геомеханические параметры целевого пласта или ориентация основных напряжений в этом пласте. Но другие параметры могут быть отрегулированы: тип пропанта, тип жидкости или режим закачки. В статье проведено моделирование влияния реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины. При создании моделей были использованы два программных продукта: РН-ГРИД от НК «Роснефть» и FracPRO от GTI Energy, а также проведены аналитические расчеты. Созданы идентичные модели, в которых изменялись реологические параметры, и проанализированы изменения в геометрии трещин. В итоге получены зависимости изменения геометрии трещин от реологических параметров жидкости разрыва. Представленные теоретические данные и зависимости могут помочь специалистам сформировать представление о процессах, происходящих при гидроразрыве пласта, и более осознанно подходить к выполнению расчетов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, реологические свойства жидкости разрыва, моделирование гидроразрыва пласта, геометрия трещины гидроразрыва

Для цитирования: Савельев В.В., Огнев И.Н. (2023). Влияние реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины гидроразрыва пласта в терригенных резервуарах. *Георесурсы*, 25(4), с. 138–148. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.12

1. Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это один из старейших методов стимуляции скважин, который был впервые применен в 1940-х гг. Согласно исследованиям (Montgomery, Smith, 2010), около 60% всех пробуренных скважин подвергаются гидравлическому разрыву. Эта технология подходит для коллекторов с низкой, умеренной и даже высокой проницаемостью (Chekhonin, Levonyan, 2012; Economides et al., 2002; Smith et al., 1987).

Одним из наиболее важных факторов, обеспечивающих успех процедуры гидроразрыва пласта, является контроль геометрии трещины. Добиться необходимой геометрии трещины можно путём вариации реологических характеристик жидкости разрыва. Наиболее распространенным типом жидкости для гидроразрыва пласта являются сшитые полимерные системы. Большинство этих жидкостей неньютоновские и, следовательно, могут демонстрировать разную кажущуюся вязкость в зависимости от приложенной скорости сдвига (рис. 1) (Bird, 1987).

Поведение потока ньютоновской жидкости можно выразить следующим образом:

$$\tau = \mu \cdot \gamma, \tag{1}$$

где τ – напряжение сдвига (Па), μ – кажущаяся вязкость (Па·с), γ – скорость сдвига (с⁻¹).

Существует множество реологических моделей, описывающих неньютоновские жидкости; самая известная из них – степенная модель (Bird, 1987):

$$\begin{aligned} \tau &= K \cdot \gamma^n, \end{aligned} (2) \\ \tau &= K \cdot (\gamma)^{n-l}, \end{aligned} (3)$$

где τ – напряжение сдвига (Па), μ – кажущаяся вязкость при скорости сдвига γ (Па·с), K – показатель консистенции (Па·сⁿ), n – показатель текучести (безразмерный), γ – разность скоростей между плоскостями, деленная на расстояние между плоскостями (скорость сдвига, с⁻¹). Все эти параметры измеряются при определенной температуре.

На настоящий момент именно степенная модель (подробнее рассмотрена далее в разделе 2.3) заложена в основу расчетов при моделировании поведения жидкости разрыва в большинстве современных коммерческих симуляторов ГРП. Примерами использования степенного закона могут служить модели Planar 3D и Pseudo 3D, применяемые в симуляторах PH-ГРИД и FracPRO соответственно.

Влияние реологии жидкости разрыва на поведение трещин было проанализировано экспериментально (de Pater, Dong, 2007). Однако, исследований, посвященных именно моделированию влияния реологических характеристик на геометрию трещин ГРП крайне мало (Wrobel et al., 2021). Данная проблема актуальна и в свете развития современных программных продуктов и подходов к моделированию трещин ГРП (Ахтямов и др., 2018). В этой связи, целью настоящего исследования является определение влияния реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины с помощью программных продуктов для моделирования гидроразрыва пласта.

^{*} Ответственный автор: Владислав Владимирович Савельев e-mail: v.savelev7878@gmail.com

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



Скорость сдвига ý (с-1)

Рис. 1. Зависимость вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига для ньютоновской (А) и неньютоновской жидкостей (Б)

Для достижения данной цели потребуется выполнение ряда задач: построение геомеханической модели, проведение экспериментов с варьированием реологических параметров в программных симуляторах, построение аналитической модели, анализ полученных результатов и их значимости для нефтегазовой отрасли.

2. Материалы и методы

Напряжение

2.1 Описание используемых моделей

В настоящей работе используются следующие инструменты для создания моделей ГРП и оценки влияния реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины (табл. 1):

• аналитические расчеты 2D модели KGD (Kristianovich – Geertsma – de Klerk) на основе уравнений (Economides et al., 2002);

• симулятор ГРП РН-ГРИД, модель Planar 3D (Ахтямов и др., 2018);

• симулятор ГРП FracPRO, модель Pseudo 3D (Settari, Cleary, 1986).

Для удобства пользователя, в обоих обозначенных выше симуляторах существует база данных пропантов, жидкостей, труб, кислот, геомеханических свойств пород, содержащая в себе наиболее распространенные в индустрии характеристики и шаблонные значения данных параметров. Реологические параметры выбирались в диапазоне проведения типовой процедуры ГРП. Геомеханические параметры пласта задавались типовыми для Западной Сибири. Параметры сетки, используемые в РН-ГРИД при расчетах (выбраны в соответствии с рекомендациями разработчиков данного ПО):

• верхняя и нижняя границы расчетной области вручную выбирались для каждого расчета, чтобы гидравлическая высота трещины не достигала границ расчетной области;

 полудлина расчетной области также выбиралась вручную, чтобы трещина не достигала края расчетной области, но при этом занимала 70–80% расчетной области;

• был выбран равномерный тип сетки. Размер ячейки по вертикали: 0.1 м, размер ячейки по горизонтали 0.5 м. В соответствии с заданными параметрами автоматически рассчитывалось количество узлов сетки по вертикали и по горизонтали, в зависимости от высоты и полудлины расчетной области.

2.2 Аналитическая 2D модель

Расчеты проводились с использованием формул упрощенной модели KGD для сравнения результатов с программными моделями и выявления трендов. Упрощение заключается в том, что в этой модели утечки игнорируются. Данная модель служит отправной точкой для демонстрации трендов. Все дальнейшие уравнения подробно описаны в работе (Economides et al., 2002).

Сначала, определим константу C_1' , которая используется для дальнейших вычислений по модели KGD:

$$C_1' = \left(\frac{16}{21\pi^3}\right)^{\frac{1}{6}} = 0.539\tag{4}$$

Характеристика	Модель Pseudo 3D-Lumped	Модель Planar 3D
Форма трещины	Эллиптический контур	Любая планарная форма
Подмодель упругости	3D	2D
Подмодели гидродинамики и переноса пропанта	Псевдодвумерное течение, одно уравнение переноса для усредненной смеси пропанта	Истинное 2D течение, отдельное уравнение переноса для каждого типа пропанта
Сопряжение упругой и гидродинамической подмоделей	Упрощенное	Полное
Учет эффектов при течении пропанта	Осаждение, глобальное застревание	Осаждение, торможение/ускорение, локальное застревание

Табл. 1. Основные характеристики используемых моделей. Информация с сайта https://rn.digital/rngrid/ (Обзор возможностей РН-ГРИД. ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Теперь может быть вычислена константа C_1 . Она является промежуточным звеном для вычисления геометрии трещины. Данная константа представляет собой физическую характеристику геометрии трещины на основе таких параметров, как скорость закачки, модуль плоской деформации, вязкость жидкости и высота трещины. Здесь используется та же скорость закачки, что и в программных моделях. Высота в этой модели постоянна. Вязкость жидкости переменная. C_1 можно рассчитать следующим образом:

$$C_1 = C_1' * \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3}\right)^{\frac{1}{6}}$$
(5)

где q_i – скорость закачки (м³/мин), E' – модуль плоской деформации (Па), μ – вязкость (Па·с), h_f – высота трещины (м).

После этого может быть рассчитана полудлина трещины в определенный момент времени:

$$x_f = c_1 t^{\frac{2}{3}} \tag{6}$$

где t – время закачки (с).

Тогда, зная полудлину трещины, можно рассчитать максимальную ширину трещины:

$$w_{w} = 3.22 \left(\frac{\mu q_{i} x_{f}^{2}}{E' h_{f}}\right)^{\frac{1}{4}}$$
(7)

После этого, при необходимости, можно рассчитать среднюю ширину трещины следующим образом:

$$\overline{w} = \gamma w_w \tag{8}$$

Недостатком представленной модели можно считать то, что она не включает реологическую модель поведения неньютоновской жидкости по степенному закону. Модель KGD учитывает только вязкость жидкости при определенной скорости сдвига и определенных значениях *n* и *K*. В рамках данной работы аналитическая модель используется для дополнительной верификации результатов расчетов программных моделей.

2.3 Программные модели Planar 3D и Pseudo 3D

Моделирование проводилось в двух разных программах: РН-ГРИД (модель Planar 3D) и FracPRO (модель Pseudo 3D). В обоих случаях модели создавались максимально идентичными: использовалась одна и та же геомеханическая модель, одинаковая конструкция скважины, одни и те же свойства жидкости и один и тот же график закачки.

Было проведено два типа моделирования.

1. Моделирование ГРП в простой гомогенной однослойной среде. В модели создан один сланцевый пласт с использованием типичных геомеханических параметров для сланцев Западной Сибири. Данная модель позволяет исключить взаимодействие между слоями (рис. 2A).

 Моделирование ГРП в гетерогенной среде, построенной на основе реальной скважины Западной Сибири.
Гетерогенная модель предполагает возможность резкого увеличения высоты трещины (рис. 2Б).

В обоих случаях использовалась простая вертикальная скважина. Ее параметры показаны на рис. 3.

На рис. 4 показана карта ширины трещины с обозначениями её геометрических параметров.

Во всех случаях закачивалась небольшая порция чистой жидкости ГРП без пропанта, а моделирование останавливалось без смыкания трещины. Скорость закачки составляла 3 м³/мин, что является типичным значением



Рис. 3. Конструкция скважины, используемая при моделировании



gr /m

Рис. 2. Два типа моделей, на которых выполнялось программное моделирование: гомогенная модель с плавным ростом трещины во всех направлениях (А), многослойная модель, построенная на основе реальной скважины, в которой возможен резкий рост высоты трещины (Б)



Рис. 4. Карта геометрии трещины с указанием ширины трещины, полудлины и высоты (РН-ГРИД)

для ГРП. Общее время закачки составляло 5 минут. Этого времени достаточно, чтобы выявить тенденции изменения геометрии трещины ГРП. Общий закачиваемый объем составил 15 м³. Такие параметры закачки были выбраны по той причине, что это сокращает время моделирования, при том, что этого времени достаточно для выявления изменений в геометрии трещины. Во всех моделях были выбраны одинаковые параметры перфорации (табл. 2). Был учтен объем скважины, и вся запланированная к закачке жидкость ГРП поступила в пласт.

Важно отметить, что используемая в программных расчетах степенная модель неньютоновской жидкости не может полностью описать сложные характеристики жидкости для гидроразрыва с плато вязкости, когда вязкость флюида остается практически постоянной в широком

Интервал перфорации	1 м (2743 м – 2744 м)
Общий закачиваемый объем	15 м ³
Скорость закачки	3 м ³ /мин
Общее время закачки	5 мин
Траектория скважины	Вертикальная
Отчетный шаг	1 мин

диапазоне скоростей сдвига. Однако, для моделирования гидроразрыва пласта нет необходимости в применении таких сложных моделей как, например, модель Карро, описывающих плато вязкости (Bird, 1987; Rao, 2014). Усеченная степенная модель является достаточной для описания реологии в контексте ГРП (Wrobel, 2020а). Смысл усеченной степенной модели заключается в «обрезании» кривой вязкости на определенных скоростях сдвига для лучшего соответствия реальным данным. Более того, для того чтобы избегать плато при очень низких и при очень высоких скоростях сдвига при ГРП, существует множество технологий, обеспечивающих необходимые свойства для жидкости разрыва (Wang et al., 2022).

Еще одним аргументом в пользу практического использования степенного закона может служить следующий факт: очень высокие скорости сдвига встречаются лишь на вершине трещины, а средняя скорость сдвига в трещине гораздо ниже, чем на её вершине (Wrobel et al., 2021).

На рис. 5 представлены параметры жидкостей, использованных в данной работе (при 20 °C) и возможные границы применения стандартного степенного закона. Точные границы возможно определить лишь в ходе лабораторных исследований. Но, как демонстрируют зависимости на рис. 5, плато вязкости не достигается и в настоящей работе в этом нет острой необходимости.



Рис. 5. Параметры жидкостей разрыва, использованных при моделировании и возможные границы применения стандартного степенного закона



Учитывая проведенные ранее исследования (Wrobel, 2020b; Wrobel et al., 2021), можно сказать, что и в целом при моделировании процедуры ГРП применение степенного закона для описания реологии жидкости разрыва является практически наиболее целесообразным.

2.4 Описание реологии жидкости разрыва

Степенной закон (уравнение 3) использовался для описания реологии в программных моделях. Входными данными для степенного закона являются следующие параметры, измеренные при определенной температуре:

- плотность жидкости ρ (считается постоянной),
- индекс консистенции К,

A)

7.5

₩ 7.0

индекс поведения потока *n* (предполагается постоянным).

Для исключения влияния температуры на реологические свойства в параметрах симуляторов была задана постоянная температура от устья скважины до пласта равная 20 °C. Это означает, что реологические свойства остаются неизменными на протяжении всего процесса моделирования.

По умолчанию переменные *n* и *K* являются функциями времени, описывающими деградацию жидкости гидроразрыва пласта. Но для чистоты эксперимента их значения были намеренно установлены постоянными. Таким образом, реологические параметры, такие как кажущаяся вязкость, не изменялись со временем. Также для всех моделей заданы идентичные параметры потерь давления на трение. Для использованной скорости закачки потери давления составляют 0.036 атм/м. Этот параметр не зависит от реологии и задается как градиент перепада давления на каждый метр трубы. Относительная плотность для всех жидкостей принималась равной

Модель Planar 3D

www.geors.ru

плотности дистиллированной воды (0.9982 г/мл при 20 °C). Реологические параметры для моделирования выбирались следующим образом: параметр n выбирался как константа, а параметр K подбирался таким образом, чтобы вязкость при скорости сдвига 100 с⁻¹ равнялась значениям от 50 сП до 1000 сП.

Таким образом, была создана модель жидкости гидроразрыва, которая будет изменяться только в том случае, если реологические параметры этой жидкости будут изменены вручную. В данной модели исключается влияние температуры и деградация жидкости ГРП с течением времени. Влияние трения в трубах учитывается во всех случаях одинаково. Оно не зависит от реологических параметров, что исключает влияние этого фактора на геометрию трещины при варьировании реологических параметров.

Для аналитических расчетов использовалась упрощенная реологическая модель, в которой единственным параметром является вязкость. В ней не учитываются ни скорость сдвига, ни реологические параметры степенной модели *n* и *K*.

3. Результаты расчетов и моделирования 3.1 Гомогенный пласт

Аналитическая модель KGD. Эта модель не имеет расширенного описания реологии, однако вязкость учитывается при расчетах. Среда считается однородной во всех направлениях. Высота трещины считается постоянной. Построены графики зависимости геометрии от вязкости. Полученные зависимости представлены на рис. 6Б и 7Б. Поведение графиков можно объяснить уравнениями 6 и 7. Согласно этой модели, для получения более широкой и короткой трещины необходимо увеличить вязкость



8

Б)

(WW

gr M

Рис. 6. Результаты расчетов зависимости ширины трещины от индекса консистенции (А) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гомогенной среде



Рис. 7. Результаты расчетов полудлины трещины от индекса консистенции (А) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гомогенной среде
жидкости ГРП. И наоборот, узкая и длинная трещина будет получена при использовании жидкости с низкой вязкостью (рис. 7Б). Данные расчеты являются отправной точкой для выявления трендов.

Модель Planar 3D. Эта модель предполагает однородную среду с теми же геомеханическими параметрами, что и в предыдущей модели. Основные тенденции предыдущей модели сохранены. Ширина трещины увеличивается, а полудлина и высота уменьшаются с увеличением вязкости жидкости разрыва. Таким образом, в однородной среде необходимо увеличить вязкость жидкости ГРП, чтобы получить более широкую, но меньшую по длине и высоте трещину. И наоборот, жидкость для гидроразрыва с низкой вязкостью дает более узкую, но длинную и высокую трещину. Для большей наглядности представлены зависимости геометрии трещины как от вязкости, так и от индекса консистенции К (рис. 6А, 7А, 8А). Это сделано по следующей причине: вязкость - более понятный для восприятия параметр, но в процессе процедуры ГРП она не остается постоянной, поскольку меняется при изменении скорости сдвига (уравнение 3). Вязкость анализировалась при скорости сдвига 100 с-1. Более надежным параметром является индекс консистенции К. Он зависит только от температуры, которая в нашей модели является постоянной. Следовательно, К также остается постоянным независимо от скорости сдвига. Графики имеют одинаковую форму, так как в модели варьировался только индекс консистенции К, а индекс поведения потока n считался постоянным для всех жидкостей.

Модель Pseudo 3D. Эта модель по полученным результатам близка к модели Planar 3D. При этом сохраняются все тенденции геометрии трещины. Для получения более широкой, но невысокой и короткой трещины необходимо

повысить вязкость или индекс консистенции жидкости ГРП. И наоборот, для получения более узкой, но высокой и длинной трещины следует уменьшить индекс консистенции K или вязкость (рис. 6, 7, 8).

3.2 Гетерогенная среда

gr M

Модель Planar 3D. Несколько иная ситуация сложилась на гетерогенной модели, учитывающей вертикальную неоднородность. Ширина трещины ведет себя идентично гомогенным моделям: она увеличивается с увеличением вязкости и индекса консистенции. Высота ведет себя по-разному: в гомогенной модели она уменьшается с увеличением вязкости и индекса консистенции, а в гетерогенной модели ступенчато растет (рис. 8, 9). Это явление можно объяснить следующим образом. Сверху и снизу от трещины ГРП предполагается наличие очень плотных глин, в которые трещина не может прорваться. Песчаники имеют наименьшее геомеханическое напряжение. Глины имеют относительно высокое геомеханическое напряжение. Тогда для определенной вязкости (индекса консистенции) получим высоту трещины h₁ (рис. 10). Однако, теоретически, если бы имела место однородная среда без прослоя глин, высота трещины могла бы равняться h,. Это связано с тем, что более плотные пласты не позволяют трещине расти в высоту до тех пор, пока не будет достигнуто определенное критическое давление, позволяющее трещине прорваться через эти плотные породы. Затем трещина резко увеличивает свою высоту, пока не достигнет следующего плотного пласта, для преодоления которого требуется более высокое давление.

Тогда возникает противоречие: если давление увеличивается с увеличением вязкости и индекса консистенции *К*, то почему в гомогенной модели высота трещины



Рис. 8. Результаты расчетов высоты трещины от индекса консистенции (А) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гомогенной среде



Рис. 9. Результаты расчетов зависимости высоты трещины от индекса консистенции (А) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гетерогенной среде



Рис. 10. Схематическое объяснение изменения высоты трещины в гетерогенной модели. h_1 – высота трещины при определенной вязкости и индексе консистенции жидкости разрыва. h_2 – высота трещины при той же вязкости и индексе консистенции жидкости разрыва, но при условии отсутствия пласта глин, сдерживающего рост трещины в высоту

не увеличивается пропорционально увеличению вязкости, а, наоборот, уменьшается.

Известно, что ширина трещины растет с увеличением вязкости. Видно, что при одинаковом графике закачки в случае однородного пласта рост ширины слабый (разница между значениями для наиболее вязкой жидкости и для самой невязкой жидкости составляет 1 мм) (рис. 6). Напротив, в гетерогенной модели с идентичным графиком закачки наблюдается более выраженное увеличение ширины (разница между значениями для наиболее вязкой жидкости и для самой невязкой жидкости составляет 4 мм) (рис. 11). То есть, вязкой жидкости трудно попасть в удаленные части трещины, а увеличить ширину трещины в прискважинной зоне легче. Тогда становится понятно, почему жидкость с малой вязкостью создает узкую, но высокую трещину. Тем не менее, этот факт не мешает жидкости с высокой вязкостью создавать высокое давление в прискважинной зоне и прорывать более плотные пласты, тем самым увеличивая высоту трещины, что видно на рис. 9.

Полудлина трещины ступенчато уменьшается с каждым прорывом в новый слой по высоте. Очевидно, это связано с тем, что всегда закачивается один и тот же объем жидкости, и она по-разному распределяется в трещине (рис. 12).

Для лучшего представления полученных результатов на графике зависимости высоты трещины от вязкости жидкости для гетерогенной среды выделим три зоны в соответствии с интервалами резкого изменения геометрии (рис. 13). Эти же зоны перенесем на график высот для гомогенной модели. Отличие состоит в том, что при одинаковых значениях вязкости в случае гетерогенной модели высота увеличивается ступенчато, а в случае гомогенной модели падает равномерно.

На рис. 14 показано как изменяется геометрия трещины с изменением вязкости жидкости разрыва.

На рис. 15 показаны случаи развития трещины при различной вязкости жидкости ГРП в средах с разными геолого-геомеханическими характеристиками.

Модель Pseudo 3D. В этой модели также происходит постепенное увеличение ширины и резкое увеличение высоты трещины с одновременным падением её полудлины. Это означает, что соблюдается логика, описанная ранее, однако развитие трещины в модели Pseudo 3D во FracPRO несколько отличается от трещины Planar 3D в PH-ГРИД. Обе модели показывают одинаковую полудлину и ширину трещины при прорыве первого непроницаемого пропластка и вплоть до вязкости равной примерно 300 сП (рис. 9, 12). Далее наблюдается расхождение – трещина в модели Planar 3D прорывает второй пропласток и ее высота скачкообразно увеличивается. В случае же с Pseudo 3D происходит дальнейшее постепенное увеличие высоты



gr /m

Рис. 11. Результаты расчетов зависимости ширины трещины от индекса консистенции (А) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гетерогенной среде



Рис. 12. Результаты расчетов зависимости полудлины трещины от индекса консистенции (A) и вязкости жидкости разрыва (Б) в гетерогенной среде



Рис. 13. Разделение вязкости на три зоны в соответствии со скачками высоты в гетерогенной модели. 1 – низкая вязкость, 2 – средняя вязкость, 3 – высокая вязкость жидкости разрыва. Зависимость высоты трещины от вязкости для гетерогенной модели (А) и для гомогенной модели (Б)

трещины без прорыва второго глинистого пропластка. При этом ширина трещины в модели Pseudo 3D на всем анализируемом интервале вязкости и индекса консистенции оказывается примерно на 0.5–0.7 мм меньше таковой у трещины в модели Planar 3D (рис. 11).

Таким образом, геометрия трещины в модели Pseudo 3D может несколько отличаться от модели Planar 3D

при одинаковых реологических свойствах жидкости разрыва. Данное различие может быть связано с применением разных моделей утечек в симуляторах, с моделированием образования глинистой корки, с учетом пороупругих эффектов в модели – с утечками жидкости в пласт повышается пластовое давление в прилегающих ячейках, а значит возрастают и смыкающие напряжения в породе.



Рис. 14. Поведение параметров трещины ГРП в гетерогенной среде. Схематическое изображение формы трещины в зависимости от изменения вязкости (А); поведение высоты трещины при изменении вязкости (Б); поведение полудлины трещины при изменении вязкости (В)



Рис. 15. Схематическое изображение геометрии трещин в различных средах. Гетерогенная модель. Пласты глин ограничивают рост трещины в высоту до тех пор, пока не будет достигнуто определенное критическое давление, создаваемое увеличением вязкости (А). Гомогенная модель. Высота трещины достигает больших значений при низкой вязкости, так как жидкости с низкой вязкостью гораздо «легче» проникать в отдаленные части трещины. Напротив, более вязкая жидкость создает более широкую трещину в прискважинной зоне и «тратит» весь свой потенциал на увеличение ширины трещины (Б). Гетерогенная модель с глинистыми песчаниками, близкими по своим геомеханическим свойствам к песчаникам (В). Тогда геометрия будет аналогична случаю (Б), так как трещина не встретит сопротивления росту в высоту



Рис. 16. Результаты, полученные в гетерогенной модели РН-ГРИД с использованием полноценного стандартного плана закачки. Зависимость высоты, полудлины и ширины трещины от вязкости жидкости разрыва (А), зависимость высоты, полудлины и ширины трещины от индекса консистенции (Б)

3.3 Гетерогенная среда с типовым планом закачки

Во всех предыдущих моделях использовался короткий план закачки, поскольку он позволял отображать тенденции изменения геометрии при изменении реологии жидкости ГРП. Однако также был создан и кейс с полноценным типовым планом закачки, используемым в ПАО «Роснефть» в РН-ГРИД на той же гетерогенной геомеханической модели. Полученные результаты продемонстрированы на рис. 16. Они подтверждают теорию о резком ступенчатом росте высоты трещины в связи прорывом плотных пластов и достижением следующего плотного пласта с увеличением вязкости и индекса консистенции жидкости разрыва. Отличие в том, что ступеней на графиках теперь стало больше, так как объем закачки значительно повысился, а значит, повысилось давление, и трещина прорывает большее количество пластов.

4. Выводы

В настоящей работе проведен анализ зависимости геометрии трещины от реологических свойств жидкости разрыва. Основные теоретические результаты работы заключаются в следующем.

• Ширина трещины увеличивается практически линейно с увеличением вязкости жидкости разрыва (индекса консистенции *K*).

• Полудлина трещины уменьшается с увеличением вязкости жидкости разрыва (индекса консистенции *K*). В случае однородной среды это происходит пропорционально росту реологических параметров (вязкости и индекса консистенции). В случае гетерогенной среды полудлина также уменьшается, но ступенчато (в соответствии с прорывами трещины в вышележащие и нижележащие горизонты).

• В однородной среде высота трещины уменьшается пропорционально увеличению реологических свойств жидкости разрыва. Однако в гетерогенной среде высота ступенчато увеличивается по мере увеличения вязкости и индекса консистенции жидкости разрыва.

С практической точки зрения, можно сделать вывод, что для создания более широкой трещины в прискважинной зоне необходимо увеличение вязкости (индекса консистенции) жидкости разрыва. При этом, чем выше вязкость, тем короче трещина. Это может быть полезно, когда необходимо выбрать оптимальную геометрию трещины. При этом нужно отметить, что с увеличением вязкости (показателя консистенции *K*) в гетерогенной среде увеличивается риск прорыва в вышележащие или нижележащие горизонты, что может привести к быстрому росту обводненности.

Также было определено, что степенной закон является достаточным для моделирования гидроразрыва пласта в большей части практических приложений. Желательными, но не обязательными являются лабораторные исследования, которые позволят обозначить верхнюю и нижнюю границу для использования усеченного степенного закона.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные комментарии и замечания, способствующие улучшению работы.

Литература

Ахтямов А.В., Макеев Г.А., Байдюков К.Н., Муслимов У.С., Матвеев С.Н., Пестриков А.В., Резаев С.Н. (2018). Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта RN-GRID: от разработки программного обеспечения до внедрения на месторождении. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 94–97. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-94-97

Bird R.B. (1987). Dynamics of Polymeric Liquids, Vol.1: Fluid Mechanics, Dynamics of Polymeric Liquids. Wiley.

Chekhonin E., Levonyan K. (2012). Hydraulic fracture propagation in highly permeable formations, with applications to tip screenout. International *Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 50, pp. 19–28. https://doi. org/10.1016/j.ijrmms.2011.12.006

de Pater C.J., Dong Y. (2007). Experimental Study of Hydraulic Fracturing in Sand as a Function of Stress and Fluid Rheology. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, College Station, Texas, U.S.A., January 2007. https://doi.org/10.2118/105620-MS Economides M., Oligney R., Valkó, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, TX, Orsa Press.

Geertsma J.C., Klerk F. de (1969). A Rapid Method of Predicting Aperture and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21, pp. 1571–1581. https://doi.org/10.2118/2458-PA

Montgomery C.T., Smith, M.B. (2010). Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), pp. 26–40. https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT

Rao M.A. (2014). Flow and Functional Models for Rheological Properties of Fluid Foods. In: Rheology of Fluid, Semisolid, and Solid Foods. Boston, MA, Springer US. pp. 27–61. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-9230-6_2.

Settari A., Cleary M.P. (1986). Development and Testing of a Pseudo-Three-Dimensional Model of Hydraulic Fracture Geometry. *SPE Production Engineering*, 1(06), pp. 449–466. https://doi.org/10.2118/10505-PA

Smith M.B., Miller W.K., Haga J. (1987). Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations. *SPE Production Engineering*, 2(02), pp. 95–103. https://doi.org/10.2118/13273-PA

Wang M., Wu W., Chen S., Li S., Li T., Ni G., Fu Y., Zhou W. (2022). Experimental Evaluation of the Rheological Properties and Influencing Factors of Gel Fracturing Fluid Mixed with CO2 for Shale Gas Reservoir Stimulation. *Gels*, 8, 527. https://doi.org/10.3390/gels8090527

Wrobel M. (2020a). An efficient algorithm of solution for the flow of generalized Newtonian fluid in channels of simple geometries. *Rheologica Acta*, 59(9), pp. 651–663. https://doi.org/10.1007/s00397-020-01228-2

Wrobel M. (2020b). On the application of simplified rheological models of fluid in the hydraulic fracture problems. *International Journal of Engineering Science*, 150, 103275. https://doi.org/10.1016/j.ijengsci.2020.103275

Wrobel M., Mishuris G., Papanastasiou P. (2021). On the influence of fluid rheology on hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 158, 103426. https://doi.org/10.1016/j.ijengsci.2020.103426

Сведения об авторах

Владислав Владимирович Савельев – инженер НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4 e-mail: v.savelev7878@gmail.com

Игорь Николаевич Огнев – кандидат геол.-минерал. наук, старший преподаватель, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 24.08.2023; Принята к публикации 27.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Sensitivity analysis of the fracturing fluid rheology effect on the hydraulic fracture geometry in the terrigenous reservoirs

V.V. Savelev^{*}, I.N. Ognev

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation *Corresponding author: Vladislav V. Savelev, e-mail: v.savelev7878@gmail.com

Abstract. Hydraulic fracturing is a technologically complex procedure that is influenced by many factors. Some of them cannot be changed, such as the geomechanical parameters of the target formation or the orientation of the stresses in the formation. But other parameters can be adjusted: proppant type, fluid type or injection mode. In this paper, modelling of the effect of fracture fluid rheological parameters on fracture geometry has been carried out. Two software products, RN-GRID from Rosneft and FracPRO from GTI Energy, were used to create the models, and analytical calculations were performed. Identical models were created in which rheological parameters were changed and changes in fracture geometry were analysed. The presented theoretical data and dependencies can help specialists to form an idea of the processes that take place during the hydraulic fracturing, and more consciously approach the calculations.

Keywords: hydraulic fracturing, rheological properties of fracturing fluid, hydraulic fracturing modelling, hydraulic fracture geometry

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves". **Recommended citation**: Savelev V.V., Ognev I.N. (2023). Sensitivity analysis of the fracturing fluid rheology effect on the hydraulic fracture geometry in the terrigenous reservoirs. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 138–148. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.12

References

Akhtyamov, A.V., Makeev, G.A., Baydyukov, K.N., Muslimov, U.S., Matveev, S.N., Pestrikov, A.V. & Rezaev, S.N. (2018) Corporate fracturing simulator RN-GRID: from software development to in-field implementation (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2018 (05), 94–97. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-94-97.

Bird R.B. (1987). Dynamics of Polymeric Liquids, Vol.1: Fluid Mechanics, Dynamics of Polymeric Liquids. Wiley.

Chekhonin E., Levonyan K. (2012). Hydraulic fracture propagation in highly permeable formations, with applications to tip screenout. International *Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 50, pp. 19–28. https://doi. org/10.1016/j.ijrmms.2011.12.006

de Pater C.J., Dong Y. (2007). Experimental Study of Hydraulic Fracturing in Sand as a Function of Stress and Fluid Rheology. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, College Station, Texas, U.S.A., January 2007. https://doi.org/10.2118/105620-MS

Economides M., Oligney R., Valkó, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, TX, Orsa Press.

Geertsma J.C., Klerk F. de (1969). A Rapid Method of Predicting Aperture and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21, pp. 1571–1581. https://doi.org/10.2118/2458-PA

Montgomery C.T., Smith, M.B. (2010). Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), pp. 26–40. https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT



Settari A., Cleary M.P. (1986). Development and Testing of a Pseudo-Three-Dimensional Model of Hydraulic Fracture Geometry. *SPE Production Engineering*, 1(06), pp. 449–466. https://doi.org/10.2118/10505-PA

Smith M.B., Miller W.K., Haga J. (1987). Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations. *SPE Production Engineering*, 2(02), pp. 95–103. https://doi.org/10.2118/13273-PA

Wang M., Wu W., Chen S., Li S., Li T., Ni G., Fu Y., Zhou W. (2022). Experimental Evaluation of the Rheological Properties and Influencing Factors of Gel Fracturing Fluid Mixed with CO2 for Shale Gas Reservoir Stimulation. *Gels*, 8, 527. https://doi.org/10.3390/gels8090527

Wrobel M. (2020a). An efficient algorithm of solution for the flow of generalized Newtonian fluid in channels of simple geometries. *Rheologica Acta*, 59(9), pp. 651–663. https://doi.org/10.1007/s00397-020-01228-2

Wrobel M. (2020b). On the application of simplified rheological models of fluid in the hydraulic fracture problems. *International Journal of Engineering Science*, 150, 103275. https://doi.org/10.1016/j.ijengsci.2020.103275

Wrobel M., Mishuris G., Papanastasiou P. (2021). On the influence of fluid rheology on hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 158, 103426. https://doi.org/10.1016/j.ijengsci.2020.103426

About the Authors

Vladislav V. Savelev – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation e-mail: v.savelev7878@gmail.com

Igor N. Ognev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 24 August 2023; Accepted 27 November 2023; Published 30 December 2023

148 GEORESURSY www.geors.ru

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.13

2023. T. 25. № 4. C. 149-156

УДК 553.9:004

Цифровая научная платформа «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных»: архитектура и базовые модели извлечения данных

gr∕∕∾

О.А. Невзорова, Р.Р. Хакимуллин, И.И. Идрисов^{*} Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В статье описывается разрабатываемый проект цифровой научной платформы «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных», который потенциально может иметь важное значение для нефтегазовой отрасли. Применение новых интеллектуальных технологий в рамках этого проекта позволит существенно повысить эффективность процессов обработки, хранения и использования геолого-промысловой информации, содержащейся в различных текстовых источниках, в основном в отчетах о месторождениях.

Главной целью разработки цифровой научной платформы является интегрирование разнородной информации об объектах исследования недр, которая извлекается из отчетов о месторождениях Республики Татарстан. Это позволит создать сводную базу данных, которая станет основой для принятия обоснованных решений в нефтегазовой сфере. Проект цифровой научной платформы включает разработку архитектуры, алгоритмов и программных решений, основанных на современных методах обработки текстов и интеллектуальном анализе данных.

Ключевые слова: сбор и анализ данных, отчеты о месторождениях, база данных, автоматизация, большие данные, обработка текстовых данных, неструктурированные данные, извлечение информации

Для цитирования: Невзорова О.А., Хакимуллин Р.Р., Идрисов И.И. (2023). Цифровая научная платформа «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных»: архитектура и базовые модели извлечения данных. *Георесурсы*, 25(4), с. 149–156. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.13

Введение

Цифровая модернизация нефтегазовых компанийя вляется актуальной задачей. Основные пути развития цифровых технологий связаны с системами искусственного интеллекта (машинное обучение, глубокое обучение), ботосферой (роботизация, боты, дроны) и виртуальной реальностью (дополненная реальность, цифровой двойник, смешанная реальность), а также с использованием технологий больших данных (big data) для геолого-промысловых данных (Дежина и др., 2017; Abdelhamid et al., 2022; Choubey, Karmakar, 2021; Deloitte Analysis Report, 2019).

Ключевой проблемой методов машинного обучения является подготовка больших коллекций данных. Нефтегазовая область очень богата разнообразными эмпирическими данными. Отметим некоторые приложения больших данных в нефтегазовой отрасли, такие как обработка сейсмических данных для определения критических геологических особенностей, геофизические измерения во время бурения, данные каротажа скважин и др., для которых разработаны различные программные средства, в том числе на основе технологий искусственного интеллекта (Goodfellow et al., 2016; Technavio, 2015).

В настоящее время также существует большой объем неструктурированных геолого-промысловых данных,

фиксированных в различных документах-источниках, таких как отчеты по месторождениям, акты выполненных работ различного назначения и т.п.

Обработка неструктурированных текстовых данных является сложной задачей, требующей привлечения автоматических методов обработки текстов, и программные решения в этой области недостаточно разработаны. Можно выделить ряд типовых задач, связанных с обработкой этих данных. Классической задачей является извлечение из геологических текстов ограниченного числа именованных сущностей. Так, в (Lucas P. Cinelli et al., 2021) рассматривается проблема автоматического извлечения событий из ежедневных отчетов о бурении. Предлагались два различных подхода: на основе правил экспертной системы и глубоких нейронных сетей. Событиями, извлекаемыми из текстов, являются различные сбои при бурении. Оба алгоритма разрабатывались на основе специально подготовленного набора данных на португальском языке и имели высокие значения средних истинно положительных результатов (для алгоритма на основе правил – 97,3%, для трансформеров – 85,61%).

В последние годы для извлечения именованных сущностей из геологических текстов на разных языках активно используются алгоритмы машинного обучения и нейросети. В работе (Nooralahzadeh et al., 2018) представлены модели Word Embeddings, специфичные для нефтегазовой отрасли. Показано, что специфичные эмбеддинги могут быть пригодными, даже если корпус текстов, используемый для их обучения, значительно меньше корпуса текстов общей направленности.

^{*} Ответственный автор: Ильяс Ирекович Идрисов

e-mail: ilyas_irekovich@mail.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

В (Qiu et al., 2019) рассматривается нейронная сеть BiLSTM-CRF с механизмом внимания для распознавания именованных сущностей на китайском языке в области геолого-геофизических исследований. В подходе использовались модели Word2vec и Glove Word Embeddings, обученные на китайской Википедии. Полученные результаты были сопоставимы с результатами других исследователей и оценивались метрикой F1, равной 91,47%.

В (Consoli et al., 2020) применяется подход на нейронных сетях двунаправленной долговременной краткосрочной памяти — условных случайных полей (BiLSTM-CRF), который достаточно широко используется в этой области исследований. В работе применялись три типа векторных и тензорных представлений (эмбеддингов) – Word Embeddings, Flair Embeddings и Stacked Embeddings. Две первые модели дали наилучший результат на специальном наборе данных GeoCorpus на португальском языке. Наилучший результат с метрикой F1 84,63% показала модель Flair с расширенными геологическими характеристиками и использованием слов общего домена.

Использование онтологий – еще один подход в задаче извлечения именованных сущностей. В (Chengbin Wang et al., 2023) текстовые данные о месторождении используются для построения онтологии. Далее на основе этой онтологии разрабатываются схемы аннотации именованных объектов месторождения. В статье (Hoffimann Julio et al., 2018) описаны результаты разработки методологии автоматической классификации предложений, содержащихся в отчетах о бурении по трем меткам (событие, симптом и действие) для сотен скважин на реальном месторождении. Отмечается сложный характер исходных текстов-отчетов, такие как высокая частота использования технических символов, опечатки/сокращения технических терминов, а также наличие неполных предложений в отчетах о бурении.

Таким образом, можно утверждать, что для обработки неструктурированных геологических документов в настоящее время разработаны решения некоторых частных задач.

В настояшей статье представлены базовые решения по обработке неструктурированных геологических документов-отчетов на русском языке по реальным месторождениям нефти в Республике Татарстан, которые предназначены для цифровой научной платформы «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных». Эта платформа ставит целью формирование распределенной базы данных по нефтегазовым месторождениям на основе информации, извлекаемой из отчетов, подготовленных по месторождениям за многолетний период.

Задачи проекта цифровой научной платформы отличает сложный уровень информационных материалов (реальные отчеты о месторождениях), а также состав и уровень детализации извлекаемой информации (набор параметров объектов и их значений). Новизна предлагаемых базовых решений по обработке отчетов о месторождениях заключается в построении методов аннотирования основных именованных сущностей, выделяемых в геологических отчетах, а также извлечения из отчетов параметров выделенных сущностей, удовлетворяемых определенным ограничениям. Создание интегрированной распределенной базы геолого-промысловых данных на основе неструктурированной информации является важной задачей, решение которой позволит в дальнейшем применять для анализа полученных данных методы машинного обучения и переходить на новый уровень автоматизации в нефтегазовой сфере. Информация из такой базы может быть эффективно использована в поисковых запросах, аналитических исследованиях по сравнению месторождений, рекомендательных системах и других интеллектуальных приложениях.

Архитектура цифровой научной платформы

gr

Архитектура цифровой научной платформы «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных» разработана в виде набора микросервисов, что позволяет поддерживать набор независимых и слабосвязанных сервисов, которые можно создавать, используя различные языки программирования и технологии хранения данных (рис. 1).

- К числу разработанных сервисов относятся:
- программный сервис сбора, предназначенный для сбора текстов отчетов, представленных в различных форматах (PDF, PPT, Word, Excel, XML/JSON);
- подсистема извлечения из текстов значимой информации по месторождениям;
- подсистема хранения, предназначенная для интеграции обработанной информации и организации базы данных;
- программный сервис доступа, предназначенный для предоставления доступа к сформированной базе данных пользователям (через интерфейс пользователя) и прикладным программам (через API).

На вход системы поступают сырые неструктурированные данные в виде текстовых документов в разных форматах (PDF, DOC, DOCX), из которых с помощью различных методов обработки текстов извлекаются структурированные геолого-промысловые данные о месторождениях и их заранее заданных характеристиках. Извлеченные данные сохраняются в базе данных и в текстовом документе в формате XML и могут быть использованы в разнообразных приложениях (генерация сводных таблиц, аналитика данных, обработка поисковых запросов).

Сравнение структурированных и неструктурированных данных представлено на рис. 2.

Далее опишем программные решения разработанных сервисов цифровой научной платформы.

Программный сервис сбора и предобработки исходных данных

В настоящее время собрана большая коллекция отчетов по месторождениям нефти в Республике Татарстан (PT). Такая коллекция представлена в основном документами в формате PDF, поэтому на первом этапе стек программных решений включает задачу конвертации исходных отчетов в формате PDF в формат XML. Выбор формата XML определяется рядом преимуществ. XML является расширяемым видом языка разметки (markup language) и позволяет создавать структуру представления документа (XML-файл) в виде дерева элементов, которые удобно использовать в целях определения объектов текста gr M



Рис. 1. Стек программных решений цифровой научной платформы



Рис. 2. Извлечение структурированных данных из текстов

и их атрибутов. Данный формат файла позволяет хранить самые разнообразные виды информации, предназначен для обмена данными между программными комплексами на различных платформах и имеет поддержку языка запросов. Для решения задачи конвертации разработан специальный алгоритм, реализованный с помощью библиотеки pdfplumber языка программирования Python.

Алгоритм конвертации использует набор специальных XML-тегов для кодирования извлекаемой из текстов отчетов информации. Введены структурные теги для выделения структурных элементов документа (глава, раздел, предложение), а также семантические теги для разметки названий месторождений и всех извлекаемых атрибутов месторождений (всего 24 тега). На рис. 3 представлено типовое XML-дерево документа отчета о месторождении.

Предобработка текстов отчетов дополнительно включала задачи замены сокращений на полные именования (например, замены «скв.» на «скважина», «мест.» на «месторождение» и др.), перевод словесной формы записи чисел в цифровую, сегментацию предложений текста с учетом их синтаксической структуры.

Подсистема извлечения значимой информации из текста отчета

Основной подсистемой платформы является подсистема извлечения значимой информации из текстов отчетов



Рис. 3. XML-дерево документа отчета о месторождении

по месторождениям нефти для последующей передачи извлеченных данных в подсистему хранения (базу данных). Для решения поставленной задачи рассматривались различные технологии обработки текстов (современные технологии NLP – Natural Language Processing), включая семантико-лингвистические технологии и методы машинного обучения (в том числе нейросетевые модели). На данном этапе разработки при отсутствии размеченных наборов геологических данных наиболее эффективными являются семантико-лингвистические технологии обработки текстов. На последующих этапах при накоплении данных эффективно использовать нейросетевые модели в задачах классификации, кластеризации и прогнозирования.

Алгоритмы подсистемы извлечения значимой информации из текстов отчетов используют ряд внешних ресурсов, среди которых первостепенное значение имеет таблица стратиграфических кодов пластов. Применение этой таблицы в алгоритмах обработки потребовало внесение ряда уточнений, необходимых для машинной обработки данных, был выполнен парсинг таблицы для создания машиночитаемого классификатора кодов геологических объектов. Данный классификатор позволяет однозначно определять любой объект месторождения (горизонт, ярус, пласт) в тексте отчета не только по наименованию, но и по региональному и общероссийскому коду. Классификатор позволяет эффективно устанавливать идентичность объектов месторождения, в случае упоминания их в одном фрагменте текста как по названию, так и по коду.

Комплекс основных алгоритмов опирается на разработанную общую структурную схему месторождения, в которой выделены как общие параметры (название, дата открытия, дата начала эксплуатация и др.), так и группа параметров, характеризующих объекты месторождения (количество залежей, опробование, керн, пористость, неф-тенасыщенность и др.). В текущей версии программной системы извлекаются 7 целевых параметров по месторождению и 10 целевых параметров по каждому объекту месторождения.

Пример результатов извлеченных объектов месторождений и их целевых параметров представлен в табл. 1.

Извлечение именованных сущностей и значений их характеристик для месторождения в целом и всех его объектов выполнено на основе современных методов обработки текстов, обеспечивающих максимальную точность результата извлечения данных. Разработанные методы относятся к группе семантико-лингвистических методов и используют в своей основе разработанные шаблоны нечетких правил, позволяющих извлекать и анализировать контексты параметров месторождения и объектов. Найденные результаты сохраняются в виде атрибутов специальных XML-тегов, что позволяет в дальнейшем применять поисковые запросы к XML-документу отчета для генерации таблицы результатов обработки отчета.

Разработанные алгоритмы используют сложный комплекс моделей и методов, таких как модели автоматического разрешения кореферентности выделенных описаний (разрешение ссылок к одним и тем же объектам, заданным различными текстовыми метками), методы преобразования фрагментов текста к числовой форме, распознавание в тексте таблиц целевых параметров и их табличных значений, методы анализа контекста целевых параметров и методы расширения контекста при частичном его задании в тексте.

Обобщенная схема основного алгоритма выделения именованных сущностей (далее целевой показатель – ЦП) представлена на рис. 4.

Обобщенная схема основного алгоритма выделения целевого показателя включает следующие этапы.

 Выбор целевого показателя для распознавания в тексте отчета его значения. В качестве целевых показателей выступают все выделяемые характеристики из списка именованных сущностей, приведенного выше.

2. Настройка шаблона распознавания целевого показателя, посредством которого осуществляется извлечение значения целевого показателя из отчета.

gr M

Месторождение		Год открытия		я Год экспл	начала уатации	Местоположение				Сейсморазведочные работы		
Архангельское		1974 год		19'	78 год Тер	Герритория Новошешминского района			a	2D		
месторождение						Республика Татарстан						
Источники Архангельское_месторождение_Пересчет_запасов_КГ Кн.2_Отчёт Архангельское_ПЕЧАТЬ												
Объекты	Кол-во залежей	Пористость, %	Керн	Нефте- насыщенность, %	Кин, д. Ед.	К _{выт} , д. Ед.	Кол-во опробованных скважин	Нефть	Нефть с водой	Вода	Приток отсутствует	Дебит нефти, т\сут
Шешминский горизонт	4	29,5	да	66,1	0,36	0,682	3	0	3	0	0	0,03-0,9
Каширский горизонт	8	18,7	да	81,6	0,25	0,35	2	0	0	2	0	0
Верейский горизонт	12	15,9	да	73,4	0,25	0,403	201	190	11	0	1	0,2-8,9
Башкирский ярус	9	13,5	да	79,7	0,291 долей ед. 0,210 долей ед. 0,250 долей ед.	0,464 доли ед. СВН – 0,300 доли ед.	268	201	63	3	1	0,009-21,3
Алексинский горизонт	20	12,4	да	70,1	0,27	0,4	36	34	2	0	0	0,1-22,7
Тульский горизонт	7	24,1	да	86,5	0,465	0,536	369	316	33	19	1	0,06-54,0
Бобриковский горизонт	16	20,6	да	84,6	0,401	0,473	19	16	0	2	1	0,8-8,7
Турнейский ярус	13	12,6	да	68,9	0,25	0,4	36	27	7	2	0	0,2-13,1
Кыновско- пашийский	1		да		0,316	0,535	2	1	0	1	0	4

Табл. 1. Набор выделяемых именованных сущностей

3. Поиск раздела отчета по поисковому индексу. Алгоритм автоматического создания поискового индекса по оглавлению документа отчета формирует инвертированный индекс, связывая целевой показатель и главу отчета, в названии которой используется название целевого показателя, или основывается на полученных ранее данных по другим обработанным отчетам. Таким образом, поисковый индекс позволяет найти наиболее вероятный локальный фрагмент отчета, в котором содержится требуемая информация по целевому показателю. Поскольку построение поискового индекса опирается на оглавление отчета, то чем выше структурированность изложения информации в отчете, тем выше эффективность применения построенного инвертированного поискового индекса.

4. Распознавание целевого показателя по шаблону. Этот этап является ключевым этапом алгоритма и подробно рассмотрен на рис. 5. Найденные результаты сохраняются в виде атрибутов специальных XML-тегов, что позволяет в дальнейшем использовать поисковые запросы к XML-документу отчета для генерации итоговой таблицы результатов обработки отчета. На этапе 4 формируется множество потенциальных кандидатов-предложений, удовлетворяющих условиям шаблона распознавания целевого показателя.

5. Выбор наилучшего результата. На данном этапе осуществляется выбор наилучшего результата на основании критерия, установленного в шаблоне.

6. Занесение наилучшего результата по целевому показателю в итоговую таблицу. Результаты обработки отчета по месторождению в подсистеме извлечения именованных сущностей выдаются в структурированном виде в формате xls-таблицы.



Рис. 4. Обобщенная схема основного алгоритма выделения целевого показателя. Использованные обозначения: S – шаблон, F – целевой показатель, ID – уникальный идентификатор номера предложения в отчете, k – счетчик цикла, P[k] – предложение с номером ID = k, OBJ – показатель «Объект» в шаблоне S



Рис. 5. 4 этап. Алгоритм распознавания целевого показателя объекта по шаблону. Обозначения см. на рис. 4

Модель шаблона для алгоритма распознавания целевого показателя

Алгоритм распознавания целевого показателя использует для распознавания модель шаблона в виде фрейма, слоты которого содержат распознаваемые в тексте отчета характеристики целевого показателя. Шаблон определяет структуру, задающую все основные элементы описания контекста целевого показателя. При этом для конкретного алгоритма требуется специальная настройка общего шаблона, при которой слоты получают конкретные значения, характерные для настраиваемого целевого показателя. Общая схема фрейма шаблона (фрейма-прототипа) приведена в табл. 2.

Слоты фрейма шаблон-прототип содержат характеристики, которые алгоритму требуется выделить в тексте при распознавании значения целевого показателя. В качестве целевых показателей выступают любые именованные сущности или их характеристики, представленные в табл. 2. Для распознавания значения в тексте целевого показателя алгоритм автоматически устанавливает раздел отчета по поисковому индексу, где вероятнее всего содержится требуемая информация, отнесенность целевого показателя к объекту месторождения, значение целевого показателя в заданных единицах измерения с указанием функции оценки и, возможно, критерия оценивания.

Имя слота	Обязательность	Значение слота
Целевой	*	Название
показатель		
Раздел отчета	*	Название
Ярус/Горизонт	*	Название/Код
Объект	*	Название/Код
Функция оценки	*	Список функций
целевого		(средневзвешенная,
показателя		средняя,)
Единицы	*	%/Доли ед./Название
измерения ЦП		
Критерий отбора	-	Название
Значение ЦП	*	Число
Контекст ЦП	*	Лексемы в
		предложении с ЦП

Табл. 2. Общая схема фрейма шаблона распознавания целевого показателя. * обязателен; – необязателен

Дополнительно могут быть установлены специальные лексемы, наличие которых в предложении позволяет более точно распознавать требуемый контекст целевого показателя.

В качестве результата работы алгоритма распознавания в тексте целевого показателя «пористость» приведем фрейм-экземпляр данного целевого показателя, заполненный значениями из приведенного ниже фрагмента текста (табл. 3).

Имя слота	Обязательность	Значение слота
Целевой показатель	*	пористость
Раздел отчета	*	ГИС
Ярус/Горизонт	*	горизонт
Объект	*	верейский
Функция оценки	*	среднее
целевого показателя		
Единицы измерения ЦП	*	%
Критерий отбора	-	75 определений
Значение ЦП	*	16,4
Контекст ЦП	*	«значение»

Табл. 3. Фрейм-экземпляр целевого показателя «пористость». * обязателен; – необязателен

Тестирование и оценивание разработанных алгоритмов

Тестирование разработанных алгоритмов проводилось на 8 отчетах различных месторождений Республики Татарстан. Средний размер отчета составляет 100–500 страниц.

В тестировании оценивалась точность алгоритмов извлечения значений целевых показателей по микроусредненным (P_1) и макроусредненным (P_2) значениям точности:

$$P_1 = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} k_{ij}}{\sum_{i=1}^m n_i}, \ P_2 = \frac{\sum_{i=1}^m \frac{\sum_{j=1}^{n_i} k_{ij}}{n_i}}{m},$$

где m – количество месторождений; n_i – количество объектов, имеющих целевой показатель в *i* месторождении; k_{ij} – число правильно извлеченных значений целевого показателя (1 – true, 0 – false).



	Микроусредненная	Макроусредненная
	точность	точность
Месторождение	1	1
Год открытия	1	1
Год эксплуатации	1	1
Местоположение	1	1
Количество залежей	0,85	0,85
нефти		
Пористость	0,89	0,9
Керн	1	1
Нефтенасыщенность	0,85	0,85
Кин	0,96	0,98
К _{выт}	0,96	0,98

Табл. 4. Результаты тестирования по целевым показателям

Рассчитанные метрики по целевым показателям представлены в табл. 4.

Заключение

В статье представлены результаты по разработке архитектуры цифровой научной платформы «Агрегатор неструктурированных геолого-промысловых данных» и базовых моделей извлечения данных из неструктурированных текстов отчетов по месторождениям Республики Татарстан.

Разработанные модели реализованы в программной системе и протестированы на реальных отчетах по различным месторождениям. Проведенное тестирование показало высокие (85-100%) оценки точности извлекаемых целевых показателей (объектах месторождений и их характеристиках), что соответствует результатам, полученным для других языков (Lucas P. Cinelli et al., 2021; Nooralahzadeh et al., 2018; Qiu et al., 2019; Consoli et al., 2020). На основе разработанной программной системы формируется сводная база данных по месторождениям, результаты которой в дальнейшем могут быть использованы в различной аналитике с применением методов машинного обучения и нейросетевого анализа больших данных. Интегрирование и обобщение разнородной информации об объектах исследования недр позволят на основании полученных данных принимать обоснованные решения и переходить на новый уровень автоматизации в нефтегазовой сфере.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Дежина Й.Г., Мясников А.В., Коротеев Д.А. и др. (2017). Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад. М.: БиТуБи, 220 с.

Abdelhamid K., Ammar T.B., Laid K. (2022). Artificial Intelligent in Upstream Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Challenges and Perspectives. *Artificial Intelligence and Its Applications. AIAP 2021. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 413. Lejdel B., Clementini E., Alarabi L. (eds). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-96311-8 2424

Consoli B., Santos J., Gomes D., Cordeiro F., Vieira R., Moreira V. (2020). Embeddings for Named Entity Recognition in Geoscience Portuguese Literature. *Proc. 12th Conference on Language Resources and Evaluation (LREC 2020)*, Marseille, 11–16 May 2020. https://aclanthology.org/2020. lrec-1.568.pdf

Chengbin Wang, Yuanjun Li, Jianguo Chen, Xiaogang Ma (2023). Named entity annotation schema for geological literature mining in the domain of porphyry copper deposits. *Ore Geology Reviews*, 152, 105243. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2022.105243

Choubey S., Karmakar G.P. (2021). Artificial intelligence techniques and their application in oil and gas industry. *Artif Intell Rev*, 54, pp. 3665–3683. https://doi.org/10.1007/s10462-020-09935-1

Deloitte Analysis Report (2019). Digital transformation of oil and gas sector. https://www.petrotech.in/static/pdf/Theme-Session-Deloitte.pdf

Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. (2016). Deep learning. Cambridge, MA: MIT Press.

Hoffimann Julio, Mao Youli, Wesley Avinash, Aimee Taylor (2018). Sequence Mining and Pattern Analysis in Drilling Reports with Deep Natural Language Processing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, USA, September 2018. https://doi.org/10.2118/191505-MS

Lucas P. Cinelli, José F.L. de Oliveira, Vinicius M. de Pinho et al. (2021). Automatic event identification and extraction from daily drilling reports using an expert system and artificial intelligence. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108939

Nooralahzadeh F., Øvrelid L., Lønning J.T. (2018). Evaluation of domain-specific word embeddings using knowledge resources. *Proc. 11th International Conference on Language Resources and Evaluation (LREC* 2018), pp. 1438–1445. http://www.lrec-conf.org/proceedings/lrec2018/ pdf/268.pdf

Qiu Q., Xie Z., Wu L., Tao L., and Li W. (2019). Bilstm-crf for geological named entity recognition from the geoscience literature. *Earth Science Informatics*, 12, pp. 565–579. https://doi.org/10.1007/s12145-019-00390-3

Technavio (2015). How oil and gas is using Big Data for better operations. http://www.technavio.com/blog/how-oil-and-gas-using-big-data-better-operations

Сведения об авторах

Ольга Авенировна Невзорова – доцент, кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп.1

Рустем Рафаилевич Хакимуллин – лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп.1

Ильяс Ирекович Идрисов – научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп.1 e-mail: ilyas_irekovich@mail.ru

IN ENGLISH

Статья поступила в редакцию 13.09.2023; Принята к публикации 29.09.2023; Опубликована 30.12.2023

REVIEW ARTICLE

Digital scientific platform "Aggregator of unstructured geological and field data": architecture and basic models of data extraction

O.A. Nevzorova, R.R. Khakimullin, I.I. Idrisov^{*} Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation *Corresponding author: Ilyas I. Idrisov, e-mail: ilyas irekovich@mail.ru

www.geors.ru

Abstract. The article describes the project being developed for the digital scientific platform "Aggregator of unstructured geological and field data", which could potentially be important for the oil and gas industry. The use of new intelligent technologies within the framework of this project will significantly improve the efficiency of processing, storage and use of geological and field information contained in various text sources, mainly in field reports.

The main goal of developing a digital scientific platform is to integrate heterogeneous information about the objects of subsurface exploration, which is extracted from reports on deposits of the Republic of Tatarstan. This will create a consolidated database that will become the basis for making informed decisions in the oil and gas sector. The project of the digital scientific platform includes the development of architecture, algorithms and software solutions based on modern methods of text processing and data mining.

Keywords: data collection and analysis, field reports, database, automation, big data, text data processing, unstructured data, information extraction

Recommended citation: Nevzorova O.A., Khakimullin R.R., Idrisov I.I. (2023). Digital scientific platform "Aggregator of unstructured geological and field data": architecture and basic models of data extraction. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 149–156. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.13

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 as part of the program for the creation and development of the NCMU "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet".

References

Abdelhamid K., Ammar T.B., Laid K. (2022). Artificial Intelligent in Upstream Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Challenges and Perspectives. *Artificial Intelligence and Its Applications. AIAP 2021. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 413. Lejdel B., Clementini E., Alarabi L. (eds). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-96311-8_2424

Consoli B., Santos J., Gomes D., Cordeiro F., Vieira R., Moreira V. (2020). Embeddings for Named Entity Recognition in Geoscience Portuguese Literature. Proc. 12th Conference on Language Resources and Evaluation (LREC 2020), Marseille, 11–16 May 2020. https://aclanthology.org/2020. lrec-1.568.pdf

Chengbin Wang, Yuanjun Li, Jianguo Chen, Xiaogang Ma (2023). Named entity annotation schema for geological literature mining in the domain of porphyry copper deposits. *Ore Geology Reviews*, 152, 105243. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2022.105243

Choubey S., Karmakar G.P. (2021). Artificial intelligence techniques and their application in oil and gas industry. *Artif Intell Rev*, 54, pp. 3665–3683. https://doi.org/10.1007/s10462-020-09935-1

Deloitte Analysis Report (2019). Digital transformation of oil and gas sector. https://www.petrotech.in/static/pdf/Theme-Session-Deloitte.pdf

Dezhina I.G., Myasnikov A.V., Koroteev D.A. et al. (2017). Current technological trends in the development and production of oil and gas: public analytical report. Moscow: BiTuBi, 220 p. (In Russ.)

Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. (2016). Deep learning. Cambridge, MA: MIT Press.

Hoffimann Julio, Mao Youli, Wesley Avinash, Aimee Taylor (2018). Sequence Mining and Pattern Analysis in Drilling Reports with Deep Natural Language Processing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, USA, September 2018. https://doi.org/10.2118/191505-MS

Lucas P. Cinelli, José F.L. de Oliveira, Vinicius M. de Pinho et al. (2021). Automatic event identification and extraction from daily drilling reports using an expert system and artificial intelligence. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108939

Nooralahzadeh F., Øvrelid L., Lønning J.T. (2018). Evaluation of domain-specific word embeddings using knowledge resources. *Proc. 11th International Conference on Language Resources and Evaluation (LREC* 2018), pp. 1438–1445. http://www.lrec-conf.org/proceedings/lrec2018/ pdf/268.pdf

Qiu Q., Xie Z., Wu L., Tao L., and Li W. (2019). Bilstm-crf for geological named entity recognition from the geoscience literature. *Earth Science Informatics*, 12, pp. 565–579. https://doi.org/10.1007/s12145-019-00390-3

Technavio (2015). How oil and gas is using Big Data for better operations. http:// www.technavio.com/blog/how-oil-and-gas-using-big-data-better-operations

About the Authors

gr M

Olga A. Nevzorova – Associate Professor, Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Rustem R. Khakimullin – Laboratory Assistant, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Ilyas I. Idrisov – Researcher, Kazan Federal University 18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation e-mail: ilyas_irekovich@mail.ru

> Manuscript received 13 September 2023; Accepted 29 September 2023; Published 30 December 2023

Георесурсы и филателия: Вокруг газовой трубы

Сюжеты почтовых марок, посвященных георесурсам, часто связаны со смежной, но негеологической темой – транспортом. Это соседство не вызывает противоречивых чувств ни у геологов, ни у историков техники, ни у тематических коллекционеров¹. В предыдущих очерках филателистической рубрики журнала уже встречались марки с изображением почти всех способов перевозки полезных ископаемых, в том числе канатная дорога в г. Ткварчели.

Если уголь, руду, воду или нефть достаточно «просто» транспортировать в негерметичных конструкциях (тележки, каналы, мешки, акведуки), то транспортировка летучего газа невозможна без трубопровода, работающего от перепада давлений². Трубопроводный газ безопасно, выгодно и безостановочно обеспечивает энергетические потребности человека.



Бруней Даруссалам, 1989. 60-летие нефтяной и газовой индустрии. Перевозка труб по железной дороге для внутреннего снабжения.

Султан Брунея свято исполняет предначертанную роль.



Кот д'Ивуар (Берег Слоновой Кости), 1970. Тепловая электростанция Вриди.

Перейдя с мазута на газ, электростанция существенно увеличила свою мощность.

Трубопроводному транспорту трудно конкурировать по художественной выразительности с водным, железнодорожным, автомобильным или воздушным транспортом. Символические трубопроводы из линий часто присутствуют на марках, олицетворяя прогресс промышленности и широкую поступь развития экономики.

В филателии газопроводы представлены неоправданно скромно. Почтовые ведомства больше любят нефтепроводы.

История трубопроводов начинается с глиняных труб и бамбука. В выпуске журнала «Георесурсы» (№3/2023, с. 90) упоминалось про древние газопроводы при добыче соли в Китае и в храме огнепоклонников в Азербайджане.



Ямайка. 1938. Бамбуковое изобилие – по всей тропической Азии.

Показали своё изобретательское мастерство древние китайны, начав лелать из бамбука трубы, желонки, стволы фейерверков, пороховые копья – первые ракеты.



Малайзия, ш. Селангор, 1960.

Природа подсказала, из чего делать трубы: из растений с полыми стеблями охотники издавна делали духовые трубки-ружья.



Микронезия, 1999. Добыча соли и газа в Китае на рубеже н.э.

Старинный рисунок из «Летописи Соляного права провинции Сычуань» (Музей соли в г. Цзыгун). На переднем плане - газосмесительный распределительный чан, от которого по трубам газ подаётся в соляные печи. Слева - газовый выброс. Вверху соляной раствор из скважины рабочие в ведрах переносят и заливают в бамбуковый трубопровод, идущий вниз к печам.

Есть сведения, что Пекин в IV в. до н.э. освещался природным газом, подаваемым по бамбуковым трубам. Бамбуковые газопроводы просуществовали в Китае до XVIII в. н.э.

При изготовлении коротких труб внутренние перегородки бамбука прожигались углем. При большей длине трубы (2-5 м) ствол расщеплялся в длину, и перегородки вырезались. Половинки трубы и стыки скрепляли известково-растительными клеями, обматывали и конопатили веревкой, пропитаной смолой или воском, обмазывали глиной. Для упрочнения стенок применялся и такой метод, как вымачивание стебля в особых маслах с последующим «закаливанием» его в горячей золе, что было важно для разнообразного скважинного инструмента. По бамбуковым газопроводам природный газ с глубин до 600 м, движимый пластовым давлением, передавался на многие десятки километров. Была освоена технология его смешивания с воздухом в глиняных или деревяных чанах до взрывобезопасных концентраций.

На изготовление труб шли наиболее крупные и ровные участки стеблей, а «отходы» помельче использовались как стройматериал, шли на изготовление мебели, палочек для еды и, главное, на рубеже тысячелетий приблизили очередное знаменитое китайское изобретение – бумагу.

¹ Тематическое коллекционирование – разновидность коллекционирования, направленное на поиски смысла в сюжетах марок и допускающее многие «вольности», неприемлемые у настоящих филателистов, например, разбиение серий. ² Известный современный способ перевозки газа в больших полиэтиленовых мешках мы не рассматриваем, как нелегальный.

*Из коллекции В.В. Соколова e-mail: filagr@list.ru

Природный газ, также как и искусственный угольный, вначале использовался исключительно для освещения.

gr M



Уже в развитую промышленную эпоху первый газопровод был проложен в 1821 г. от скважины на сланцевый газ для освещения городка Фредония на юго-восточном берегу озера Эри – одного из пяти Великих озер.

Вначале трубы были деревянные, но вскоре были заменены на стальные. Эта скважина не относится к числу первых, потому что она была, по-существу, колодцем и копалась, а не бурилась ударным способом с применением подъемной вышки. Глубина колодца была 8,2 м.

США, 1955. Карта Великих озер США. Марка посвящена шлюзам.

С развитием технологий материалами для изготовления труб были свинец, бронза, медь, олово, чугун.

Одна из старейших труб была сделана в Египте около 4500 лет назад из меди и была водосточной. Эта труба сохранилась в Пергамон-музее. Историки поведали и о трубной индустрии Древнего Рима, выпускающей свинцовые трубы для раздачи воды из акведуков¹. Для металлических труб, в том числе железных и стальных, к XIX веку технологии производства были схожи – литьё, фальцовка, кузнечная сварка. Для газопроводов эти способы были технологически малопригодны.



Германия, 2002. «Музейный остров» на р. Шпрее в Берлине. Пергамон-музей – в центре архитектурного ансабля.



СССР, 1981. 100-летие изобретения электросварки в России.

В 1882 г. на Куваевской мануфактуре в г. Иваново была впервые произведена промышленная электродуговая сварка металла. Автором и патентообладателем этого изобретения был Николай Николаевич Бенардос (1842–1905). Модифицировал электродуговую сварку Н.Г. Славянов (1854–1897). Несмотря на высокий технический потенциал, после смерти инженеров-изобретателей электросварка в России была почти забыта². Возросшая потребность в трубном производстве и развивающаяся металлоиндустрия дали новый импульс для широкого применении электродуговой сварки на заводских линиях.



Финляндия, 1968. Электросварка в промышленности.



СССР, 1986. Челябинск славен не только тракторами.

В послевоенное время центром развития трубопроводной промышленности стал Челябинский трубопрокатный завод, построенный в 1942 г. в результате эвакуации трубного завода из Мариуполя. Высокая потребность в трубах для стальных газопроводов страны стала тем мощным стимулом для развития технологии сварки труб. К 1963 г. трубопрокатная линия по производству труб большого диаметра из двух полуцилиндров на Челябинском трубопрокатном заводе стала крупнейшей в Европе. В СССР и России 70% газопроводов сделаны из труб ЧТПЗ.



СССР, 1965. Бесспорный девиз нашей темы.

LEIPZIGER FRÜHJAHRSMESSE 1982 25 DDR bindinging friedinging reinfischer Statistanikanitäter

ГДР, 1982. Из многочисленных серий о ежегодных Лейпцигских ярмарках. Линия по производству стальных бесшовных труб.

Следующим шагом в развитии технологии производства труб был бесшовный способ производства труб, запатентованный в 1886 г. братьями М. и Р. Маннесманн. Эта технология бесшовного производства стала передовой в выпуске артиллерийских стволов и труб для газопроводов высокого давления. Основанная ими в 1890 г. компания Mannesmann A.G. впоследствии стала крупнейшим трубопрокатным концерном Германии, а спустя 70 лет участвовала в «сделке века» – самой большой сделке в российско-германской истории по поставке труб «русского размера» (1420 мм и давление 100 атм.) для строительства в северных условиях газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород». Подробности времен этой сделки – целая сага³.

¹Водяные трубы – отдельная глава в необъятной теме «Вода».

² А.А. Зворыкин, Н.И. Осьмова и др. История техники. М., 1962, с. 297.

³ Н.Ю. Замятина. Сага о трубах большого диаметра: Госплан, освоение Севера и проблемы импортозамещения. Издательские решения, 2022.

В первой трети XX века благодаря развитию химической промышленности настал технологический рубеж, когда газ превратился в экологичное и экономичное топливо и сырьё, глубокая переработка которого дает тысячекратный экономический эффект.

Канада, 1950. Разведочное бурение в Западной Канаде.

Вырывающийся белым облаком газ за ненадобностью сжигался в вечногорящих факелах, подобных изображенному. Знакомая марка (выпуск журнала «Георесурсы» №3/2022, с. 223), но с надпечаткой «G» (government) ценится в несколько раз выше.

> Траектории газопроводов стали принципиально меняться: если ранее по улицам городов искусственный угольный газ подавался только для освещения от расположенного в самом городе завода, то теперь газопроводы превращаются в тысячекилометровые магистрали от месторождений газа, расположенных не обязательно вблизи промышленных центров, и разветвленную городскую сеть.

ЛНР, 2017. День работников нефтяной и газовой промышленности. Обслуживанием газопроводов занимаются городские службы.

Так устроила природа, что ЮАР – страна с крупнейшим в мире месторождением алмазов, родина Де Бирс, и богатыми залежами угля – полностью лишена нефтегазовых ресурсов.

ГП "ЛУГАНСКГАЗ"

ЮАР проводила политику апартеида, из-за которой с 50-х годов в течение 40 лет страна находилась в режиме международной изоляции: поставки в страну нефти и газа были прекращены.

В ответ на потребность ЮАР в топливе, находясь под прессом международного эмбарго из-за политики расовой дискриминации, угольный концерн SASOL начал осваивать производства этилена и бензина из имеющегося в изобилии угля. И к 60-м годам превратился в крупнейшего в мире производителя

Начавшийся в 1973 г. беспрецедентный мировой энергетический кризис позволил концерну Sasol нарастить и укрепить свои лидирующие позиции.

Бельгия, 2002. Из серии «Путешествие в XX век.» Надпись-напоминание о нефтяном кризисе.

2002 C. OLY

BELGIË· BELGIQUE 0,41

*Из коллекции В.В. Соколова e-mail: filagr@list.ru

может поддержать экономику страны.

ЮАР, 1989. Завод по переработке угля. Из серии «Источники энергии». Secunda CTL - разросшийся Sasol - современные производства с годовой производительностью 10 млн м³ газа и 60 млн барр. искусственной нефти. Является крупнейшим в мире источником выбросов СО2.

синтетического топлива. ЮАР, 1975. Конверт Первого дня в честь 25-летия концерна Sasol. Гашение произведено в Сасолбурге городе, построенном для работников концерна.

> Так, вдвое затратный против природного газа способ получения синтетического топлива при определенных условиях











СОЕДИНЕНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ – КИТАЙ И ЗАПАД – ВОСТОК



......



Туркменистан, 2010. Выпуск по случаю ввода в эксплуатацию газопровода Туркменистан – Китай.

На сувенирном блоке – полная карта трубопровода и флаги странучастниц проекта длиной 6500 км и мощностью 55 млрд м³/год. Протяженность туркменского участка – около 200 км.



Узбекистан, 2010. Газопровод Узбекистан – Китай. Второй 500-километровый участок газопровода Центральная Азия – Китай.



Узбекистан, 2001. 10 лет независимости.

Популярный ракурс в «трубопроводных» сюжетах. Изображена укладка, скорее всего, газопровода, так как в 2001 году Узбекистан занимал второе место после России по добыче природного газа (58 млрд м³).







Китай, 2005. Начало коммерческой эксплуатации первой ветки газопровода Запад-Восток 1 (Тарим-Байхе).

Длина первой ветки – 4000 км, мощность 4 млрд м³/год. После ввода в эксплуатацию второй и третьей ветки газопровод стал самым протяженным в мире – 8700 км. Начато строительство четвертой ветки длиной 3340 км.



Казахстан, 2009. Выпуск по случаю начала строительства третьего 1300-километрового участка газопровода Центральная Азия – Китай. В конце этого участка газопровод соединится с китайским газопроводом Запад – Восток I.

¹Из коллекции В.В. Соколова e-mail: filagr@list.ru gr /m

НЕКОТОРЫЕ СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПРОЕКТИРУЕМЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ АЗИИ И АФРИКИ



Туркменистан, 2018. Памятный выпуск, посвященный Трансафганскому газопроводу ТАПИ (Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия). Начало строительства – 2015 г. Длина – 1840 км, мощность – 33 млрд м³/год. На территории Туркменистана трубы поставляет ЧТПЗ.



Алжир, 1993. 30-летие нефтегазовой компании Sonatrach.

Государственная компания-монополист – главный игрок НГ-отрасли на африканском континенте. По трубопроводам поставляет в Западную Европу 25% потребности в газе.





Пакистан, 1983. Инаугурация проекта газопровода Quetta. Длина 344 км, мощность – 0,9 млрд м³/год.



Египет, 2005. Пуск Арабского газопровода Египет – Иордания – Сирия – Ливан.

Длина 1200 км, проектная мощность 10 млрд м³/год. Устойчивой работы газопровода пока не достигнуто.



Гвинея, 1975. 10 лет Африканскому банку развития.

В 70-х годах возникли две идеи инвестирования в инфраструктурные проекты: строительство газопроводов из Нигерии на север Африки для дальнейшего транзита газа в Европу. Сквозь саванну, изображенную на марках, и пустыню Сахару должен был бы пройти Транссахарский газопровод Нигерия – Нигер – Алжир мощностью 30 млрд м³ и длиной 4200 км. После долгих лет забвения проект реанимирован в середине 2022 г., но в 2023 г. в Нигере произошел военный переворот...

[•]Из коллекции В.В. Соколова e-mail: filagr@list.ru Газопроводы всегда находились в центре внимания общества, тем более в последнее время. К сожалению, не ко всем крупным газопроводам есть памятные почтовые выпуски. Но, и имеющиеся, возможно, напомнят о хитросплетениях газотранспортных систем.

gr / _





СССР, 1978. Конверт и марка «Строительство газопровода «Союз» с изображением флагов стран-участниц строительства.

Другое название газопровода – «Оренбург – Западная граница СССР». Длина – 2750 км, мощность – 26 млрд м³/год. Введен в эксплуатацию в 1980 г. Конверт погашен спецгашением со схожим дизайном в честь 50-летия МИНХ и ГП им.И.М.Губкина.



Румыния, 2009. Блок «35 лет транзита газа через Румынию на Балканы».

Выпуск под эгидой компании TRANSGAZ, осуществляющей внутреннюю и международную транспортировку газа.

Трансбалканский газопровод запитывается на территории Украины на полпути из газопровода «Союз» и идет через Балканы в Турцию. В настоящее время загружен на 3%, газом снабжается только Румыния.



Венгрия, 1979. На марке из серии «30 лет СЭВ» – символическое изображение компрессорной станции газопровода «Союз».

По территории Венгрии транспортировку газа осуществляет румынская компания TRANSGAZ.



Россия 2012. Блок «Завершение строительства газопровода «Северный поток».

Описание сюжета блока подробно рассмотрено в выпуске журнала «Георесурсы» №1/2023, с. 79.

СССР, 1983. Конверт Первого дня «Уренгой – Ужгород»

12 октября – день в день – повторным символическим гашением в Новом Уренгое журнал отметил 40-летие ввода в эксплуатацию трансконтинентального газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород» (выпуск журнала «Георесурсы» №1/2023, с. 79.)

11 июля 2026 года исполнится 80 лет ввода в эксплуатацию первого отечественного магистрального газопровода Саратов – Москва. Отличный повод для выпуска юбилейной марки.

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14

УДК 550.8.012

Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации

gr∦

М.В. Лебедев^{*}, Е.В. Астафьев, А.В. Храмцова ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Клиноформная концепция нижнего мела Западной Сибири служит научной основой для прогнозирования его нефтегазоносности. Однако новые задачи и новые технологические возможности требуют ее дальнейшего развития. Базой для этого может служить современная модельно независимая методология секвенс-стратиграфии, суть которой заключается в разбиении разреза на последовательность системных трактов путем выделения всех секвенс-стратиграфических поверхностей. При этом выбор типа поверхностей, ограничивающих секвенс, осуществляется уже на втором этапе на основе выраженности поверхностей в разрезе или предпочтений исследователя.

Широкое развитие стратиграфических несогласий в нижнемеловом клиноформном комплексе севера Западной Сибири позволяет выделять в составе нижнемеловых клиноформ четыре системных тракта: верхний HST, стадии падения относительного уровня моря FSST, нижний LST, трансгрессивный TST – путем картирования секвенс-стратиграфических поверхностей на основе анализа типов вертикального напластования. Отмечено, что границами секвенсов в данном случае должны быть кровли TST – поверхности подошвенного прилегания (DLS), традиционно интерпретируемые как поверхности максимального затопления (MFS), что обеспечивает согласованность предлагаемого подхода с клиноформной концепцией.

Выделенные клиноформы Западной Сибири можно рассматривать как генетические секвенсы III порядка. Однако прогноз фаций в их системных трактах характеризуется недостаточной степенью детальностью. Для дальнейшей детализации фациальных моделей клиноформы (секвенсов III порядка) предлагается расчленить на клиноформы (секвенсы IV порядка) и выделить в них системные тракты. Но последние далеко не всегда картируются современной сейсморазведкой, для этого необходимы особые условия. В работе предложено: 1) разделять секвенсы III порядка на системные тракты, 2) выполнять картирование их мощностей с выделением депоцентров, 3) в пределах депоцентров (в подходящих сейсмогеологических условиях) выделять клиноформы – секвенсы IV порядка и составляющие их системные тракты как основу для картирования резервуаров и ловушек углеводородов.

Ключевые слова: секвенс-стратиграфия, север Западной Сибири, генетический секвенс, стратиграфическое несогласие, секвенс III порядка, секвенс IV порядка

Для цитирования: Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмцова А.В. (2023). Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации. *Георесурсы*, 25(4), с. 163–175. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14

Введение

С конца 70-х годов XX в. научной основой прогноза нефтегазоносности берриас-готеривского комплекса нижнего мела Западной Сибири является клиноформная концепция (Наумов, 1977; Трушкова, 1980; Трушкова и др., 2011). Именно на ее базе созданы современная стратиграфическая схема указанных отложений и фациальные модели шельфовых и ачимовских резервуаров. Клиноформная концепция позволила выстроить эффективную методологию сейсмостратиграфической интерпретации сейсмических и скважинных данных, что дало возможность закартировать многие сотни структурно-литологических ловушек, в которых впоследствии были открыты залежи углеводородов (УВ).

Современный этап освоения ресурсной базы клиноформного комплекса Западной Сибири характеризуется:

 существенным усложнением геологического строения новых перспективных объектов, уменьшением их размеров;

 – существенным увеличением разрешающей способности сейсморазведки, т.е., существенным увеличением потенциально доступной информации о геологическом строении недр.

Очевидно, что данная ситуация требует дальнейшего развития клиноформной концепции. Соответственно встает вопрос: на какой основе возможно это дальнейшее развитие? Согласно отечественным публикациям, например (Карогодин, 1996; Габдуллин и др., 2008; Маргулис, 2008; Зорина, 2016; Ершов, 2018; Сподобаев и др., 2018; Балдин и др., 2020, 2021, 2022; Потапова, 2020; Жемчугова и др., 2021), такой основой может быть современная

^{*} Ответственный автор: Михаил Валентинович Лебедев e-mail: MVLebedev2@tnnc.rosneft.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

модельно независимая методология секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2006; Catuneanu et al., 2009, 2010, 2011; Catuneanu, 2019). Подтверждением этого являются следующие основания.

Во-первых, это единство представлений о связи клиноформ и секвенсов с циклами изменения относительного уровня моря (ОУМ) (Карогодин, 1996; Маргулис, 2008).

Во-вторых, что самое главное, в соответствии с принципами секвенс-стратиграфии клиноформы в общем случае могут быть расчленены на четыре самостоятельных элемента – системных тракта с характерными для них последовательностями фаций, что существенно увеличивает прогностические возможности обновленной конструкции.

Первые результаты в данном направлении были получены нами совместно с Е.А. Потаповой на материалах по северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Докладывались они на конференции в Тюменском индустриальном университете в 2021 г. (Лебедев, Потапова, Храмцова), а также на конференции в Московском геолого-разведочном институте (Потапова и др., 2023). Целью настоящей работы является дальнейшее обоснование возможностей развития клиноформной модели нижнего мела на основе принципов секвенс-стратиграфии.

Существующие модели секвенсов

Во избежание терминологических недоразумений в настоящем разделе дано описание моделей осадочных секвенсов II, III, IV типов, генетического секвенса, трансгрессивно-регрессивного (T-R) секвенса, перечисленных (Catuneanu et al., 2011, pp. 175–176). Секвенсстратиграфические модели отличаются положением границ секвенсов и названиями системных трактов.

Перечислим сначала используемые далее сокращения:

- субаэральное стратиграфическое несогласие (subaerial unconformity – SU);
- коррелятивное согласие (correlative conformity CC);
- базальная поверхность форсированной регрессии (basal surface of forced regression – BSFR);
- поверхность максимальной регрессии (maximum regressive surface MRS);
- поверхность максимального затопления (maximum flooding surface MFS).
- системный тракт стадии падения ОУМ (falling-stage systems tract FSST);
- нижний системный тракт (lowstand systems tract LST);
- трансгрессивный системный тракт (transgressive systems tract TST);
- верхний системный тракт (highstand systems tract HST);
- регрессивный системный тракт (regressive systems tract RST).

Понятие об *осадочном секвенсе II типа* рассмотрено в работах (Haq et al., 1987; Posamentier et al., 1988). Он включает следующие системные тракты (снизу вверх): ранний LST – подводные конуса выноса; поздний LST – клиновидное тело, формирующееся в условиях низкого стояния уровня моря; TST – трансгрессивный покров; HST – сигмовидное тело, формирующееся в условиях высокого стояния уровня моря. Границами осадочного секвенса II типа служат комбинированные поверхности, состоящие из SU и CC, последняя проводится в подошве раннего LST.

Осадочный секвенс III типа связан с работами (Van Wagoner et al., 1988, 1990; Christie-Blick, 1991). По нашему мнению, последняя работа является ключевой, поскольку в ней четко показано, что HST осадочного секвенса II типа подразделяется на две части: нижнюю агградационно-проградационную и верхнюю проградационную, формирующуюся уже в условиях форсированной регрессии (Christie-Blick, 1991, fig. 2). Снизу вверх в составе осадочного секвенса III типа выделяются LST, TST, ранний HST, поздний HST. Границами осадочного секвенса III типа также служат SU и CC, последнее, в отличие от предыдущей модели, проводится в подошве LST (подошве позднего LST секвенса II типа).

Осадочный секвенс IV типа описан в (Hunt, Tucker, 1992; Helland-Hansen, Gjelberg, 1994). Идеи, обозначенные в модели осадочного секвенса III типа, получили в нем свое развитие: снизу вверх выделяются LST, TST, HST и FSST. Последний включает в себя все отложения, сформированные в стадию форсированной регрессии (Catuneanu, 2006, pp. 178). Его границами служат SU и CC, последнее проводится в подошве LST (рис. 1).

Осадочные секвенсы по определению могут быть выделены только в толщах, содержащих поверхности стратиграфических несогласий. В отличие от них генетические секвенсы и T-R-секвенсы могут быть выделены и в стратиграфически согласных толщах.

Трансгрессивно-регрессивные (Т-R) секвенсы введены в работах (Johnson, Murphy, 1984; Embry, Johannessen, 1992), в согласных последовательностях отложений они ограничены MRS. В последовательностях, содержащих стратиграфические несогласия, – комбинированными поверхностями, включающими MRS и SU (рис. 1).

Генетический секвенс представлен в работе (Galloway, 1989). Границы его проводятся по кровлям трансгрессивных системных трактов. В (Van Wagoner et al., 1988, pp. 44) отмечено: «Кровлей трансгрессивного системного тракта является поверхность подошвенного прилегания (downlap surface). Поверхность подошвенного прилегания – это поверхность морского затопления, к которой прилегают языки проградирующих клиноформ вышезалегающего верхнего системного тракта. Эта поверхность маркирует смену ретроградационного пакета парасеквенсов аградационным и является поверхностью максимального затопления». Поверхности подошвенного прилегания (downlap surface – DLS) представляют собой кровли конденсированных морских осадков. Из приведенной цитаты следует, что DLS традиционно интерпретируются как поверхности максимального затопления MFS, но такая интерпретация далеко неоднозначна. Например, в (Catuneanu et al., 2011, р. 190) отмечено, что иногда переход от ретроградационного седиментационного тренда к проградационному отмечается зоной (обычно конденсированных) глубоководных фаций, а не одной поверхностью, и это может привести к неоднозначности ее выделения в разрезе. Но и в этом случае граница между TST и HST проводится по кровле конденсированных отложений, т.е. по поверхности DLS. Это обстоятельство сближает генетические секвенсы с клиноформами



Рис. 1. Концептуальные модели осадочного секвенса IV типа, генетического секвенса, T-R-секвенса на основе (Catuneanu et al., 2011): A – геологическая модель, Б – соответствующая диаграмма Уиллера. Секвенс-стратиграфические поверхности: MRS – поверхность максимальной регрессии, MFS – поверхность максимального затопления, BSFR – базальная поверхность форсированной регрессии, SU – субаэральное стратиграфическое несогласие, CC – коррелятивное согласие. Системные тракты: TST – трансгрессивный, HST – верхний, FSST – стадии падения OYM, LST – нижний. Секвенсы: DSIV – осадочный секвенс IV типа, GS – генетический секвенс, T-R – трансгрессивно-регрессивный секвенс

Западной Сибири. Границы клиноформ также часто проводятся по кровлям конденсированных покровов – маркирующих пачек аргиллитов, представляющих собой поверхности DLS, к которым последовательно прилегают вышезалегающие слои регрессивных компонент клиноформ. В настоящей статье за ними сохранено общепринятое название MFS. Традиционно генетический сексенс подразделяется на следующие системные тракты (снизу вверх): HST, ранний LST (fan), поздний LST (wedge) и TST (Catuneanu et al., 2011).

Отметим, что в настоящее время рассмотренная типизация секвенсов имеет в значительной степени историческую ценность. В 2009-2011 гг. у О. Catuneanu с коллегами вышли три статьи, положившие, по нашему мнению, начало новому модельно независимому этапу развития секвенс-стратиграфии (Catuneanu et al., 2009, 2010, 2011). Суть новой методологии заключается в разбиении осадочных разрезов на последовательность генетических единиц (форсированно регрессивной, нормально регрессивных при низком и высоком стояниях уровня моря, трансгрессивной), т.е. на последовательность системных трактов, ограниченных секвенс-стратиграфическими поверхностями (Catuneanu et al., 2009, fig. 10). При этом выбор типа секвенс-стратиграфической поверхности, ограничивающей секвенс, осуществляется уже на втором этапе, исходя из степени их выраженности в разрезе или предпочтений исследователя (Catuneanu et al., 2011, fig. 19).

Таким образом, секвенс-стратиграфическое моделирование нижнемеловых клиноформ Западной Сибири можно рассматривать как их разбиение на системные тракты HST, FSST, LST, TST в случае наличия внутри них стратиграфического несогласия (рис. 1) или на системные тракты RST и TST в случае его отсутствия с последующим изучением выделенных системных трактов.

Мы согласны с точкой зрения Е.А. Потаповой (Потапова, 2020) в том, что группировать выделенные системные тракты на втором этапе следует именно в генетические секвенсы – аналоги Западно-Сибирских клиноформ, поскольку маркирующие глинистые пачки:

- были и остаются основой для расчленения и корреляции объекта, они надежно выделяются в разрезах скважин по комплексу ГИС, с ними связаны зональные отражающие горизонты, позволяющие идентифицировать одноименные пачки в разрезах разных скважин;
- являются зональными и региональными покрышками, соответственно, на них основано разбиение объекта на нефтегазоносные комплексы.

С учетом выше изложенного представляется целесообразным рассмотреть развитие секвенс-стратиграфического моделирования клиноформного комплекса Западной Сибири.

Анализ развития секвенс-стратиграфического моделирования клиноформного комплекса Западной Сибири

Несмотря на очевидную актуальность проблемы, количество работ, посвященных секвенс-стратиграфическому моделированию клиноформного комплекса Западной Сибири, весьма невелико. В этом разделе дается краткий анализ известных нам работ.

В статье О.В. Пинуса (Pinous et al., 1999) предложена секвенс-стратиграфическая модель продуктивной толщи Приобского месторождения. Согласно авторам, готеривский продуктивный комплекс образован двумя осадочными секвенсами III порядка. Основные резервуары, представленные комплексами фаций подводных конусов выноса и дельтовых систем, входят в состав LST (Pinous et al., 1999, р 987).

Статья (Pinous et al., 2001) содержит описание региональной модели клиноформного комплекса в Субширотном Приобье. На основе системы трансгрессивных поверхностей, а также стратиграфических несогласий и коррелятивных согласий выделено 16 осадочных секвенсов, которые в настоящее время, вероятно, можно отнести ко II типу. Каждый из них включает системные тракты LST, TST, HST. Согласно приведенным схемам основные ачимовские и шельфовые резервуары входят в состав LST.

Работы А.О. Шуваева (Шуваев, 2015; Шуваев и др., 2017) посвящены строению и нефтегазоносности описываемого объекта Большехетской впадины. В ходе секвенс-стратиграфического моделирования были выделены поверхности максимального затопления (MFS), максимального обмеления (MRS), границы секвенсов – стратиграфические несогласия, а также системные тракты TST, HST, LST, подводные конусы выноса lsf, клинья низкого уровня моря lsw. Выделенные секвенсы, вероятно, также можно отнести ко II типу.

В работах Е.А. Потаповой (Потапова, 2015, 2020) изложены результаты секвенс-стратиграфического моделирования клиноформ на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала и в южной части Антипаютинской впадины. В них показана высокая эффективность генетического секвенса, состоящего из HST, FSST, LST, TST, для фациально-стратиграфического моделирования клиноформного комплекса в районе исследования.

В статье А.А. Сподобаева, А.А. Нежданова, А.В. Меркулова (Сподобаев и др., 2018) приведены результаты секвенс-стратиграфического анализа ачимовских отложений Ямбургского месторождения. Показано, что в разрезе последовательно сочетаются толщи с нормально регрессивным и форсированно регрессивным типами напластования.

Крупным обобщением по рассматриваемой теме является статья В.А. Жемчуговой, В.В. Рыбальченко, Т.А. Шардановой (Жемчугова и др., 2021), в которой дано описание строения секвенсов IV – V порядка и составляющих их системных трактов FSST, LST, TST, HST. Судя по рис. 14 в этой работе, исследование выполнено в рамках модели осадочного секвенса IV типа.

И наконец, обсудим концептуальную секвенс-стратиграфическую модель нижнемелового клиноформного комплекса, предложеную С.В. Ершовым (Ершов, 2018). По нашему мнению, кратко ее можно свести к следующим тезисам. Вследствие высокой скорости тектонического погружения уровень моря в бассейне никогда не опускался ниже бровок клиноформ (с. 1115, 1117), что исключает форсированный тип регрессии (с. 1117). Соответственно, приемлемыми для объекта остаются только модель осадочного секвенса III типа или модели генетического секвенса, T-R-секвенса (с. 1115). Основной объем глубоководных конусов выноса накапливался на этапах формирования системных трактов высокого стояния уровня моря (с. 1119). При этом самые крупные резервуары ачимовской толщи входят в состав верхних частей HST, сформированных, как правило, при максимальном падении ОУМ, или при замедлении скорости его повышения (с. 1118).

Таким образом, для секвенс-стратиграфического моделирования нижнемелового клиноформного комплекса, можно отметить, с одной стороны, разнообразие подходов к решению поставленной задачи, с другой стороны – эффективность применения рассматриваемой концепции. В ходе рассмотренных исследований были апробированы практически все широко используемые в настоящее время модели секвенсов: осадочные секвенсы II, III, IV типов, генетический секвенс. На возможность использования T-R-секвенса указано в (Ершов, 2018).

Большинство авторов связывают формирование ачимовских глубоководных конусов выноса с этапами низкого стояния уровня моря (Pinous et al, 1999, 2001; Шуваев, 2015; Шуваев и др., 2017; Сподобаев и др., 2018). На их приуроченность к форсированно регрессивным комплексам прямо указано в работах (Потапова, 2015, 2020; Жемчугова и др., 2021), на наличие склоновых конусов выноса в составе LST – в (Жемчугова и др., 2021). Видимые разногласия этих данных с выводами С.В. Ершова, по нашему мнению, объясняются причинами терминологического характера. Согласно отмеченной выше работе (Christie-Blick, 1991), модель осадочного секвенса III типа можно рассматривать не как альтернативу модели IV типа, а как ее предшественника. Верхняя часть HST с форсированно регрессивным типом напластования (offlap) в ней является аналогом FSST осадочного секвенса IV типа. Следовательно, заключения С.В. Ершова о приуроченности основных ачимовских конусов выноса к верхней части HST осадочного секвенса III, по нашему мнению, в целом содержательно не противоречат выводам остальных исследователей.

Стратиграфические несогласия в нижнемеловом клиноформном комплексе Западной Сибири

Как уже отмечалось выше, наличие в разрезе стратиграфических несогласий с точки зрения секвенс-стратиграфии является принципиальным моментом, поскольку определяет способ разбиения клиноформы разбиваются на HST, FSST, LST, TST, при отсутствии стратиграфических несогласий – на RST, TST. Имеющиеся в настоящее время данные свидетельствуют о широком развитии стратиграфических несогласий в нижнемеловом клиноформном комплексе Западной Сибири. Несогласия различного ранга (Барабошкин и др., 2002) возникают под влиянием восходящих тектонических движений, изменения относительного уровня моря, локальной тектоники и определяются по керну и в обнажениях, по ГИС, сейсморазведочным данным и по биостратиграфическим исследованиям.

В нижней части клиноформного комплекса арктических районах Западной Сибири выделяется региональное раннемеловое несогласие (предваланжинский размыв), сформированное, по мнению многих авторов (Нежданов и др., 2022; Розбаева и др., 2023), под влиянием позднекиммерийской (Верхояно-Колымской) складчатости. Раннемеловое несогласие выражается в виде эрозионных срезов и сокращения временных толщин на сейсмических профилях и подтверждается данными по биостратиграфии.

В неморских обстановках стратиграфические несогласия – это палеопочвы (рис. 2А) и основания врезанных долин.

В мелководно-морских обстановках это поверхности субаэральной экспозиции, формирующиеся при понижении ОУМ и осушении шельфа.

При повышении ОУМ также образуются секвенс-стратиграфические поверхности, имеющие важное значение для корреляции отложений. Это поверхность затопления (FS) или трансгрессивная поверхность (TS), а также поверхность максимального затопления (MFS) (рис. 2Б, 2В).

Регрессивная поверхность морской эрозии (RSME) обычно идентифицируется в мелководно-морском бассейне в виде резкой эрозионной поверхности, залегающей над глинистыми биотурбированными алевролитами, которые перекрываются массивными песчаниками (рис. 2Г). Поверхность RSME образуется в результате волнового размыва во время форсированной регрессии в мелководном морском бассейне.

На мелководье и в литоральной зоне часто встречаются эрозионные поверхности/поверхности Glossifungites (Glossi) – перерывы «плотного грунта» (firmground), образованные в результате волновой деятельности или трансгрессии и подчеркнутые вертикальными, субвертикальными цилиндрическими, U-образными следами жизнедеятельности ихнофаций Glossifungites (*Thalassinoides*, *Arenicolites*, *Skolithos*, *Diplocraterion*, *Rhizocorallium*), глубоко проникающими в нижележащий субстрат (рис. 2Б). Размыв волнами или течениями в ходе трансгрессий может достигать 10–20 м (Posamentier, Allen, 1999). В результате изучения керна из объекта исследования установлено, что мощность перекрывающих поверхности Glossifungites трансгрессивных слоев может изменяться от 0,1 до 2,0–3,0 м. Поверхность Glossifungites часто маркирует границу секвенса (SU), совмещенную с трансгрессивной поверхностью (TS).

По керну в кровле шельфовых пластов обычно выделяется эрозионная поверхность с ихнокомплексом Glossifungites, которая перекрывается интенсивно биотурбированными песчаниками трансгрессивного слоя. В кровле биотурбированных песчаников и алевролитов трансгрессивного слоя выделяются поверхность затопления FS и перекрывающая ее пачка глинистых отложений шельфа. Типичное строение парасеквенсов наблюдается во многих прибрежно-морских разрезах нижнемеловых отложений Западной Сибири (рис. 2). Данные по керну нижнемеловых отложений, ГИС и возрастным определениям свидетельствуют о широком распространении в разрезе стратиграфических несогласий.

Стратиграфические несогласия в разрезах клиноформного комплекса описаны во многих работах по Западной Сибири. В монографии (Трушкова и др., 2011) приведен рис. 1.4, датированный 1987 г., на котором отображено стратиграфическое несогласие в кровле продуктивного горизонта БВ₁₂ Северо-Варьеганского месторождения. Обоснованию стратиграфического несогласия в кровле пласта Hx-I Сузунского месторождения по данным керна и ГИС посвящена статья (Розбаева и др., 2013). В ней описана поверхность размыва с характерным ихнокомплексом Glossifungites, отражающая эрозионное срезание, в процессе которого происходило активное разрушение подстилающих мелководно-морских фаций. В кровле пластов группы БУ отмечаются многочисленные поверхности размыва (Жемчугова, 2014).



Рис. 2. Поверхности несогласий, выявленные в керне: А – поверхность затопления (FS), выделенная в кровле палеопочвы угольного пласта, Rt – углефицированные корни растений, Б – трансгрессивная поверхность/поверхность Glossifungites, подчеркнутая ходами морских червей и ракообразных: Ophiomorpha (Oph), Diplocraterion (Dipl), Asterosoma (Ast); В – поверхность максимального затопления (MFS) в кровле трансгрессивного слоя алевролитов мелко-крупнозернистых глинистых биотурбированных, перекрытая аргиллитами микрослоистыми мелководного морского бассейна; Г – регрессивная поверхность морской эрозии (RMSE), подчеркивающая эрозионную границу между шельфовыми алевритовыми аргиллитами и перекрывающими песчаниками предфронтальной зоны пляжа. Ниже границы видны ходы Thalassinoides ихнофации Glossifungites, проникающие из пляжевых песчаников в подстилающие глинистые отложения шельфа. Обозначения: Thal – Thalassinoides, Pal – Palaeophycus, Ch – Chondrites, Ast – Asterosoma, Helm – Helminthopsis

Выделение и обоснование опорных поверхностей на основании комплексного анализа данных по керну/обнажениям, каротажных кривых и результатов сейсморазведки дает надежные результаты при корреляции разрезов скважин, а также при выделении секвенсов и системных трактов разных порядков.

Детализация внутреннего строения клиноформного комплекса на основе принципов секвенс-стратиграфии – секвенсы III порядка

Сначала необходимо оценить ранг нижнемеловых клиноформ, ограниченных поименованными маркирующими глинистыми пачками, для сопоставления полученных результатов с известными данными.

Отметим, что проблема иерархии секвенсов относится к числу самых сложных в данном направлении исследований (Miall, 2010). Так, на рис. 4.3 данной монографии представлена сводка оценок временных интервалов формирования секвенсов шести порядков (со ссылкой на статью (Schlager, 2004)). Из нее следует, что большинством авторов время формирования секвенсов III порядка оценено в интервале 0,5-4,8 млн лет, а время формирования секвенсов IV порядка - 0,05-1 млн лет. Аналогичная сводка приведена в более современной статье (Catuneanu, 2019, fig. 2), целиком посвященной данному вопросу: временной интервал формирования секвенсов III порядка - 0,01-4,8 млн лет, секвенсов IV порядка – 0,0004–0,1 млн лет; интервал изменения мощностей секвенсов III порядка – 10–200 м, секвенсов IV порядка – от 1 до 30–40 м.

При столь широком разбросе данных, по нашему мнению, имеет смысл просто сопоставить стратиграфическую шкалу нижнего мела Западной Сибири со шкалой эвстатических колебаний В. Наq (Haq, 2014), на которой воспроизведена цикличность III порядка. В результате такого сопоставления получен вывод: клиноформы нижнего мела как геологические тела, ограниченные кровлями маркирующих глинистых пачек, аналогичны секвенсам *III порядка.* Для такого заключения имеются следующие основания.

- В работе (Наq, 2013) в интервале берриаса готерива выделяется 12 секвенсов III порядка. Исходя из продолжительности указанного интервала 14,2 млн лет (там же), среднее время их формирования равно 1,2 млн лет, а интервал колебаний 0,4–2,2 млн лет;
- В статьях С.В. Ершова (Ершов, 2017, 2018) для северной части Западной Сибири в этом же возрастном интервале выделяется 15 маркирующих пачек аргиллитов, что позволяет разбить его на генетические секвенсы со средней продолжительностью 0,9 млн лет, что сопоставимо с секвенсами III порядка В. Наq.
- В действующей стратиграфической схеме берриасаапта в этом же интервале выделяется 18 маркирующих пачек, что задает его разбиение на генетические секвенсы со средней продолжительностью 0,8 млн л., что также сопоставимо с секвенсами III порядка В. Наq.

Разница в количестве маркирующих пачек в различных источниках, по-видимому, объясняется включением в единый перечень результатов разномасштабных трансгрессий. Максимальные мощности клиноформ составляют 350–400 м, что также соответствует принятому рангу, они издавна изучаются сейсморазведкой, что по праву позволяет их отнести к «сейсмическому» уровню иерархии (seismic scale – рис. 2, 12 в (Catuneanu, 2019)).

В настоящем разделе изложены некоторые результаты детализации внутреннего строения клиноформ – генетических секвенсов III порядка на примере одного из районов севера Западной Сибири.

В основе современной модельно независимой концепции секвенс-стратиграфии лежит требование выделения в разрезе всех имеющихся секвенс-стратиграфических поверхностей независимо от предпочитаемой модели секвенса (Catuneanu et al., 2011; Catuneanu, 2019). Под секвенс-стратиграфическими поверхностями понимаются геологические границы, разделяющие осадочные толщи с различными типами вертикального напластования (stratal stacking pattern): нормально регрессивным в условиях высокого стояния уровня моря, форсированно регрессивным, нормально регрессивным в условиях низкого стояния уровня моря, трансгрессивным (Catuneanu et al., 2011, р. 189). Закономерные последовательности геологических тел с указанными типами вертикального напластования формируются в результате полного цикла изменения ОУМ в районе береговых линий, включая этап его падения. Геологические тела с различными типами вертикального напластования, ограниченные секвенсстратиграфическими поверхностями, в настоящее время определяются как системные тракты (Catuneanu et al., 2011, p. 184; Catuneanu, 2019, p. 352).

Продемонстрируем возможности детализации внутреннего строения клиноформ на композитном временном разрезе, составленном из фрагментов сейсмических данных площадных работ в одном из районов севера Западной Сибири. В результате предшествующих исследований в ООО «ТННЦ» были выделены самбургская, савуйская, чеускинская, сармановская, тепловская клиноформы – генетические секвенсы третьего порядка (рис. ЗА). Соответствующие маркирующие глинистые пачки на рисунке обозначены зеленым цветом.

Кровли генетических секвенсов проводятся по кровлям одноименных маркирующих пачек – *поверхностям DLS* (или условно *MFS*), соответствующим надежно коррелируемым отрицательным отражениям в составе двухфазных высококогерентных пакетов.

Выше MFS во всех секвенсах присутствуют аградационно-проградационные пакеты отражений, подчеркивающие нормально регрессивную структуру *верхних системных трактов HST.*

Аградационно-проградационные пакеты HST сменяются существенно проградационными пакетами с форсированно регрессивной структурой, соответствующими FSST. Их нижние границы BSFR нами проведены по наиболее нижним устойчивым положительным отражениям, «срезаемым» поверхностями стратиграфических несогласий в районах перехода клинотем в ундатемы. Характерной особенностью FSST на исследуемой территории является четко выраженное взаимоотношение внутренних осей синфазности с перекрывающей поверхностью SU по типу эрозионного среза.



Рис. 3. Результаты расчленения генетических секвенсов III порядка на системные тракты: А – выделение секвенс-стратиграфических поверхностей; Б – выделение системных трактов. Условные обозначения к рис. 3A: 1 – отражающий горизонт Б; 2 – поверхность максимального затопления MFS; 3 – базальная поверхность форсированной регрессии BSFR; 4 – поверхность максимальной регрессии MRS; 5 – стратиграфические несогласия и коррелятивные согласия; 6 – маркирующие глинистые пачки: иг – урьевская, smb – самбургская, sv – савуйская, ch – чеускинская, srm – сармановская, tpl – тепловская; 7 – одноименные генетические секвенсы; 8 – внутренние отражения. Условные обозначения к рис. 3Б: системные тракты секвенсов III порядка: 1 – TST; 2 – LST; 3 – FSST; 4 – HST; 5 – перспективный объект

Существенно проградационные пакеты FSST вновь сменяются проградационно-аградационными пакетами с нормально регрессивной структурой, соответствующими LST. В ряде случаев отмечено подошвенное налегание внутренних отражений на подстилающие поверхности стратиграфических несогласий. Верхние границы LST MRS проводятся по подошвам маркирующих глинистых пачек TST. Границы выклинивания LST со стороны континента маркируются прилеганием MRS к поверхностям SU.

Двухфазные высококогерентные пакеты отражений, последовательно перекрывающие LST, FSST, HST, соответствуют трансгрессивным системным трактам TST.

Результирующая внутренняя структура клиноформ – генетических секвенсов III порядка представлена на рис. ЗБ. Детализация внутреннего строения регрессивных компонент клиноформ открывает новые возможности для картирования в их составе резервуаров и ловушек УВ. В первую очередь это относится к ачимовским резервуарам. Выделение в составе клиноформ системных трактов FSST позволяет оконтурить области их наиболее вероятного распространения, поскольку по современным представлениям наибольшие объемы соответствующих фаций подводных конусов выноса формировались на этапах форсированной регрессии (Catuneanu, 2006). Кроме того, характерная для системных трактов FSST интенсивная проградация способствовала формированию микроклиноформной структуры шельфовых резервуаров, определяющей в ряде случаев многие особенности строения залежей, например (Фищенко и др., 2021). Разбиение клиноформ

на системные тракты имеет значение и для картирования шельфовых пластов, которым всегда уделялось большое внимание в Западной Сибири. В предлагаемых моделях верхние шельфовые пласты клиноформ входят в состав LST, соответственно, данные по их границам могут существенно дополнить критерии прогноза этих резервуаров. В общем случае LST являются перспективными с точки зрения наличия резервуаров, связанных с подводными конусами выноса (Catuneanu, 2006, fig. 5.14; Жемчугова и др., 2021).

В завершении этого раздела остановимся на следующем важном моменте.

В монографии О. Catuneanu (Catuneanu, 2006, fig. 5.4) верхний системный тракт HST отображен как клиноформное тело, депоцентр которого расположен в ундатеме, а клинотема и фондотема представлены маломощными отложениями. Далее в таблице на рис. 5.14 отмечены плохие условия для формирования в составе HST подводных конусов выноса. Данная точка зрения является весьма распространенной среди геологов.

В рассмотренном выше примере HST представляют собой мощные клиноформные тела с депоцентрами в клинотеме, причем в их составе выделяются резервуары, связанные с подводными конусами выноса, например, HST самбургского генетического секвенса в скв. 5 (красный овал на рис. 3Б).

По нашему мнению, данное противоречие объясняется тем, что приведенные выше общие рассуждения даются

вне связи с порядком рассматриваемых объектов. Более подробно этот вопрос рассмотрен в следующем разделе.

Детализация внутреннего строения клиноформного комплекса на основе принципов секвенс-стратиграфии – секвенсы IV порядка

Разрешение сформулированного выше противоречия возможно на основе концепции высокоразрешающей секвенс-стратиграфии (Zecchin, Catuneanu, 2013; Catuneanu, 2019).

Секвенсы III порядка – это, как правило, достаточно масштабные геологические тела, мощность которых может составлять сотни метров. Это традиционные объекты для изучения сейсмическим методом.

Секвенсы IV порядка – это объекты с аналогичной внутренней структурой, но слагающие секвенсы III порядка. Мощность их составляет десятки метров, т.е., это объекты, исследуемые в скважинах (Catuneanu, 2019). Хотя секвенсы IV порядка и составляющие их системные тракты являются целевыми для геологоразведчиков, непосредственное картирование их сейсмическим методом возможно далеко не всегда вследствие ограничения его разрешающей способности. В этих условиях обычно поступают следующим образом: по данным сейсморазведки и скважин картируют секвенсы III порядка и составляющие их системные тракты, а затем прогнозируют внутреннюю литолого-фациальную структуру системных трактов на основе концептуальных моделей и имеющихся скважинных данных.

170 GEDRESURSY

www.geors.ru

Однако значительные мощности секвенсов III порядка в Западной Сибири и достаточно высокое качество сейсмических данных позволяют в ряде случаев непосредственно закартировать их внутреннее строение. Проиллюстрируем данный тезис на примере савуйского и самбургского генетических секвенсов (рис. 4). Участок детальных исследований выделен рамкой на рис. 3.

В результате детального сейсмостратиграфического анализа в указанных секвенсах удалось по устойчивым отрицательным фазам выделить еще четыре дополнительные поверхности DLS (MFS) более высокого IV порядка. Основанием для такого выделения являются их взаимоотношения с залегающими выше элементами волнового поля по схеме подошвенного прилегания (downlap).

Выявленные DLS (MFS) совместно с анализом типов вертикального напластования позволили разделить каждый из секвенсов III порядка на три генетических секвенса IV порядка (рис. 4). Соответственно, время их формирования составило 0,25–0,3 млн лет, а максимальные мощности – около 200 м.

В составе секвенсов IV порядка также были выделены системные тракты.

Результаты проведенной детализации можно свести к следующему.

Самбургский HST III порядка включает в себя генетический секвенс smb1 IV порядка и перекрывающий его HST секвенса smb2. Ундатема его образована маломощными HST, TST, HST секвенсов IV порядка, мощная клинотема – в основном FSST и LST, фондотема – в основном FSST. Причем резервуар подводных конусов выноса в скв. 5



gr /m

Рис. 4. Результаты расчленения самбургского и савуйского генетических секвенсов III порядка на генетические секвенсы IV порядка и их системные тракты: A – выделение секвенс-стратиграфических поверхностей; Б – выделение системных трактов. Условные обозначения к рис. 4A: 1 – MFS III порядка (a), IV порядка (b); 2 – BSFR III порядка (a), IV порядка (b); 3 – MRS III порядка (a), IV порядка (b); 4 – стратиграфические несогласия и коррелятивные согласия III порядка (a), IV порядка (b); 5 – маркирующие глинистые пачки: ur – урьевская, smb – самбургская, sv – савуйская; 6 – безымянные маркирующие глинистые пачки; 7 – генетические секвенсы III порядка (a), IV порядка (b); 8 – внутренние отражения. Условные обозначения к рис. 45: 1 – TST III порядка; 2 – TST IV порядка; 3 – LST IV порядка; 4 – FSST IV порядка; 5 – HST IV порядка; 6 – HST III порядка; 7 – FSST III порядка; 8 – перспективные объекты

входит в состав FSST секвенса IV порядка smb1 (красный овал 1 на рис. 4Б), что соответствует типовым представлениям о фациальном составе системных трактов.

gr / M

Самбургский FSST III порядка включает в себя FSST, LST, TST секвенса smb2 и HST, FSST секвенса smb3. Ундатема его сложена нижним парасеквенсом FSST, включающим шельфовый песчаный пласт (синий овал на рис. 4Б), также окончанием LST секвенса smb2, мощная клинотема - относительно маломощным FSST, мощным LST, крайне маломощным TST секвенса smb2, крайне маломощным HST, относительно маломощным FSST секвенса smb3, фондотема – в основном LST секвенса smb2, в котором в скв. 4 выделяются относительно маломощные образования подводных конусов выноса (красный овал 2 на рис. 4Б). Последнее позволяет предположить, что LST секвенсов IV порядка, сформированные в условиях общего тренда падения относительного уровня моря, могут быть перспективны на поиски резервуаров подводных конусов выноса.

Савуйский HST III порядка включает генетические секвенсы sv1 и sv2 IV порядка, а также HST секвенса sv3. Ундатема его образована чередованием маломощных HST и TST секвенсов IV порядка. Мощная клинотема сложена в основном FSST и LST секвенса sv1, а также FSST секвенса sv2, фондотема – в основном LST секвенса sv1, в котором по данным сейсморазведки выделяется достаточно крупное аккумулятивное образование (красный овал 3 на рис. 4Б), возможно содержащее резервуары подводных конусов выноса.

Итак, несмотря на местами неоднозначную корреляцию, из проведенного анализа можно сделать уверенный вывод: как минимум, системные тракты HST и FSST секвенсов III порядка на севере Западной Сибири имеют весьма сложное внутреннее строение, существенно отличающееся от типовых представлений. Связано это с тем, что системные тракты секвенсов III порядка являются частями вертикальных последовательностей генетических секвенсов IV порядка, каждый из которых, в свою очередь, может подразделяться на HST, FSST, LST, TST. Указанные системные тракты соответствуют типовым представлениям об их строении и, вероятно, контролируют распределение фаций в системных трактах секвенсов III порядка. Следовательно, в составе HST и FSST III порядка могут залегать как фации глубоководных конусов выноса, так и шельфовые резервуары, связанные соответственно с FSST, LST, HST IV порядка.

О дальнейшем развитии клиноформной модели нижнего мела Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии

Как уже отмечалось выше, суть развития клиноформной концепции нижнего мела Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии заключается:

 в разбиении клиноформ – генетических секвенсов III порядка на системные тракты HST, FSST, LST, TST, и их последующем исследовании, что должно способствовать уточнению пространственной локализации резервуаров и ловушек УВ;

 в разбиении в подходящих сейсмогеологических условиях клиноформ – генетических секвенсов III порядка на составляющие их клиноформы – генетические секвенсы IV порядка, а также в разбиении последних на системные тракты и их последующем исследовании, что должно способствовать построению фациальных моделей резервуаров с детальностью, соответствующей скважинным данным.

Клиноформы – генетические секвенсы III порядка в Западной Сибири – изучаются уже более 40 лет. Тем не менее, выделение в их составе HST, LST позволит, по нашему мнению, детализировать прогноз шельфовых резервуаров мелководно-морского генезиса, а выделение FSST – локализовать зоны, перспективные на поиски ловушек УВ в ачимовских резервуарах.

В результате проведенного анализа показано, что системные тракты секвенсов III порядка являются сложными гетерогенными образованиями, положение фаций в которых далеко не всегда соответствуют типовым моделям. Для того чтобы приблизить прогнозную фациальную модель к масштабу скважин секвенсы III порядка, следует расчленить на секвенсы IV порядка и выделить в них системные тракты. Последние уже в целом соответствуют типовым моделям системных трактов, приведенным, например, в (Catuneanu, 2006, fig. 5.4), и их можно использовать в качестве априорных при прогнозе резервуаров и ловушек VB.

Но секвенсы IV порядка и составляющие их системные тракты далеко не всегда возможно закартировать из-за ограничений разрешающей способности сейсморазведки. Для этого необходимы особые условия.

В связи с этим предлагается следующий методический подход к организации работ по прогнозу резервуаров и ловушек УВ в клиноформном комплексе нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии:

- в качестве исходных данных для секвенс-стратиграфического анализа использовать временные разрезы и разрезы скважин с результатами согласованного выделения клиноформ – генетических секвенсов III порядка, ограниченных кровлями маркирующих пачек аргиллитов;
- клиноформы генетические секвенсы III порядка разбивать на составляющие их системные тракты путем выделения всех секвенс-стратиграфических поверхностей, присутствующих в разрезе;
- картировать мощности системных трактов секвенсов III порядка с выделением их депоцентров. Картирование депоцентров крайне важно потому, что, во-первых, в них можно априорно предполагать повышенное содержание песчаных резервуаров, вовторых, повышенные мощности стратонов позволяют более обоснованно расчленять их на секвенсы IV порядка и их системные тракты;
- 4. в пределах выделенных депоцентров при наличии качественных сейсмических данных разбивать секвенсы III порядка и их системные тракты на секвенсы IV порядка и их системные тракты; резервуары и ловушки УВ выделять в составе последних путем комплексирования данных скважин, результатов кинематического и динамического анализа временных разрезов и априорных представлений о распределении фаций в исследуемых стратонах.

Заключение

Клиноформная концепция берриас-готеривского комплекса Западной Сибири была и остается научной основой прогноза его нефтегазоносности. Вместе с тем новые задачи и новые технологические возможности требуют ее дальнейшего развития. Базой для этого может служить современная модельно независимая методология секвенс-стратиграфии, суть которой заключается в разбиении разреза на последовательность системных трактов путем выделения всех секвенс-стратиграфических поверхностей. При этом выбор типа поверхностей, ограничивающих секвенс, осуществляется уже на втором этапе на основе выраженности поверхностей в разрезе или предпочтений исследователя.

Широкое развитие в нижнемеловом клиноформном комплексе севера Западной Сибири стратиграфических несогласий позволяет выделять в составе нижнемеловых клиноформ четыре системных тракта: верхний HST, стадии падения OVM FSST, нижний LST, трансгрессивный TST. Выделение осуществляется путем картирования секвенс-стратиграфических поверхностей на основе анализа типов вертикального напластования. Такое разбиение должно способствовать уточнению пространственной локализации резервуаров и ловушек УВ.

По нашему мнению, границами секвенсов в данном случае должны выступать кровли TST – поверхности подошвенного прилегания DLS, традиционно интерпретируемые как поверхности максимального затопления MFS, что обеспечивает согласованность предлагаемого подхода с клиноформной концепцией.

Перечисленные выше нижнемеловые клиноформы Западной Сибири можно рассматривать как генетические секвенсы III порядка. Разбиение их на системные тракты открывает новые возможности для картирования резервуаров и ловушек УВ как в ачимовских отложениях, так и в шельфовых пластах. В результате анализа установлено, что системные тракты секвенсов III порядка являются сложными гетерогенными образованиями, распределение фаций в которых может существенно отличаться от типовых моделей. Причина этого заключается в том, что они сами образованы секвенсами более высокого IV порядка. Распределение фаций в системных трактах секвенсов IV порядка приближено к типовым моделям (Catuneanu, 2006, fig. 5.4), их можно использовать в качестве априорных при прогнозе резервуаров и ловушек УВ. Но картирование их в общем случае затруднено ограничением разрешающей способности современной сейсморазведки.

Поэтому мы предлагаем сначала разделять секвенсы III порядка на системные тракты, затем выполнять картирование их мощностей с выделением депоцентров, далее в пределах депоцентров (в подходящих сейсмогеологических условиях) выделять клиноформы – секвенсы IV порядка и составляющие их системные тракты как основу для картирования резервуаров и ловушек углеводородов.

Благодарности

Авторы выражают глубокую благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые весьма способствовали улучшению работы.

Литература

Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. (2020). Проблемы и методы стратификации (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири). *Геофизика*, 3, с. 17–30.

Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. (2021). Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа. *Геофизика*, 3, с. 2–17.

Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З. (2022). Региональная секвенс-стратиграфическая модель строения верхнеюрско-неокомских отложений всей Западной Сибири как основа для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовской толщи и баженитов. *Геофизика*, 4, с. 46–57.

Барабошкин Е.Ю., Веймарн А.Б., Копаевич Л.Ф. Найдин Д.П. (2002) Изучение стратиграфических перерывов при производстве геологической съемки. Методические рекомендации. М.: МГУ, 163 с.

Габдуллин Р.Р., Копаевич Л.Ф., Иванов А.В. (2008). Секвентная стратиграфия. М.: МАКС Пресс, 113 с.

Ершов С.В. (2017). Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением. *Геология и геофизика*, 58(8), с. 1206–1219. DOI: 10.15372/ GiG20170808

Ершов С.В. (2018). Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 59(7), с. 1106–1123. DOI: 10.15372/GiG20180711

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 342 с.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенсстратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Зорина С.О. (2016). Секвенс-стратиграфия. (Материалы к лекциям. Практические занятия). Казань, 65 с.

Карогодин Ю.Н. (1996). Методологические вопросы литмологии и сиквенс-стратиграфии. *Геология и геофизика*, 37(4), с. 3–11.

Маргулис Л.С. (2008). Секвентная стратиграфия в изучении строения осадочных бассейнов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 3. http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf

Наумов А.Л. (1977). К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского мелового бассейна. Геология и геофизика, 18(10), с. 38–47.

Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Герасимова Е.В. (2022) Влияние позднекиммерийской складчатости на стратиграфию ранненеокомских отложений Западной Сибири. Экспозиция нефть газ, 7(60), с. 18–22.

Потапова Е.А. (2015). Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для уточнения корреляции клиноформных пластов группы БУ на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала. *Геология, геофизика* и разработка нефтяных и газовых месторождений, 7, с. 22–29.

Потапова Е.А. (2020). Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для выявления перспективных зон открытия новых залежей углеводородов в пределах южной части Антипаютинской впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7, с. 23–28. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-7(343)-23-28

Потапова Е.А., Потапов А.Д., Лебедев М.В. (2023). Клиноформная модель неокома на основе принципов секвенс-стратиграфии. *Мат. XVI межд. научно-практ. конф.: Новые идеи в науках о Земле.* М.: МГРИ (в печати).

Розбаева Г.Л., Евдощук А.А., Белкина В.А. (2013). Обоснование поверхности несогласия по данным керна и каротажа в задаче геомоделирования. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых* месторождений, 2, с. 21–25.

Розбаева Г.Л., Васильев В.Е., Дубровина Л.А., Маринов В.А., Храмцова А.В. и др. (2023). Стратиграфическое несогласие в подошве неокомского клиноформного комплекса северо-востока Западной Сибири. *Геомодель*. Санкт-Петербург.

Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В. (2018). Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Экспозиция. Нефть Газ, 2, с. 22–27.

Трушкова Л.Я. (1980). Формация и условия нефтегазоносности в неокоме южной половины Западно-Сибирской плиты. Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л.: ВНИГРИ, с. 34–48.

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П., Хафизов Ф.З. (2011). Клиноформы неокома – уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири. СПб: ВНИГРИ, 125 с.

Фищенко А.Н., Шакиров Р.Р., Михеев Ю.В., Кулагин С.И., Михайлов И.А., Сокольникова А.А. (2021). Микроклиноформное строение пласта БТ₁₀ как фактор, контролирующий формирование газовых залежей юго-востока Ямало-Ненецкого автономного округа. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 5, с. 98–110.

Шуваев О.В. (2015). Строение и нефтегазоносность неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины. *Геология нефти и газа*, 4, с. 2–11.

Шуваев О.В., Богданов О.А., Мусихин К.В., Истомин С.Б., Колосков В.Н. (2017). Особенности формирования неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 12(2). https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2017

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 375 p.

Catuneanu O. (2019). Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 188, pp. 312–388. https://doi.org/10.1016/j. earscirev.2018.09.017

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P. et al. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92, pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Catuneanu O., Bhattacharya J.P., Blum M.D. et al. (2010). Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First break*, 28, pp. 21–34. https://doi.org/10.3997/1365-2397.2010002

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C. et al. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44, pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Christie-Blick N. (1991). Onlap, offlap, and the origin of unconformitybounded depositional sequences. *Marine Geology*, 97, pp. 35–56. https://doi. org/10.1016/0025-3227(91)90018-Y

Embry, A. F., Johannessen, E. P. (1992). T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada. Arctic Geology and Petroleum Potential, 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF), pp. 121–146. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50013-7

Galloway W.E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bull*, 73, pp. 125–142. https://doi. org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D

Haq B.U. (2014). Cretaceous eustasy revisited. *Global and Planetary Change*, 113, pp. 44–58. https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2013.12.007

Haq B. U., Hardenbol, J., Vail, P. R. (1987). Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic (250 million years ago to present). *Science*, 235, pp. 1156–1166. https://doi.org/10.1126/science.235.4793.1156

Helland-Hansen W., Gjelberg J. G. (1994). Conceptual basis and variability in sequence stratigraphy: a different perspective. *Sedimentary Geology*, 92, pp. 31–52. https://doi.org/10.1016/0037-0738(94)90053-1

Hunt D., Tucker M. E. (1992). Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. *Sedimentary Geology*, 81, pp. 1–9. https://doi.org/10.1016/0037-0738(92)90052-S

Johnson J. G., Murphy M. A. (1984). Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States. *Geological Society of America Bulletin*, 95, pp. 1349–1359. https://doi.org/10.1130/0016-7606(1984)95<1349:TMF SCS>2.0.CO;2

Miall A.D. (2010). The Geology of Stratigraphic Sequences. Springer Berlin, Heidelberg, 522 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-05027-5

Pinous O.V., Karogodin Y.N., Ershov S.V., Sahagian D.L. (1999). Sequence stratigraphy, facies, and sea level change of the hauterivian productive complex, Priobskoe oil field (West Sibiria). *AAPG Bull*, 83(6), pp. 972–989.

Pinous O.V., Levchuk M. A., Sahagian D. L. (2001). Regional synthesis of the productive Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework. *AAPG Bull*, 85(10), pp. 1713–1730. https://doi.org/10.1306/8626D04F-173B-11D7-8645000102C1865D

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 7, 210 p.

Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual frame-work. Sea-level changes: an integrated approach. *SEPM Special Publication*, 42, pp. 109–124. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0109

Van Wagoner J.C., Mitchum Jr., R.M., Campion K.M., Rahmanian V. D. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for highresolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration*, Series 7, 55 p. https://doi.org/10.1306/Mth7510

Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. (1988). An overview of sequence stratigraphy and key definitions. Sea-level changes: an integrated approach. *SEPM Special Publication*, 42, pp. 39–45. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0039

Zecchin, M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015

Сведения об авторах

Михаил Валентинович Лебедев – доктор геол.-минерал. наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 630002, Тюмень, ул. Перекопская, д. 19 e-mail: MVLebedev2@tnnc.rosneft.ru

Евгений Владимирович Астафьев – заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 630002, Тюмень, ул. Перекопская, д. 19.

Алена Валерьевна Храмцова – кандидат геол.-минерал. наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 630002, Тюмень, ул. Перекопская, д. 19

Статья поступила в редакцию 15.06.2023; Принята к публикации 11.10.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Further Development of the Lower Cretaceous Clinoform Model of the North of West Siberia Based on the Sequence Stratigraphy Principles: New Possibilities of Stratification

M.V. Lebedev^{*}, E.V. Astafiev, A.V. Khramtsova Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation *Corresponding author: Mikhail V. Lebedev, e-mail: MVLebedev2@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The clinoform concept of the Lower Cretaceous of Western Siberia was and remains the scientific basis for predicting its oil and gas potential. At the same time, new challenges and new technological opportunities require its further development. The basis for this can be a modern model independent methodology of sequence stratigraphy, the essence of which is to divide the stratigraphic section into a succession of systems tracts by mapping of all sequence stratigraphic surfaces. At the same time, the choice of the type of surfaces limiting the sequence is carried out already at the

www.geors.ru

second stage on the basis of the expression of the surfaces in the stratigraphic section or the preferences of the researcher.

The wide development of unconformities in the Western Siberian Lower Cretaceous clinoform complex makes it possible to subdivide clinoforms into four systemic tracts: highstand HST, falling-stages FSST, lowstand LST, transgressive TST. The subdivision is carried out by mapping sequence stratigraphic surfaces based on the analysis of stratal stacking patterns. According to the authors, the boundaries of the sequences in this case should be the tops of the TST – the downlap surfaces (DLS), traditionally interpreted as maximum flooding surfaces (MFS). This ensures the consistency of the proposed approach with the clinoform concept.

The named clinoforms of Western Siberia can be considered as genetic sequences of the III order. However, the position of facies in their systems tracts is far from always predictable. For further detailing of facies models, clinoforms – III order sequences should be subdivided into clinoforms – IV order sequences, and subdivide them into systems tracts. But the latter are not always mapped by modern seismic method. Special conditions are necessary for this. Therefore, it is proposed at first to subdivide the III order sequences into systems tracts. Then – to map their thicknesses, and to allocate of their depocenters. Further, within the depocenters (under suitable seismogeological conditions), to define IV-order clinoforms – sequences and their constituent system tracts as a basis for mapping reservoirs and hydrocarbons traps.

Keywords: sequence stratigraphy, north of West Siberia, genetic sequence, stratigraphic unconformity, III order sequence, IV order sequence

Recommended citation: Lebedev M.V., Astafiev E.V., Khramtsova A.V. (2023). Further Development of the Lower Cretaceous Clinoform Model of the North of West Siberia Based on the Sequence Stratigraphy Principles: New Possibilities of Stratification. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 163–175. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14

References

Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N. (2020). Problems and methods of stratification (as exemplified by jurassic-cretaceous sediments in Northeastern West Siberia). *Geofizika = Geophysics*, 3, pp. 17–30. (In Russ.)

Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N. (2021). Stratigraphy of the jurassic-cretaceous deposits in northeast of Western Siberia on the results of sequence-stratigraphic analysis. *Geofizika* = *Geophysics*, 3, pp. 2–17. (In Russ.)

Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z. (2022). Regional sequence stratigraphic model of the upper jurassic-neocomian deposits structure throughout the Western Siberia as a basis for efficient development of hard-to-recover reserves of the Achimov series and bazhenites. *Geofizika* = *Geophysics*, 4, pp. 46–57. (In Russ.)

Baraboshkin E.Yu., Weimarn A.B., Kopaevich L.F., Naidin D.P. (2002). Study of stratigraphic breaks in the course of geological survey. Methodological recommendations. Moscow: MSU, 163 p. (In Russ.)

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 375 p.

Catuneanu O. (2019). Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 188, pp. 312–388. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.09.017

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P. et al. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92, pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Catuneanu O., Bhattacharya J.P., Blum M.D. et al. (2010). Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First break*, 28, pp. 21–34. https://doi.org/10.3997/1365-2397.2010002

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C. et al. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44, pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Christie-Blick N. (1991). Onlap, offlap, and the origin of unconformitybounded depositional sequences. *Marine Geology*, 97, pp. 35–56. https://doi. org/10.1016/0025-3227(91)90018-Y

Embry, A. F., Johannessen, E. P. (1992). T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada. Arctic Geology and Petroleum Potential, 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF), pp. 121–146. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50013-7

Ershov S.V. (2017). Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Neocomian in West Siberia in the context of clinoform structure. *Russ. Geol. Geophys.*, 58(8), pp. 963–972. https://doi.org/10.1016/j. rgg.2017.07.007

Ershov S.V. (2018). Sequence stratigraphy of the Berriassian–Lower Aptian deposits of West Siberia. *Russ. Geol. Geophys.*, 59(7), pp. 891–904. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.011

Fishchenko A.N., Shakirov R.R., Mikheev Yu.V., Kulagin S.I., Mikhailov I.A., Sokolnikova A.A. (2021). Microclinoform structure of the BT10 reservoir as a factor controlling the formation of gas deposits in the south-east of the Yamalo-Nenets Autonomous District. *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 5, pp. 98–110. (In Russ.)

Gabdullin R.R., Kopaevich L.F., Ivanov A.V. (2008). Sequence stratigraphy: Textbook. Moscow: MAX Press, 113 p. (In Russ.)

Galloway W.E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bull*, 73, pp. 125–142. https://doi. org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D

Haq B.U. (2014). Cretaceous eustasy revisited. *Global and Planetary Change*, 113, pp. 44–58. https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2013.12.007

Haq B. U., Hardenbol, J., Vail, P. R. (1987). Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic (250 million years ago to present). *Science*, 235, pp. 1156–1166. https://doi.org/10.1126/science.235.4793.1156

Helland-Hansen W., Gjelberg J. G. (1994). Conceptual basis and variability in sequence stratigraphy: a different perspective. *Sedimentary Geology*, 92, pp. 31–52. https://doi.org/10.1016/0037-0738(94)90053-1

Hunt D., Tucker M. E. (1992). Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. *Sedimentary Geology*, 81, pp. 1–9. https://doi.org/10.1016/0037-0738(92)90052-S

Johnson J. G., Murphy M. A. (1984). Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States. *Geological Society of America Bulletin*, 95, pp. 1349–1359. https://doi.org/10.1130/0016-7606(1984)95<1349:TMF SCS>2.0.CO;2

Karogodin Yu.N. (1996). Methodological issues of lithmology and sequence stratigraphy. *Geologiya i geofizika*, 37(4), pp. 3–11. (In Russ.)

Margulis L.S. (2008). Sequence stratigraphy in the study of the structure of sedimentary basins. Neftegazovaya Geologiya. *Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 3. (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf

Miall A.D. (2010). The Geology of Stratigraphic Sequences. Springer Berlin, Heidelberg, 522 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-05027-5

Naumov A.L. (1977). To the method of reconstruction of the bottom relief of the West Siberian Cretaceous basin. *Geologiya i geofizika*, 18(10), pp. 38–47. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Gerasimova E.V. (2022). The effect of Late Cimmerian folding on the stratigraphy of Early Neocomian deposits of West Siberia. *Ekspozitsiya neft 'gaz*, 7(60), pp. 18–22. (In Russ.)

Pinous O.V., Karogodin Y.N., Ershov S.V., Sahagian D.L. (1999). Sequence stratigraphy, facies, and sea level change of the hauterivian productive complex, Priobskoe oil field (West Sibiria). *AAPG Bull*, 83(6), pp. 972–989.

Pinous O.V., Levchuk M. A., Sahagian D. L. (2001). Regional synthesis of the productive Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework. *AAPG Bull*, 85(10), pp. 1713–1730. https://doi. org/10.1306/8626D04F-173B-11D7-8645000102C1865D

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 7, 210 p.

Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual frame-work. Sea-level changes: an integrated approach. *SEPM Special Publication*, 42, pp. 109–124. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0109

Potapova E.A. (2015). Applying a sequence-stratigraphic approach to update the correlation of clinoform formations of the BU group on the

southeastern slope of the Srednemessoyakhsky Swell. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields,* 7, pp. 22–29. (In Russ.)

Potapova E.A. (2020). Applying a sequence-stratigraphic approach to identify promising areas for new hydrocarbon discoveries within the southern part of the Antipayutinskaya depression. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* = *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 7, pp. 23–28. (In Russ.) https://doi. org/10.30713/2413-5011-2020-7(343)-23-28

Potapova E.A., Potapov A.D., Lebedev M.V. (2023). A clinoform model of the Neocomian based on the principles of sequence stratigraphy. *Proc. XVI Int. Scientific and Practical conf.: New ideas in the Earth Sciences*. Moscow, MGRI (in print). (In Russ.)

Rozbaeva G.L., Evdoshchuk A.A., Belkina V.A. (2013). Justifying the unconformity surface based on core and logging data in the geomodeling problem. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* = *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2, pp. 21–25. (In Russ.)

Rozbaeva G.L., Vasiliev V.E., Dubrovina L.A., Marinov V.A., Khramtsova A.V. et al. (2023). Stratigraphic unconformity at the bottom of the Neocomian clinoform complex of the northeast of West Siberia. *Geomodel*. St. Petersburg. (In Russ.)

Shuvaev O.V. (2015). The structure and oil and gas potential of the Neocomian clinoform complex within the Bolshekhetskaya Depression. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 4, pp. 2–11.(In Russ.)

Shuvaev O.V., Bogdanov O.A., Musikhin K.V., Istomin S.B., Koloskov V.N. (2017). Features of the formation of the Neocomian climoform complex within the Bolshekhetskaya Depression. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 12(2). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2017

Spodobaev A.A., Nezhdanov A.A., Merkulov A.V. (2018). The results of the sequence-stratigraphic analysis of the Achimov deposits at the Yamburgskoye oil and gas condensate field. *Ekspozitsiya neft' gaz*, 2, pp. 22–27. (In Russ.)

Trushkova L.Ya. (1980). Formation and conditions of oil and gas potential in the Neocomian of the southern half of the West Siberian Plate. Conditions of oil and gas potential and features of the formation of oil and gas deposits on the West Siberian plate. Leningrad: VNIGRI, pp. 34–48. (In Russ.)

Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P., Hafizov F.Z. (2011). Neocomian clinoforms as a unique type of oil and gas reservoirs in West Siberia. St. Petersburg: VNIGRI, 125 p. (In Russ.)

Van Wagoner J.C., Mitchum Jr., R.M., Campion K.M., Rahmanian V. D. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for highresolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration*, Series 7, 55 p. https://doi.org/10.1306/Mth7510

Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. (1988). An overview of sequence stratigraphy and key definitions. Sea-level changes: an integrated approach. *SEPM Special Publication*, 42, pp. 39–45. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0039

Zecchin, M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling of hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 342 p. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the Lower Cretaceous of West Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. (In Russ.) https://doi. org/10.18599/grs.2021.2.18

Zorina S.O. (2016). Sequence stratigraphy. (Materials for lectures. Practical exercises). Kazan, 65 p. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail V. Lebedev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), expert, Tyumen Petroleum Research Center

19 Perekopskaya St., Tyumen, 630002, Russian Federation e-mail: MVLebedev2@tnnc.rosneft.ru

Evgeniy V. Astafyev – Deputy Head of Division, Tyumen Petroleum Research Center

19 Perekopskaya St., Tyumen, 630002, Russian Federation

Alena V. Khramtsova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert, Tyumen Petroleum Research Center

19 Perekopskaya St., Tyumen, 630002, Russian Federation

Manuscript received 15 June 2023; Accepted 11 October 2023; Published 30 December 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.20

УДК 553.982

Литология и нефтеносность баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы

gr⊿

М.А. ФОМИН^{1*}, Р.М. Саитов^{1,2}, А.Г. Замирайлова¹ ¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия ²АО «Геологика», Новосибирск, Россия

В статье представлены результаты изучения четырех разрезов баженовской свиты и перекрывающих отложений в центральной части Мансийской синеклизы на основе комплексного анализа результатов лабораторных литолого-геохимических исследований кернового материала и данных широкого набора геофизических исследований скважин (ГИС). Для литологического описания разрез баженовской свиты был разделен на пять пачек, которые отличаются по соотношению содержаний углеродистой, глинистой, кремнистой и карбонатной компонент пород. Границы пачек были определены по их литологическому составу, а затем скорректированы с учетом ГИС. Первые две пачки характеризуются повышенными содержаниями кремнистого и глинистого материала, третья – существенным ростом кремнистой составляющей, четвертая – увеличенными концентрациями органического вещества, что указывает на ее более высокий по сравнению с нижней частью разреза нефтегенерационный потенциал. В пятой пачке возрастает содержание карбонатного материала, выделяется «кокколитовый» интервал, отмечаются многочисленные фрагменты двустворок. По всему разрезу баженовской свиты обнаружены минералы (стронцианит, витерит), указывающие на происходившие в диагенезе гидротермальные процессы.

В разрезе одной из изученных скважин в средней части баженовской свиты выделен интервал-коллектор. Отмечена высокая изменчивость коллекторских свойств баженовских пород даже в пределах одного месторождения, что связано с их вторичными преобразованиями пород в диа- и катагенезе. Обосновано, что материалы ГИС без данных, полученных методом ядерного магнитного резонанса, могут использоваться только для выделения возможных продуктивных интервалов. Установить в этих интервалах наличие либо отсутствие коллекторов возможно только на основе изучения их лабораторными методами

Ключевые слова: баженовская свита, Западная Сибирь, керн, геофизические исследования скважин, литологический состав, коллектор, нефтеносность

Для цитирования: Фомин М.А., Саитов Р.М., Замирайлова А.Г. (2023). Литология и нефтеносность баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы. *Георесурсы*, 25(4), с. 176–191. https://doi.org/10.18599/ grs.2023.4.20

Высокоуглеродистая карбонатно-глинисто-кремнистая баженовская свита сформировалась в результате региональной трансгрессии моря в Западно-Сибирском осадочном бассейне в волжском веке (Булынникова и др., 1978; Брадучан и др., 1986; Гурари и др., 1988; Занин и др., 2005; Конторович и др., 2013, 2019а) и распространена на значительной его части, замещаясь в периферийных областях одновозрастными аналогами (Рыжкова и др., 2018). Средняя мощность баженовских пород в центральной части бассейна составляет от 20 до 35 м.

Уже в первые годы изучения баженовской свиты стало очевидно, что она является главной нефтематеринской толщей Западно-Сибирского осадочного бассейна. Революционным для своего времени стало предположение Ф.Г. Гурари (1961) о ее возможной нефтеносности, которое подтвердилось в 1964 г. на территории Правдинской нефтегазоразведочной экспедиции и позднее на других площадях (Новиков и др., 1970).

В связи с возросшим интересом нефтяных компаний к возможностям добычи нефти из этих отложений в последнее десятилетие лавинообразно увеличилось количество работ, посвященных изучению литологического состава и палеогеографии, распределению и составу органического вещества (OB), определению петрофизических свойств, выделению коллекторов, а также обоснованию технологий разработки баженовской свиты и ее возрастного аналога нижнетутлеймской подсвиты в центральных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Такие исследования ведутся как в научно-исследовательских и отраслевых институтах, так и в научно-технических центрах крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и их дочерних организациях.

Баженовская свита изучается комплексом методов при плотности отбора образцов каждые 0,2–0,3 м. В результате таких детальных исследований было установлено, что основными породообразующими компонентами свиты являются биогенный кремнезем, карбонатный материал, глинистое вещество, кероген и образовавшийся в диагенезе пирит. Многими специалистами показано, что для этих отложений характерна существенная

^{*}Ответственный автор: Михаил Александрович Фомин e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

литологическая неоднородность не только по вертикали, но и по латерали – разрезы, находящиеся всего в нескольких десятках километров друг от друга, могут иметь значимые различия в минерально-компонентном составе пород, связанные с локальными палеогеографическими особенностями региона (Панченко и др., 2016; Макарова и др., 2017; Грабовская и др., 2018; Эдер и др., 2019; Фомина и др., 2021; Хотылев и др., 2021) и с процессами вторичного минералообразования в диа- и катагенезе (Предтеченская и др., 2006; Балушкина и др., 2016; Зубков, 2016; Калмыков, Балушкина, 2017; Эдер и др., 2021, 2022).

Во научных публикациях отмечается уникальность геологического строения баженовской свиты, ее высокий потенциал в качестве нефтяного резервуара. Согласно оценкам, выполненным в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), в баженовских породах сосредоточено порядка 10–12 млрд т извлекаемых ресурсов нефти (Конторович и др., 2019б). Однако, несмотря на детальное изучение этих отложений, сегодня по-прежнему крайне сложно прогнозировать перспективы их нефтеносности и возможный дебит нефти. Это связано, в первую очередь, с локальными особенностями седиментогенеза и последующими преобразованиями этих пород, которые определяют их литологический состав и коллекторские свойства.

Нами были изучены четыре разреза баженовской свиты на территории Мансийской синеклизы (рис. 1). Несмотря на то что эти отложения в центральной части Западно-Сибирского бассейна исследуются на современном уровне специалистами разных организаций, в открытой печати практически нет результатов изучения разрезов на выбранных нами площадях. Поэтому мы считаем, что представленные в настоящей статье результаты являются актуальными и внесут вклад в понимание процессов седиментации, последующего преобразования этих черносланцевых отложений и прогноза их нефтеносности.

Цель настоящего исследования – выявить закономерности распространения пород-коллекторов в изученных разрезах баженовской свиты.

Научная задача — на основе комплексного анализа результатов аналитических исследований кернового материала и материалов бурения определить литологический состав баженовской свиты и оценить перспективы нефтеносности этих отложений в изученных разрезах.

Результаты исследования были представлены на международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология», проходившей в рамках Международного научного конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» в 2022 и 2023 г. в г. Новосибирск.

Фактический материал и методика исследований

Исследование основывается на данных лабораторного изучения 233 образцов керна баженовской свиты и подачимовской толщи, отобранных с шагом 0,2–0,4 м, и результатах интерпретации широкого комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). В скв. М-1 образцами охарактеризован весь разрез, в скв. М-3 – нижняя часть разреза, а в скв. М-4 – верхняя часть разреза баженовской свиты. В скв. М-2 изучены образцы из верхней и средней частей разреза.

Химический анализ пород с определением основных породообразующих компонентов (SiO₂, TiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, MgO, MnO, K₂O, Na₂O, P₂O₅, BaO) выполнен методом РФА на рентгенофлуоресцентном спектрометре ARL-9900-XP (Thermo Electron Corporation) в лаборатории



Рис. 1. Обзорная карта района работ. Фрагмент тектонической карты по кровле юрского структурного яруса (Конторович и др., 2001)

рентгено-спектральных методов анализа «Центра коллективного пользования научным оборудованием много-элементных и изотопных исследований СО РАН» (ЦКП МИИ СО РАН). Анализ содержания в породах серы сульфидной, сульфатной и форм железа выполнен химическими методами в лаборатории изотопно-аналитической геохимии ЦКП МИИ СО РАН.

Концентрации ОВ в образцах рассчитывали на основе современных содержаний органического углерода, определенных по результатам пиролитических исследований образцов. Они выполнены в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН на пиролизаторе Source Rock Analyzer (SRA, Weatherford Laboratories) в режиме TPH-TOC (Total Petroleum Hydrocarbon – Total Organic Carbon).

Критериями для выделения нефтенасыщенных интервалов являлись следующие пиролитические показатели:

- высокий индекс продуктивности $PI = S_1/(S_1 + S_2)$, изменяющийся от 0,2 до 0,4 отн. ед. (параметр S_1 (мг УВ/г породы) – количество свободных углеводородов, выделившихся при нагреве до 300 °C; параметр S_2 (мг УВ/г породы) – количество углеводородов, выделившихся в результате высокотемпературной (300–650 °C) деструкции органического вещества);
- соотношение параметров S₁/TOC, превышающее 1 (TOC (% мас.) – общее содержание органического углерода в породе);
- высокие значения параметра S₁, превышающие 10 мг УВ/г породы.

На основе указанных выше результатов аналитических исследований нами проведен пересчет химического состава пород на минеральный по методике (Розен и др., 2000). По результатам пересчета каждому образцу присвоено литологическое название согласно классификации, разработанной в ИНГГ СО РАН (Конторович и др., 2016). Нам известны и другие классификации литологических разностей баженовской свиты (Калмыков, Балушкина, 2017; Грабовская и др., 2018; Немова, 2019), в которых кремнистый, глинистый, карбонатный материал и кероген также являются основными породообразующими компонентами.

Изучение текстурно-минералогических особенностей пород осуществлялось с помощью метода поляризационной микроскопии (Olympus BX51). Петрографические исследования были направлены на уточнение морфологии основных компонентов пород, а также на определение аутигенных минералов (пирит и др.), форм нахождения ОВ и др. Шлифы изготовлены в Центре геологических коллекций ИНГГ СО РАН.

Определение количественного содержания (спектры) различных химических элементов, изучение форм нахождения минеральных агрегатов, в т.ч. установление наличия в породах реликтов известковых наннофоссилий (кокколитофорид), двустворок, радиолярий, проводили на электронном сканирующем микроскопе MIRA 3 LMU (Tescan Ltd) с системами микроанализа Aztec Energy/ INCA Energy 450+ XMax 50+ и Inca Wave 500 (Oxford Instruments Ltd) в лаборатории рентгено-спектральных методов анализа ЦКП МИИ СО РАН. Выполнен количественный и качественный электронно-зондовый микроанализ, получены электронные изображения высокого разрешения. Для определения окислительно-восстановительных условий образования пород использовали значения степени пиритизации железа (СП) (Berner, Raiswell, 1983), которые рассчитывались по формуле: СП = $Fe_{map}/(Fe_{mp} + Fe_{reactive})$. Принято, что значения СП < 0,45 характеризуют окислительные условия, 0,45–0,75 – промежуточные, СП > 0,75 – высоко-восстановительные. Для установления соотношения биохемогенной к терригенной составляющей использовалось отношение SiO₂/Al₂O₃. В рассматриваемых отложениях содержание мелкоалевритового материала обычно не превышает 5%. Таким образом, кремнистый материал в баженовской свите рассматривается как преимущественно биохемогенный, а глинистый – как терригенный.

Определение открытой пористости (К_) пород выполняли по методике GRI, модифицированной для высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых образцов баженовской свиты (Горшков, Саитов, 2023). Согласно этой методике осуществляли расчет газонасыщенной (в состоянии естественной насыщенности) и открытой (после экстракции и последующей сушки) пористости образцов на основе объемной и минералогической плотностей. Важным преимуществом модифицированной методики является определение объемной плотности двумя независимыми друг от друга способами (газоволюметрически на фрагментах полноразмерного керна и модифицированным методом жидкостенасыщения на дезинтегрированных образцах). Далее производили расчет среднего значения. Минералогическую плотность определяли на основе газоволюметрического метода. Признаками интервалов-коллекторов являлись повышенные значения газонасыщенной и открытой пористости, значительно превышающие средние (Методические рекомендации по подсчету запасов нефти..., 2021).

Широкое комплексирование методов определяется значительной изменчивостью литологического состава пород баженовской свиты как по разрезу, так и по площади и является необходимым, поскольку по отдельности ни один из методов не дает полного и объективного представления о свойствах пород.

Комплекс ГИС в рассматриваемых скважинах представлен диаграммами электрического (БК – боковой каротаж, БКЗ (зонды Gz1, Gz2, Gz3, Gz4), ПС – потенциал самопроизвольной поляризации, МБК, МПЗ, МГЗ – микрозонды, PZ – потенциал зонд), радиоактивного (ГК – гамма-каротаж, НГК – нейтронный гамма-каротаж, НКТб и НКТм - нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (большой и малый зонды), ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж, W - кривая водородосодержания, рассчитанная от значений нейтронных методов каротажа) и электромагнитного (ИК – индукционный каротаж, ВИКИЗ) каротажа, а также каверномером. Сопоставление результатов аналитических исследований керна и материалов ГИС выполнено в российском программном пакете GeoOffice Solver, разработанном специалистами ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика».

Литологический состав

Стратиграфический диапазон баженовской свиты долгое время определялся как ранне-поздневолжский. При этом считалось, что верхняя граница свиты в северных
районах Западно-Сибирского осадочного бассейна заходит в нижнюю часть нижнего валанжина (Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания..., 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири...., 2000; Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004). На основе более детального изучения этих отложений в последние годы обосновывается омоложение (до раннего валанжина) верхней границы свиты в центральных и юго-восточных частях бассейна (Панченко и др., 2016, 2021; Эдер и др., 2022). В этих работах убедительно доказано, что возраст баженовской свиты для изученных нами разрезов следует принимать как ранневолжско-ранневаланжинский.

С точки зрения палеогеографии изученные разрезы расположены в пределах наиболее глубоководной зоны волжского моря (Конторович и др., 2013). Для литологической характеристики разрез баженовской свиты был разделен на пять пачек, которые отличаются по соотношению содержаний углеродистой, глинистой, кремнистой и карбонатной компонент пород. Ранее подобное выделение было предложено в работе (Панченко и др., 2016), где переходный уровень между баженовской свитой и подачимовской толщей мощностью первые метры с содержанием OB 2–10% и высокими концентрациями пирита, выделен в 6ю пачку. Нами этот литологический интервал отнесен к низам подачимовской толщи.

Для разреза скв. М-1 характерен практически полный вынос керна (за исключением верхних 1–1,5 м), это позволило выделить здесь границы пачек, опираясь на их литологический состав с последующей корректировкой по ГИС. В разрезах М-2, М-3 и М-4 в интервалах, не охарактеризованных керновым материалом, границы пачек были установлены на основе их ГИС-образов в скв. М-1.

Первые две пачки характеризуются повышенными для баженовской свиты содержаниями глинистых минералов (в среднем 25%). В пачке 3 существенно увеличивается роль кремнезема в разрезе (в среднем 65%). В пачках 4 и 5 наблюдается рост концентраций ОВ (в среднем от 13% до 17,5%). Это подтверждает сделанные ранее многими специалистами заключения, что верхняя половина разреза обладает более высоким нефтегенерационным потенциалом, чем нижняя. В средней части пачки 5 отмечается высокое содержание карбонатного материала.

Ниже приводится подробное литологическое описание баженовской свиты (снизу вверх по разрезу) в изученных разрезах. Средние содержания основных породообразующих компонентов в пачках и различных литотипах приведены в табл. 1 и 2. Пирит в виде стяжений неправильной формы распространен по всему разрезу свиты. Показатели степени пиритизации в баженовской свите изменяются от 0,74 до 0,97, что указывает на высоко-восстановительные условия формирования пород, которые способствуют сохранению ОВ в осадке.

Пачка 1 в изученных разрезах имеет мощность от 4,3 м до 5,6 м. В ее основании залегают микститы кероген-глинисто-кремнистые. В верхней половине пачки увеличивается количество карбонатного материала (до 25–28%), что позволяет выделить здесь микститы карбонатно-кремнистые (рис. 2А) и кремнисто-глинисто-карбонатные (рис. 2Б).

Свита, толща	Пачки	Слои	Кол-во	Кремн.	Глин.	Карб.	ПШ, %	OB, %	Пирит, %
			оор-ов, шт.	матер., %	матер., %	матер., %			
Подачимовская		_	18	19,39	47,24	4,30	12,96	6,31	9,79
	5	5c	9	14,53	23,35	20,06	8,36	17,46	16,23
		5b	19	21,86	9,61	39,75	7,42	12,54	8,83
		5a	30	42,27	14,07	8,55	7,96	17,47	9,67
Ганалараная	4	_	14	53,24	12,15	1,17	7,69	17,48	8,30
Баженовская	3	3b	26	75,67	8,50	1,20	3,46	7,27	3,91
		3a	21	54,42	18,21	1,33	6,78	13,32	5,94
	2	_	23	42,85	24,15	6,92	6,77	13,15	6,16
	1	-	20	40,23	25,61	9,51	8,41	10,73	5,53

Табл. 1. Среднее содержание основных породообразующих компонентов в пачках и слоях баженовской свиты и перекрывающих отложений

Литотип	Кол-во	Кремн.	Глин.	Карб.	ПШ, %	OB, %	Пирит, %
	обр-ов, шт	матер., %	матер., %	матер., %			
Аргиллиты	6	13,44	57,87	1,12	12,35	5,50	8,77
Микститы глинистые и кероген-глинистые	14	19,04	40,84	6,27	11,91	8,96	12,30
Микстит керогеновый	4	14,27	19,22	8,58	8,80	25,59	22,33
Известняки керогеновые, карбонаты, доломиты	11	10,81	5,70	63,53	4,74	7,88	6,85
Микститы кероген-карбонатно-кремнистые	13	27,40	14,85	29,56	7,53	11,68	8,15
Микститы кероген-кремнистые	36	40,24	15,71	7,62	8,65	17,13	9,61
Микститы кероген-глинисто-кремнистые	33	40,18	28,91	3,43	8,48	12,31	5,99
Силициты керогеновые	45	57,42	13,72	1,48	6,36	14,31	6,25
Силициты	18	80,11	6,53	1,60	2,72	5,46	3,03

Табл. 2. Среднее содержание основных породообразующих компонентов в различных литотипах баженовской свиты и перекрывающих отложений



Рис. 2. А – микстит карбонатно-кремнистый с реликтами радиолярий, выполненными карбонатным материалом (||), М-3, гл. 2969,24 м; Б – микстит кремнисто-глинисто-карбонатный, М-1, гл. 2950,06 м; В – витерит в парагенезисе с кальцитом в микстите кероген-глинисто-кремнистом, М-1, гл. 2946,93 м; Г – доломит мелкокристаллический, апорадиоляритовый (||), М-1, гл. 2945,44 м. Названия минералов на фотографиях: ОВ – органическое вещество, Calc – кальцит, Dol – доломит, Pyr – пирит, Kal FS – калиевый полевой ипат, Musk – мусковит, Kaol – каолинит, Vit – витерит, Str – стронцианит, Sph – сфалерит, Араt – апатит, Ваr – барит, Goet – гётит, SiO, – микрокристаллический кремнезем

Встречаются обломки скелетов рыб, фрагменты раковин двустворок размером 0,01-1,10 мм, пиритизированные радиолярии конусообразной и округлой форм, пустотное пространство внутри которых занято раскристализованным кремнистым, карбонатным либо глинистым материалом. Отмечены редкие микрокристаллы барита, витерита, сфалерита. Кроме того, в разрезах этой пачки встречаются единичные прослои силицитов керогеновых. Средние содержания основных породообразующих компонентов приведены в табл. 1. Значения отношения SiO₂/Al₂O₃ варьируются от 5,41 до 9,32. Низкие значения этого показателя получены для отдельных образцов верхней части пачки, они связаны с существенным уменьшением в разрезе содержания кремнистого материала и ростом концентраций карбонатных минералов.

Нижележащие породы в изученных разрезах образцами практически не описаны. В скв. М-3 самый нижний образец относится к переходной зоне между баженовскими и абалакскими отложениями. Для него характерны увеличение общей плотности пород, в первую очередь за счет практически полного исчезновения в разрезе органического вещества, и рост количества глинистых минералов.

На каротажных диаграммах пачка 1 представлена более высокими относительно подстилающей абалакской свиты значениями бокового каротажа и низкими показателями индукционного каротажа (рис. 3–6). Отмечаются локальные увеличения естественной радиоактивности пород, связанные с повышенными концентрациями OB (15–18%) в породах. В целом, значения ГК плавно возрастают снизу вверх по разрезу, меняясь от 14 до 30 мкР/ч. Запись нейтронного каротажа спокойная; небольшой рост значений наблюдается в верхней части пачки и связан с увеличением в разрезе карбонатной составляющей. Форма кривой ГГК-П ровная, повышенные значения связаны с более кремнистыми и карбонатными интервалами разреза.

Подошва баженовской свиты на каротажных диаграммах проводилась по увеличению (сверху вниз по разрезу) значений индукционного и плотностного каротажа, уменьшению естественной радиоактивности и электрического сопротивления горных пород и появлению амплитудных значений каверномера.

Пачка 2 по литологическому составу близка к первой и имеет мощность от 5,3 до 6,2 м. Ее нижняя часть представлена микститами кероген-глинисто-кремнистыми. В одном из разрезов в верхней половине пачки возрастает содержание кремнистого материала (до 60%), что позволяет наряду с вышеуказанными микститами выделить здесь силициты керогеновые. В преимущественно кремнистых породах встречаются обломки скелетов рыб, по некоторым из них развиты кальцит и витерит; мелкие обломки раковин двустворок. Во всех типах пород наблюдаются реликты радиолярий округлой и конусообразной формы, внутреннее пространство которых выполнено доломитом, глинисто-кремнистым материалом, керогеном, кальцитом, которые оконтурены кремнеземом либо пиритом. Встречается карбонат бария (витерит) в парагенезисе с кальцитом (рис. 2В).

В средней части пачки залегает карбонатный прослой толщиной не более 1 м. В одном разрезе он представлен микститом кероген-карбонатно-кремнистым, в другом – доломитом (содержание доломитового материала 72%) мелкокристаллическим массивным, иногда апорядиоляриевым (рис. 2Г). Значения отношения SiO₂/Al₂O₃ в образцах нижней части пачки 2 аналогичные первой, однако в ее верхней части они увеличиваются за счет сокращения в разрезе глинистой компоненты, что указывает на уменьшение влияния терригенной седиментации.

Пачка 2 имеет практически те же самые физические свойства, что и пачка 1. В ее разрезе незначительно увеличиваются концентрации ОВ (до 15%), в результате чего возрастают естественная радиоактивность и электрическое сопротивление пород и уменьшается их плотность. Карбонатный прослой в средней части пачки уверенно отображается на диаграммах ГГК-П и НКТ резким увеличением значений, полученных с помощью этих методов; на кривой ГК, наоборот, отмечается локальный минимум (рис. 3–6).

Пачка 3 отличается от нижележащих пород меньшим содержанием глинистого материала (табл. 1). Вверх по разрезу пачки наблюдаются увеличение концентраций кремнистого материала и сокращение содержания глинистых минералов, что подтверждается и отношением SiO₂/Al₂O₃, значение которого повышается до 15, а в отдельных образцах превышает 27. Пачка состоит из двух литологически разных слоев, граница между которыми проводится по резкому увеличению в разрезе кремнистого материала. Присутствие высококремнистых пород в средней части разреза баженовской свиты отмечалось еще на ранних стадиях ее изучения (Ушатинский, 1981; Нестеров, 1985; Сараев, 1987; Гурари и др., 1988).





Рис. 3. Геолого-геофизический планшет по скв. М-1: 1 – силицит керогеновый, 2 – силицит, 3 – микстит глинисто-кремнистый, 4 – микстит кероген-глинисто-кремнистый, 5 – микстит кероген-кремнистый, 6 – микстит кероген-кремнисто-карбонатный, 7 – микстит кероген-глинистый, 8 – аргиллит, 9 – известняк, 10 – доломит, 11 – микстит керогеновый. Названия пород приведены в соответствии с (Конторович и др., 2016)



Рис. 4. Геолого-геофизический планшет по скв. М-2. Условные обозначения см. на рис. 3

www.geors.ru





Рис. 5. Геолого-геофизический планшет по скв. М-3. Условные обозначения см. на рис. 3



Рис. 6. Геолого-геофизический планшет по скв. М-4. Условные обозначения см. на рис. 3

gr≁∿

Слой За представлен силицитами керогеновыми с прослоями микститов кероген-глинисто-кремнистых и кероген-кремнистых. В породе встречены многочисленные прослои (3–5 мм) реликтов радиолярий конусообразной формы, заполненные глинисто-кремнистым веществом и оконтуренные кремнистым материалом.

Найдены обломки скелетов рыб бурого цвета шириной до 0,7 мм и длиной до 2 мм. Некоторые из них частично замещены кальцитом. В отдельных образцах отмечаются многочисленные микрокристаллы барита. Мощность слоя За в изученных разрезах меняется от 2 до 3,5 м. На каротажных диаграммах слой За имеет близкие с пачкой 2 свойства, отличаясь несколько повышенным электрическим сопротивлением и естественной радиоактивностью пород.

Слой Зб отличается от выше- и нижезалегающих пород существенным увеличением (до 90%) в образцах содержания кремнистого материала и уменьшением до первых процентов концентраций ОВ. Слой представлен силицитами, в том числе керогеновыми, а также силицитами-радиоляритами – породами, на 60-70% сложенными реликтами радиолярий округлой и конусообразной форм (рис. 7А). Они заполнены кремнистым и кремнисто-глинистым материалом, некоторые оконтурены пиритом либо кальцитом. Найдены обломки скелетов рыб удлиненной формы бурого цвета, а также редкие микрокристаллы барита и сфалерита. В средней и нижней частях слоя найдены скопления стронцианита в парагенезисе с витеритом по остаткам ОВ (рис. 7Б) либо в виде жилок (рис. 7В, Г), имеющих, вероятно, гидротермальную природу (Зубков, 2018).

Мощность слоя 3б достигает 5 м. На каротажных диаграммах он характеризуется резким увеличением значений плотностного и нейтронных видов каротажа, снижением естественной радиоактивности пород и времени пробега акустической волны, что характерно для плотных интервалов с низким содержанием ОВ (рис. 3–6). Верхняя граница пачки 3 проводится по уменьшению в разрезе кремнистой составляющей и существенному росту концентраций ОВ.

С пачки 4 начинается верхняя, наиболее углеродистая, часть разреза баженовской свиты. Литологически этот интервал достаточно однороден и представлен силицитами керогеновыми и микститами кероген-кремнистыми. По сравнению с пачками 1–3 характеризуется существенным увеличением средних концентраций ОВ, в среднем до 17,5% (табл. 1), в отдельных образцах они достигают 20–22%. Основным породообразующим компонентом по-прежнему является кремнистый материал, представленный в скрытокристаллической форме. Наблюдаются обломки скелетов рыб бурого цвета, в т.ч. крупные, до 2–3 мм.

В отдельных образцах в верхней половине пачки встречены прослои раскристаллизованных реликтов радиолярий (50–60%) округлой и конусообразной формы. Они заполнены микрокристаллическим кремнистым и карбонатным материалом, некоторые из них оконтурены пиритом. В этой же части разреза пачки были найдены единичные остатки кокколитофорид.

Встречаются редкие прослои, отличающиеся повышенным до 17–19% содержанием глинистого материала.



Рис. 7. А – силицит-радиолярит, М-4, гл. 2897,06 м; Б – витерит в парагенезисе с кальцитом в силиците, М-2, гл. 3021,53 м; В, Г – прослой стронцианита в силиците, М-2, гл. 3022,29 м. Названия минералов на фотографиях см. на рис. 2



Рис. 8. А, Б – прослой карбонатного материала в микстите кероген кремнистом (В ||, $\Gamma \times$), М-4, гл. 2891,92 м; В, Γ – фрагменты костей рыб, претерпевиие гидротермальные преобразования, М-1, гл. 2931,72 м; Д, Е – фрагменты двустворок в микстите кероген-кремнистом (Д ||, Е ×), М-4, гл. 2888,18 м. Названия минералов на фотографиях см. на рис. 2

В нижней половине пачки обнаружены единичные прослои карбонатного материала (рис. 8А, Б), предположительно фрагменты двустворок. В образцах обнаружены скопления микрокристаллов сфалерита, а также единичные конкреции апатита. Значения отношения SiO₂/Al₂O₃ для пород этой пачки по сравнению с величинами пачки 4 понижены и составляют 8,07–16,22, что связано с существенным уменьшением в разрезе кремнистого материала и незначительным ростом концентраций глинистых минералов (табл. 1).

Мощность пачки 4 в изученных разрезах меняется от 2,6 до 4,8 м. В связи с увеличением в разрезе концентраций ОВ на каротажных кривых эти отложения характеризуются значительным увеличением естественной радиоактивности и электрического сопротивления, уменьшением плотности и ростом значений акустического каротажа (рис. 3–6). В верхней части пачки фиксируется локальный пик повышенных значений нейтронных видов каротажа, связанный с высококремнистым (до 62% содержания кремнезема) интервалом разреза.

В перекрывающих пачку 4 отложениях возрастает содержание карбонатного материала, что, вероятно, свидетельствует о смене биогенной кремниевой седиментации на карбонатно-кремнистую. Аргументированное обсуждение этой чрезвычайно интересной проблемы приведено в работе (Эдер и др., 2022).

Пачка 5 завершает разрез баженовской свиты. Она разделяется на три слоя, которые имеют различный литологический состав. Нижний слой, 5а, сложен высокоуглеродистыми, преимущественно кремнистыми породами. Слой 5b выделяется в разрезе по преобладанию в составе карбонатного материала, в основном кальцита. В слой 5c объединены высокоуглеродистые, сильно пиритизированные породы. Общая толщина пачки 5 в изученных разрезах изменяется от 8,2 до 11,9 м. Мощность выделенных слоев внутри нее варьирует достаточно сильно, что связано с локальными палеогеографическими условиями седиментации.

Слой 5а характеризуется несколько меньшим по сравнению с пачкой 4 содержанием кремнистого материала, увеличением до 18% концентрации карбонатных минералов, и представлен в основном микститами кероген-кремнистыми. Содержание OB в них меняется от 14 до 25%, в среднем составляя 18%. В средней части слоя обнаружены многочисленные скелеты радиолярий различной степени сохранности. Большая их часть раскристаллизована, пустотное пространство заполнено керогеном, глинистым, кремнистым либо карбонатным материалом, иногда крупными кристаллами пирита. Выше и ниже по разрезу в границах слоя количество радиолярий уменьшается до единичных находок. Обнаружены редкие фрагменты двустворок. Встречаются многочисленные обломки скелетов рыб бурого цвета, участками известковистые. Некоторые из них претерпели вторичные преобразования: внутри образовались линзы глинистого материала, окаймленные витеритом (рис. 8В, Г), редкие микрокристаллы стронцианита. Такие образования могут иметь гидротермальную природу (Зубков, 2016). Наблюдаются скопления микрокристаллов барита (до 300 мкм), витерита (до 250 мкм), не связанные с ОВ, сфелерита (> 300 мкм). По всему слою встречены фрагменты двустворок размером до 1 мм (рис. 8Д, Е). В изученных разрезах в слое 5а практически в каждом образце обнаружены как отдельные фрагменты, так и прослои двустворок, что указывает на увеличение аэрации придонных вод в связи с поступлениями арктических водных масс (Захаров, 2006).

В прикровельной части слоя отмечается повышенная глинистость разреза, суммарное содержание глинистых минералов достигает 25%, что позволяет выделить здесь тонкие прослои микститов кероген-кремнисто-глинистых, содержащих обломки двустворок. В нижней части слоя в разрезе скв. М-1 выделяется карбонатная линза мощностью первые десятки сантиметров, в которой встречены многочисленные фрагменты раковин двустворок. Отмечаются микрокристаллы витерита в парагенезисе с кальцитом.

На каротажных диаграммах слой 5а выделяется высокими показателями естественной радиоактивности и электрического сопротивления и относительно пониженными значениями плотностного каротажа. В верхней части слоя отмечается локальный пик на кривых нейтронных видов каротажа, отвечающий повышенным содержаниям в разрезе кремнистого материала.

Слой 5b уверенно выделяется в разрезе по существенному увеличению карбонатного материала. Этот уровень представлен известняками, в т.ч. керогеновыми, породами с примерно равным содержанием кальцитового и доломитового материала, которые в настоящей статье названы «карбонатами», различными микститами



*Puc. 9. А, Б – кокколитофориоы в ооломите, М-1, гл. 2924,04 м; B – Фрагменты органического вещества в микстите кероге*новом, *М-2, гл. 3010,43 м; Г – граница известняка и микстита кероген-карбонатно-глинистого, М-2, гл. 3009,85 м; Д – сфалерит в «карбонатной скорлупе» в аргиллите, М-2, гл. 3008,24 м; E – гётит в аргиллите, М-2, гл. 3008,88 м. Названия минералов на фотографиях см. на рис. 2*

с преобладанием керогена, кремнистого и карбонатного материала. Мощность слоя меняется от 1,8 до 4,6 м.

Основными породообразующими организмами этого слоя являются кокколитофоридовые водоросли (рис. 9А, Б). Подробным изучением реликтов кокколитофорид в баженовской свите занимались В.Н. Векшина (1962а, 1962б), Г.С. Ясович и М.Д. Поплавская (1975), Ю.Н. Занин с соавторами (Zanin et al., 2012). В шлифах текстура этих пород массивная (редко) либо линзовидно-слоистая. Встречены редкие обломки скелетов рыб бурого цвета вытянутой формы; их длина достигает 2 мм. Некоторые из них по краям замещены кальцитом. Наблюдаются прослои с раскристаллизованными радиоляриями (до 9-10%) округлой формы, выполненными микрокристалическим кремнеземом, доломитом, керогеном, полевыми шпатами, пиритом. В породе наблюдаются прослои и обломки раковин двустворок толщиной до 1 мм и длиной 3-4 мм. Часто встречаются участки развития сфалерита. Наблюдаются скопления витерита в парагенезисе с кальцитом, в т.ч. жильной формы. Обнаружены многочисленные скопления барита в виде отдельных микрокристаллов и сфелерита (20-30 мкм), полей (150-200 мкм) и сфелерита, развитых по фрагментам рыбного детрита, а также в виде тонких жилок. По результатам анализа образцов на сканирующем электронном микроскопе мы предполагаем, что в большинстве случаев эти жилки имеют гидротермальную, а в некоторых - техногенную природу.

В центральной части этого карбонатного уровня в виде тонкого (0,3–0,4 м) прослоя залегают микститы керогенкремнистые. Эти породы встречены во всех изученных разрезах. Они содержат редкие фрагменты радиолярий, выполненные внутри кремнеземом, а также линзы этого материала. Кокколитофорид в них не обнаружено.

В связи с преобладанием в составе карбонатного материала и уменьшением концентраций ОВ для слоя 5b на каротажных диаграммах характерны пониженные значения естественной радиоактивности и повышенные показатели плотностного и нейтронных видов каротажа.

Слой 5с завершает разрез баженовской свиты. Его общая мощность в изученных скважинах не превышает 1,5 м. Нижняя половина слоя представлена микститами керогеновыми с содержанием ОВ более 22%. Отмечаются повышенные концентрации пирита (22–31%), связанные с ОВ (Гурари, Матвиенко, 1980, Филина и др., 1984; Зубков, 2016; Эдер, 2020). Органическое вещество представлено в основном фрагментами скелетов рыб бурого цвета, в т.ч. крупными. Обычно они залегают параллельно напластованию (рис. 9В), но иногда встречаются крупные обломки, захороненные поперек общей слоистости. Обнаружены скопления сфалерита, развитые по этим костным остаткам. Часто в таких крупных обломках встречаются линзочки и жилки раскристализованного глинистого материала.

Верхняя половина слоя является переходной к вышележащей подачимовской толще. В разрезе скв. М-4 она имеет преимущественно глинистый состав и сложена микститами кероген-глинистыми. Содержание глинистых минералов достигает 30–40%, в них отмечаются повышенные концентрации титана. В разрезе скв. М-2 в верхней части слоя 5с отмечается существенное увеличение карбонатного материала. Основная масса этих пород представлена известняком (рис. 9Г) и доломитом с подчиненным содержанием глинистого и кремнистого материала. Ввиду повышенной концентрации ОВ слой 5с на каротажных диаграммах выделяется резким пиком на кривой ГК, локальным минимумом на кривых плотностного и нейтронных видов каротажа, а также повышенными значениями электрического сопротивления.

Граница баженовской свиты с вышележащими отложениями проведена по уменьшению до 5–7% в разрезе концентраций ОВ, увеличению до 30% доли глинистого материала, а также полевых шпатов. На каротажных диаграммах эти изменения литологического состава характеризуются ростом плотности пород, уменьшением их естественной радиоактивности и электрического сопротивления.

Значения отношения SiO_2/Al_2O_3 в слое 5а пачки 5 примерно такие же, как в пачке 4. В слое 5b они изменяются от 4,13 до 8,18, а в слое 5c уменьшаются в среднем до 3,5, что указывает на постепенное снижение в разрезе концентраций биохемогенного кремнезема и увеличение роли глинистого материала.

Нижняя часть подачимовской толщи представлена микститами глинистыми и аргиллитами. Содержание глинистого материала в этих породах варьирует от 30% до 62%. Средние концентрации кремнистого материала составляют 20%, керогена – 6,5% (табл. 1). Встречаются редкие фрагменты не до конца преобразованного органического материала, костей рыб. Пирит чаще всего залегает между слойками глинистого материала в виде глобул. Обнаружены единичные фрагменты пиритизированных скелетов радиолярий. Встречаются единичные зерна сфалерита в карбонатных конкрециях (рис. 9Д). Найдены единичные скопления гётита (рис. 9Е), образованные в результате окисления пирита. Отношение SiO₂/Al₂O₃ в породах подачимовской пачки уменьшается до 3, что указывает на существенное увеличение роли глинистого материала в разрезе.

Подачимовская толща накапливалась в условиях постепенной регрессии моря и проградации береговой линии в направлении к центральной части Западно-Сибирского бассейна (Конторович и др., 2014), поэтому в разрезах наблюдается уменьшение до первых процентов концентраций ОВ и существенный рост глинистой составляющей (до 65%). В нижней части подачимовской толщи значения степени пиритизации железа меняются от 0,66 до 0,85, что говорит о смене высоко-восстановительных условий седиментогенеза, характерных для баженовской свиты, на умеренно восстановительные обстановки.

Нефтеносность

Органическое вещество баженовской свиты – аквагенное (II тип керогена, HI = 200–530 мг УВ/г ТОС), находится в главной зоне нефтеобразования – градация катагенеза МК₁² ($R_{v_{vt}}^{\circ}$ = 0,73–0,84%). Значения T_{max} в большей части образцов (77% коллекции) изменяется от 440 °C до 444 °C. Как уже отмечено выше, основным нефтегенерирующим интервалом баженовской свиты является верхняя часть разреза. В этих породах пиролитический показатель S₁ не превышает 6,7 мг УВ/г породы, S₂ достигает 82,8 мг УВ/г породы, PI < 0,1 отн. ед.).

В скв. М-1 в результате испытаний из интервала глубин 2937-2957 м получен приток нефти дебитом 26,97 м³/сут (рис. 3). В разрезе этой скважины на глубинах 2937,5-2940,2 м залегают силициты (SiO, до 88%) и силициты керогеновые, существенно отличающиеся от выше- и нижележащих пород высокими значениями индекса продуктивности PI = 0,2-0,4 отн. ед. Открытая пористость (К_{п.о}) этих пород превышает 11%. В этом интервале глубин также отмечается некоторое занижение показателей катагенетической преобразованности ОВ: значения T_{max} варьируют в пределах 436–442 °C, R_v^o = 0,68-0,79%, что указывает на процессы миграции УВ флюидов. Содержание органического углерода (ТОС) изменяются от 2,5% до 8,5% на породу, S₁ – от 3,5 до 10,5 мг УВ/г породы. Значение OSI (S_1/C_{opr} 100%) для 5 образцов превышает 100%.

Образцы с максимальными значениями открытой пористости (11,2% и 11,3%) были подвергнуты холодной экстракции, после чего из них были изготовлены шлифы. В результате петрографического изучения этих образцов установлено в них наличие скелетов радиолярий (до 30%), причем наблюдается лишь кремнистый контур скелетов, в то время как их внутренняя структура разрушена. Это могло произойти в результате частичного выщелачивания кремнезема щелочными растворами, образовавшимися в начале катагенеза в процессе дегидратации глинистых минералов (Немова, 2012). Пустотное пространство внутри радиолярий не заполнено минеральными компонентами, в т.ч. керогеном (рис. 10А, Б), что позволяет предполагать, что именно оно и является вместилищем для нефтяных углеводородов. Таким образом, в скв. M-1 в средней части разреза баженовской свиты выделяется интервал-коллектор, связанный прослоем силицитов-радиоляритов.

В рядом расположенных скважинах М-2 и М-4 средней части разреза баженовской свиты также выделяется интервал плотных высококремнистых пород, однако признаков коллектора в нем не зафиксировано. Значения индекса продуктивности PI в целом не превышают 0,1 отн. ед., в единичных образцах достигая 0,24-0,27 отн. ед. Содержание ТОС меняется от 3,5% до 9% на породу, S₁ – от 1,5 до 5,5 мг УВ/г породы. Значение OSI лишь в одном образце достигает значения 72%, во всех остальных не превышает 55-60%. Открытая пористость не превышает 5%. В этих высококремнистых интервалах также присутствуют прослои радиолярий, однако они, как правило, раскристаллизованы, а их внутреннее пространство заполнено глинисто-кремнистым материалом или ОВ (рис. 10В-Е). Зачастую это приводит к значительному ухудшению емкостных свойств пород, вплоть до практически полного их исчезновения (К_{п.о.} 0,6% в образце скв. М-2, гл. 3020,63 м). В разрезе скв. М-3 этот высококремнистый интервал практически не охарактеризован керновым материалом, поэтому оценить его коллекторские свойства не представляется возможным.

Согласно (Временное методическое руководство по подсчету запасов..., 2017; Методические рекомендации по подсчету запасов..., 2021), карбонатные и фосфоритовые породы баженовской свиты также могут являться коллекторами. Эти прослои обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами на Красноленинском



Рис. 10. Радиолярии в силицитах-радиоляритах слоя 3b: А, Б-пустотное пространство радиолярий (образец после экстракции; SiO₂ 84,9%, OB 4,7%, К_{по} 11,3%), не заполненное минеральными компонентами и способное вмещать нефтяные углеводороды (А ||, Б ×), М-1, гл. 2940,14 м; В–Е – радиолярии практически полностью раскристаллизованные, заполненные глинисто-кремнистым веществом (SiO, 82,3%, OB 4,9%, К_{по} 3,0%), (Д ||, Е ×). В, Г – М-2, гл. 3020,63 м; Д, Е – М-3, гл. 2958,41 м. Названия минералов на фотографиях см. на рис. 2

своде (Фомина и др., 2021). В изученных разрезах породы с повышенным содержанием Р2О5 встречаются в приподошвенной части свиты, а также в виде отдельных линз в верхней части разреза. Карбонатные породы (иногда доломитизированные), как уже было указано выше, слагают верхнюю часть свиты, а также встречаются по всему разрезу в виде линз и прослоев. В ходе петрофизических и пиролитических исследований признаков подвижной нефти в таких породах не зафиксировано.

В одном из образцов в верхней части разреза скважины M-1 отмечается повышенное значения индекса продуктивности PI = 0.3 отн. ед, что является одним из значимых признаков коллектора. Этот образец представлен почти на 75% карбонатным материалом, содержание Соорг около 3,5%. Открытая пористость после экстракции около 5%. Однако значение S₁ является фоновым и не превышает 3,5 мг УВ/г породы. Именно этим объясняется такой высокий показатель PI. Таким образом, этот образец нельзя считать коллектором.

Во всех изученных разрезах описанный выше высококремнистый интервал в средней части баженовской свиты на каротажных кривых характеризуется минимальными значениями ГК, повышенными показаниями БК, ГГК-П и НКТ, т.е. качественные признаки по ГИС у этих пород одинаковые, однако в одном случае они являются коллектором, а в другом – нет. Единственным видом каротажа, который может использоваться при прогнозе коллекторов баженовской свиты, является метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР). К сожалению, для изученных скважин таких данных нет. Поэтому прогноз коллекторов баженовской свиты только по данным комплекса каротажа, не включающего ЯМР, не является достоверным. Такие материалы ГИС могут использоваться лишь для выделения и межскважинной корреляции возможных продуктивных интервалов, изучение керна которых лабораторными методами в комплексе с испытаниями на приток, позволит установить в них наличие свободной нефти или зафиксировать ее отсутствие.

К северо-западу от изученных разрезов, на Салымском месторождении, основной продуктивный интервал связан с корреляционным слоем, приуроченный к верхам абалакской и низам баженовской свиты. Он представлен известняками, доломитами и смешанными известково-доломитовыми породами (Белкин и др., 1983). Так как приточный интервал в скв. М-1 охватывает и верхи абалакской свиты, возможно, эта часть разреза также является продуктивной. Однако она не охарактеризована керновым материалом, поэтому установить это точно не представляется возможным.

Заключение

На основе анализа фактического материала показано, что нижняя часть (пачки 1-2) разреза баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы представлена микститами кероген-глинисто-кремнистыми с единичными прослоями двустворок. В пачке 2 несколько увеличивается содержание органического и кремнистого вещества. В пачке 3 силициты частично представлены силицитами-радиоляритами (биоморфными), где радиолярии встречаются в виде прослоев, заключенных в глинисто-кремнистый материал. Пачка 4 сложена силицитами керогеновыми (содержание ОВ достигает 20-22%, в среднем составляя 17,5%) скрытокристаллическими (абиоморфными) с равномерным распределением рассеянного в породе скрытокристаллического кремнезема или с линзами аутигенного кремнезема. Верхняя часть разреза (пачка 5) представлена высокоуглеродистыми микститами кероген-кремнистыми (слой 5а), микститами кероген-карбонатно-кремнистыми, где основными породообразующими организмами являлись кокколитофоридовые водоросли (слой 5b), и микститами керогеновыми (слой 5с). В слоях 5а и 5b помимо радиолярий отмечаются многочисленные прослои двустворок. На различных уровнях разреза встречены минералы (стронцианит, витерит), указывающие на происходившие в диагенезе гидротермальные процессы.

По степени пиритизации железа установлено, что во время накопления баженовской свиты в бассейне существовали высоко-восстановительные условия. Вышележащие отложения подачимовской толщи формировались в умеренно восстановительных обстановках в условиях проградации береговой линии и значительного увеличения интенсивности привноса терригенного материала.

В разрезе скв. М-1 выделен интервал-коллектор, представленный силицитами-радиоляритами, залегающими в средней части баженовской свиты. Эти породы характеризуются высокой открытой пористостью и наличием подвижной нефти, подтвержденной притоком. На основе результатов аналитических исследований керна показано, что на расстоянии в 15–20 км этот высококремнистый интервал не обладает коллекторскими свойствами. Доказано, что это связано с вторичными преобразованиями этих пород, приведшими к заполнению пустотного пространства кремнистыми и глинистыми минералами. Обосновано, что материалы ГИС, не имеющие в своем составе данных ЯМР, могут использоваться только для выделения возможных продуктивных интервалов, изучение которых лабораторными методами позволит установить в них наличие либо отсутствие коллекторов.

В заключение отметим следующее. Изучаемая территория по всем региональным критериям является самой перспективной в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с точки зрения нефтеносности баженовской свиты (Конторович и др., 2019б). Однако интервал-коллектор выделяется в разрезе только одной скважины из трех (в скв. М-3 он практически не охарактеризован керновым материалом), при этом имеет незначительную мощность - 2,7 м. Очевидно и без количественной оценки, что запасы нефти в таких «баккенноподобных» коллекторах будут невелики. Для того, чтобы баженовская свита стала основным нефтяным резервом страны, необходимо разработать технологии разведки и добычи углеводородов и из высокоуглеродистых пород верхней и нижней частей разреза, которые сегодня рассматриваются, как правило, только в качестве нефтегенерирующих интервалов.

Благодарности/Финансирование

Авторы благодарны директору АО «Геологика» к.г.м.н. С.В. Парначеву за помощь в получении геологогеофизического материала для настоящего исследования. Авторы признательны специалистам ИНГГ СО РАН (к.г.-м.н. К.В. Долженко, И.Н. Сериков), АО «Геологика» (Е.Д. Поджарова, С.С. Семенов, С.Л. Медников) и ИГМ СО РАН (Н.Г. Карманова, Л.М. Горчукова, И.М. Фоминых) за качественно выполненные лабораторные исследования кернового материала.

Анализ химического и минерально-компонентного состава пород баженовской свиты выполнен в рамках работы по проекту FWZZ-2022-0007 Программы ФНИ. Анализ пиролитических характеристик органического вещества произведен в рамках работы по проекту FWZZ-2022-0011 Программы ФНИ. Комплексный анализ всех результатов аналитических исследований кернового материала и данных ГИС с целью выделения коллекторов в разрезе баженовской свиты выполнен в рамках работы по проекту FWZZ-2022-0012 Программы ФНИ.

Литература

Балушкина Н.С., Юрченко А.Ю., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бугаёв И.А. (2016). Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 32–25.

Белкин В.И., Ефремов В.П., Каптелинин Н.Р. (1983). Модель коллекторов нефти баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 27–31.

Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булынникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 217 с. Булынникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. (1978). Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 86 с.

Векшина В.Н. (1962а). Кокколитофориды марьяновской формации Западной-Сибирской плиты. *Материалы по палеонтологии и страти*графии Западной Сибири, с. 101–103.

Векшина В.Н. (1962б). Элементы палеогеографии мезозоя и палеогена Западно-Сибирской низменности по данным анализа диатомовых водорослей, кокколитофорид. *Материалы по палеонтологии и стратиграфии Западной Сибири*, с. 103–108.

Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (2017). *Недропользование XXI век*, 4, с. 70–100.

Горшков А.М., Саитов Р.М. (2023). Методика определения пористости и насыщенности сланцевых пород на дезинтегрированном керне. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 6–12. https://doi. org/10.24887/0028-2448-2023-1-6-12

Грабовская Ф.Р., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. (2018). Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 195–206. https://doi.org/10.1134/S0024490218030021

Гурари Ф.Г. (1961). О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности. *Тр. СНИИГТИМС*, 17, с. 15–31.

Гурари Ф.Г., Матвиенко Н.И. (1980). Палеогеография баженовской свиты по распространению в ней урана. *Тр. СНИИГТиМС*, 275, с. 81–91.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А., Рудницкая Д.И., Стасова О.Ф., Фролов В.Х., Фролова Л.А. (1988). Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 200 с.

Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. (2005). Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна. *Литосфера*, 4, с. 118–135.

Захаров В.А. (2006). Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. Эволюция биосферы и биоразнообразия, с. 552–568.

Зубков М.Ю. (2016). Региональный и локальный прогнозы нефтеносности баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь). Горные ведомости, 3–4, с. 46–68.

Зубков М.Ю. (2018). Связь битуминизации баженовской свиты с гидротермальными процессами (Западная Сибирь). Горные ведомости, 6, с. 6–24.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 246 с.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология* и геофизика, 54(8), с. 972–1012. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776. https:// doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. (2016). Классификация пород баженовской свиты. *Геология* и геофизика, 57(11), с. 2034–2043. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.10.006

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Ершов С.В., Костырева Е.А., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. (2019а). Маргинальный фильтр волжско-раннебериасского морского бассейна и его влияние на распределение осадков. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 199–210. https://doi.org/10.31857/S0024-497X20193199-210

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. (2019б). Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века. *Вестник Российской Академии наук*, 89, 11, с. 1095–1104. https://doi.org/10.1134/S101933161906008X

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.

Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. (2017). Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях. *Георесурсы*, 2, с. 155–164. https://doi.org/10.18599/grs.19.16

Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (2021). 19 с.

Немова В.Д. (2012). Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины. *Нефтегазовая геология. Теория* и практика, 7(2).

Немова В.Д. (2019). Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 13–17. https://doi. org/10.24887/0028-2448-2019-8-13-17

Нестеров И.И. (1985). Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород. Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Тюмень, с. 3–19.

Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тян А.В. (1970). Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты. *Научно-технический сборник «Нефть и газ Тюмени»*, 7, с. 1–3.

Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. (2016). Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керна и ГИС. *Геология нефти и газа*, 6, с. 22–34.

Панченко И.В., Соболев И.Д., Рогов М.А., Латышев А.В. (2021). Вулканические туфы и туффиты в пограничных отложениях юры и мела (волжский-рязанский ярусы) Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 144–183. DOI: 10.31857/S0024497X21020051

Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. (2006). О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. Литосфера, 4, с. 131–148.

Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (1991). Тюмень, 54 с.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (2004). Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 114 с.

Розен О.М., Аббясов А.А., Мигдисов А.А., Ярошевский А.А. (2000). Программа MINLITH для расчета минерального состава осадочных пород: достоверность результатов в применении к отложениям древних платформ. *Геохимия*, 4, с. 431–444.

Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. (2018). Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины. *Геология и геофизика*, 59(7), с. 1053–1074. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.009

Сараев С.В. (1987). Петрохимический метод в изучении минерального состава пород баженовской свиты Западной Сибири. *Геология* и геофизика, 10, с. 33–38.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система (2000). Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 480 с.

Ушатинский И.Н. (1981). Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири. Советская геология, 2, с. 11–22.

Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. (1984). Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука, 36 с.

Фомина М.М., Балушкина Н.С., Хотылев О.В., Калмыков А.Г., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А., Реуцкая И.О., Романенко С.А., Топчий М.С., Алехин А.А. (2021). Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода и др. *Георесурсы*, 23(2), с. 132–141. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13

Хотылев О.В., Гатовский Ю.А., Балушкина Н.С., Коточкова Ю.А., Коробова Н.И., Фомина М.М., Карпова Е.В., Калмыков Г.А. (2021). Модели седиментации баженовской свысокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеймской и баженовской свит. *Георесурсы*, 23(2), с. 120–131. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.11

Эдер В.Г. (2020). Пиритизация пород зон перехода черносланцевой толщи к вмещающим отложениям на примере баженовской свиты Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 58(3), с. 257–271. DOI: 10.31857/S0024497X20030027

Эдер В.Г., Балушкина Н.С., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н. (2021). Литолого-геохимические свидетельства катагенетических преобразований черных сланцев на примере баженовской свиты Западной Сибири. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 1, с. 58–70. https://doi.org/10.3103/S0145875221020022

Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. (2019). Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири. *Георесурсы*, 21(2), с. 129–142. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142

Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Дзюба О.С., Замирайлова А.Г. (2022). Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в центральном, юго-восточном и северном районах ее распространения. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 30(5), с. 46–74. https://doi.org/10.1134/S0869593822050021

Ясович Г.С., Поплавская М.Д. (1975). К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской равнины. Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, с. 28–57.

Berner R., Raiswell R. (1983). Burial of organic carbon and pyrite sulfur in sediments over Phanerozoic time: a new theory. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 47, pp. 855–862. https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90151-5

Zanin Y.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. (2012). Some Calcareous Nannofossils from the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation of the West Siberian Marine Basin, Russia. *The Open Geology Journal*, 6, pp. 25–31. https://doi.org/10.2174/1874262901206010025

Статья поступила в редакцию 04.05.2023; Принята к публикации 21.08.2023; Опубликована 30.12.2023

Сведения об авторах

Михаил Александрович Фомин – канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти, заместитель директора по научной работе, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3. e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Рашид Маратович Саитов – научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; инженер I категории лаборатории петрофизики Научно-лабораторного центра, АО «Геологика»

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

Альвина Григорьевна Замирайлова – канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Lithology and oil content of the Bazhenov Formation in the central part of the Mansi Syneclise (Russia)

M.A. Fomin^{1*}, R.M. Saitov^{1,2}, A.G. Zamirailova¹

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation ²Geologika JSC, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Mikhail A. Fomin, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of studying four sections of the Bazhenov Formation and the overlying sediments in the central part of the Mansi syneclise, which are based on a comprehensive analysis of the results laboratory lithological and geochemical studies of core material and data from a wide range of geophysical studies of wells. For lithological characteristics, the section of the Bazhenov Formation was divided into five members, which differ in the ratio of carbonaceous, clayey, siliceous contents and carbonate component of rocks. The boundaries of the units were determined by their lithological composition, and then the velocity rectified taking into account GIS. The first two members are characterized by high contents of siliceous and clayey material, the third - a significant increase in the siliceous component, the fourth - increased concentrations of organic matter, which indicates its higher compared to the lower part section oil generation potential. In the fifth member, the content of carbonate material increases, the "coccolithic" interval is divided, and numerous fragments of bivalves are noted. Throughout the section minerals (strontianite, witherite) were discovered in the Bazhenov Formation, indicating that they occurred in diagenesis hydrothermal processes.

In the section of one of the studied wells in the middle part of the Bazhenov formation, a reservoir interval was identified. High variability of reservoir properties of Bazhenov rocks was noted even within one oil-field, which is associated with their secondary transformations of rocks in dia- and catagenesis. It is substantiated, that materials of geophysical studies of wells that does not contain nuclear magnetic resonance data can only be used to identify possible productive intervals, the study of which by laboratory methods will allow establish the presence or absence of collectors in them.

Keywords: Bazhenov Formation, Western Siberia, core, well-log data, lithological composition, reservoir, oil content

Recommended citation: Fomin M.A., Saitov R.M., Zamirailova A.G. (2023). Lithology and oil content of the Bazhenov Formation in the central part of the Mansi Syneclise (Russia). *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 176–191. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.20

References

Balushkina N.S., Yurchenko A.Yu., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bugaev I.A. (2016). Genesis and oil bearing capacity of carbonate rocks of Bazhenov and Abalak formations. *Neftyanoe khokhyaystvo* = *Oil industry*, 1, pp. 32–25. (In Russ.)

Belkin V.I., Efremov V.P., Kaptelinin N.R. (1983). Model of oil reservoirs of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khokhyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 27–31. (In Russ.)

Berner R., Raiswell R. (1983). Burial of organic carbon and pyrite sulfur in sediments over Phanerozoic time: a new theory. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 47, pp. 855–862. https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90151-5

Braduchan Yu.V., Golbert A.V., Gurari F.G., Zakharov V.A., Bulynnikova S.P., Klimova I.G., Mesezhnikov M.S., Vyachkileva N.P., Kozlova G.E., Lebedev A.I., Nalnyaeva T.I., Turbina A.S. (1986). Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content). Novosibirsk: Nauka, 217 p. (In Russ.)

Bulynnikova S.P., Golbert A.V., Klimova I.G., Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Reshetnikova M.A., Turbina A.S. (1978). Paleobiofacies of oil and gas bearing Volgian and Neocomian deposits of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 86 p. (In Russ.)

Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on Consideration and Adoption of Updated Stratigraphic Schemes of Mesozoic Deposits in Western Siberia (2003). Novosibirsk, SNIIGGiMS, IGNG SB RAS, 2004, 114 p. (In Russ.)

Decisions of the V Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on Mesozoic deposits of the West Siberian Plain (1991). Tyumen, 54 p. (In Russ.)

Eder V.G. (2020). Pyritization of Rocks in Black Shale/Host Rock Transition Zones: Evidence from the Bazhenov Formation, Western Siberia. *Lithol Miner Resour*, 55, pp. 218–230. https://doi.org/10.1134/ S0024490220030025

Eder V.G., Balushkina N.S., Zamirailova A.G. et al. (2021). Lithological and Geochemical Evidence of Catagenetic Transformations in Black Shales Based on the Example of the Western Siberian Bazhenov Formation. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 76, pp. 163–175. https://doi.org/10.3103/S0145875221020022

Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirailova A.G., Savchenko N.I. (2019). New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy* = *Georesources*, 21(2), pp. 129–142. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142

Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S. et al. (2022). Lithostratigraphy and Sedimentation Conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the Central, Southeastern, and Northern Regions of Its Occurrence. *Stratigr. Geol. Correl.*, 30, pp. 334–359. https://doi.org/10.1134/S0869593822050021

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. (1984). Paleogeography and oil content of the Bazhenov suite in Western Siberia. Moscow: Nauka, 36 p. (In Russ.)

Fomina M.M., Balushkina N.S., Khotylev O.V., Kalmykov A.G., Bogatyreva I.Ya., Kalmykov G.A., Reutskaya I.O., Romanenko S.A., Topchy M. S., Alekhin A.A. (2021). Potential-productive intervals determination of the Tutleim formation in the central part of the Krasnoleninsky arch. *Georesursy* = *Georesources*, 23(2), pp. 132–141. (In Russ.) https://doi. org/10.18599/grs.2021.2.13

Gorshkov A.M., Saitov R.M. (2023) Methodology for determining porosity and saturation of shale rocks using disintegrated core. *Neftyanoe khokhyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 6–12. (In Russ.) https://doi. org/10.24887/0028-2448-2023-1-6-12

Grabovskaya F.R., Zhukov V.V., Zagranovskaya D.E. (2018). Structure and Formation Conditions of the Bazhenovo Horizon in the Pal'yanovo Area, West Siberia. *Lithol Miner Resour*, 53, pp. 179–189. https://doi.org/10.1134/ S0024490218030021

Gurari F.G. (1961). About the search for oil and gas in the Mesozoic of the West Siberian Lowland. *Tr. SNIIGGIMS*, 17, pp. 15–31. (In Russ.)

Gurari F.G., Matvienko N.I. (1980). Paleogeography of the Bazhenov Formation according to the distribution of uranium in it. *Tr. SNIIGGiMS*, 275, pp. 81–91. (In Russ.)

Gurari F.G., Vaits E.Ya., Melenevsky V.N., Moskvin V.I., Perozio G.N., Predtechenskaya E.A., Rudnitskaya D.I., Stasova O.F., Frolov V.Kh., Frolova L.A. (1988). Formation conditions and methods of prospecting for oil deposits in shale of the Bazhenov Formation. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model of oil saturation of the pore space of rocks of the Bazhenov formation of Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 246 p. (In Russ.)

Khotylev O.V., Gatovsky Yu.A., Balushkina N.S., Kotochkova Yu.A., Korobova N.I., Fomina M.M., Karpova E.V., Kalmykov G.A. (2021). Models of sedimentation of the Bazhenov High-Carboniferous Formation in the zone of the Tuttleim and Bazhenov Formations. *Georesursy* = *Georesources*, 23(2), pp. 120–131. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.11

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Nikitenko B.L., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ershov S.V., Kostyreva E.A., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Ponomareva E.V., Fomin M.A., Yan P.A. (2019a). Volgian-Early Berriasian Marginal Filter in the West Siberian Marine Basin and Its Influence on Sediment Distribution. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and minerals*, 3, pp. 199–210. (In Russ.) Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. (2019b). The main directions of development of the Russian oil complex in the first half of the 21st century. *Vestnik Rossiyskoy Akademii nauk* = *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 89(11), pp. 1095–1104. (In Russ.) https://doi. org/10.1134/S101933161906008X

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russ. Geol. Geophys.*, 55(5–6), pp. 582–609. https://doi.org/10.1016/j. rgg.2014.05.005

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N. .S., Kostyreva E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russ. Geol. Geophys.*, 54(8), pp. 747–779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. (2016). Classification of rocks of the Bazhenov Formation. *Russ. Geol. Geophys.*, 57(11), pp. 1606–1612. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.10.006

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and history of evolurion of the West Siberian geosyneclise in THE Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1832–1845. (In Russ.)

Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Kozlova E.V., Kosorukov V.L., Manuilova E.A. (2017). The main rock types of the Bazhenov formation on the Surgut arch and adjacent territories. *Georesursy* = *Georesources*, 2, pp. 155–164. https://doi.org/10.18599/grs.19.16

Methodological recommendations for calculating oil reserves in sediments of the Bazhenov horizon of the West Siberian oil and gas province, 2021, 19 p. (In Russ.)

Nemova V.D. (2012). Conditions for the formation of reservoirs in deposits of the Bazhenov horizon in the area of the junction of the Krasnoleninsky arch and the Frolov megadepression. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 7(2), (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf

Nemova V.D. (2019). Multilevel lithological typification of rocks of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khokhyaystvo = Oil industry*, 8. pp. 13–17. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-13-17

Nesterov I.I. (1985). Oil and gas potential of clayey bituminous rocks. *Structure and oil and gas content of Bazhenites in Western Siberia*. Tyumen, pp. 3–19. (In Russ.)

Novikov G.R., Salmanov F.K., Tyan A.V. (1970). Prospects for the discovery of large oil deposits in fractured mudstones of the Bazhenov formation. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik «Neft' i gaz Tyumeni»*, 7, pp. 1–3. (In Russ.)

Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S. (2016). Stratification and detailed correlation of Bazhenov Horizon in the central part of the Western Siberia according to lithological and paleontological core analysis and well logging. *Geologiya nefti i gaza* = *Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 22–34. (In Russ.)

Panchenko I.V., Sobolev I.D., Rogov M.A., Latyshev A.V. (2021). Volcanic tuffs and tuffites in the boundary deposits of the Jurassic and Cretaceous (Volgian-Ryazan stages) of Western Siberia. *Litologiya i poleznyye iskopayemyye = Lithology and minerals*, 2, pp. 144–183. (In Russ.)

Predtechenskaya E.A., Krol L.A., Gurari F.G., Sapyanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. (2006). On genesis of the carbonates within Bazhenovo Suit in central and south-eastern regions of West-Siberian plate. *Litosfera* = *Lithosphere*, 4, pp. 131–148. (In Russ.)

Rozen O.M., Abbyasov A.A., Migdisov A.A., Yaroshevsky A.A. (2000). The MINLITH code for calculating the mineral composition of sedimentary rocks: the reliability of the results when applied to deposits of ancient platforms. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, 4, pp. 431–444. (In Russ.)

Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Nikitenko B.L., Fomin M. A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. (2018). The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russ. Geol. Geophys.*, 59(7), pp. 846–863. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.009

Saraev S.V. (1987). Petrochemical method in the study of the mineral composition of rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Geologiya i geofizika*, 10, pp. 33–38. (In Russ.)

Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Jurassic System (2000). Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SB RAS, GEO branch, 480 p. (In Russ.)

Temporary methodological guidelines for calculating oil reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the Bazhenov strata of the West

Siberian oil and gas province (2017). Nedropol'zovaniye XXI vek, 4, pp. 70–100. (In Russ.)

Ushatinsky I.N. (1981). Lithology and oil-bearing prospects of the Jurassic-Neocomian bituminous deposits of Western Siberia. *Sovetskaya geologiya*, 2, pp. 11–22. (In Russ.)

Vekshina V.N. (1962a). Coccolithophores of the Maryanovka formation of the West Siberian plate. *Materials on paleontology and stratigraphy of Western Siberia*. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 101–103. (In Russ.)

Vekshina V.N. (1962b). Elements of paleogeography of the Mesozoic and Paleogene of the West Siberian Lowland according to the analysis of diatoms and coccolithophores. *Materials on paleontology and stratigraphy of Western Siberia*. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 103–108. (In Russ.)

Yasovich G.S., Poplavskaya M.D. (1975). On the stratigraphy of bituminous deposits of the Upper Jurassic and Neocomian of the West Siberian Plain. *Materials on the geology of oil and gas bearing regions of Western Siberia.* Tyumen: ZapSibNIGNI, pp. 28–57. (In Russ.)

Zakharov V.A. (2006). Conditions for the formation of the Volgian-Berriasian high-carbon Bazhenov Formation in Western Siberia according to paleoecological data. *Evolution of the biosphere and biodiversity*, pp. 552–568. (In Russ.)

Zanin Yu.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. (2005). Some aspects of the formation of the Bazhenov formation in the central regions of the West Siberian sedimentary basin. *Litosfera* = *Lithosphere*, 4, pp. 118–135. (In Russ.)

Zanin Y.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. (2012). Some Calcareous Nannofossils from the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation of the West Siberian Marine Basin, Russia. *The Open Geology Journal*, 6, pp. 25–31. https://doi.org/10.2174/1874262901206010025

Zubkov M.Yu. (2016). Regional and local prediction of oil and gas occurrence for Bazhenov and Abalak Formations in the western siberia. *Gornye Vedomosti*, 3–4, pp. 46–68. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2018). Relationship between bituminization of Bazhenov Formation and hydrothermal processes in the western siberia. *Gornye Vedomosti*, 6, pp. 6–24. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail A. Fomin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher of the Laboratory for Problems of Geology, Exploration and Development of Hard-to-Recover Oil Fields, Deputy Director for Research, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation. e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Rashid M. Saitov – Researcher, Laboratory for Problems of Geology, Exploration and Development of Hard-to-Recover Oil Fields, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Engineer of the Petrophysics Laboratory, Geologika JSC

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Alvina G. Zamirailova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of sedimentology, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 4 May 2023; Accepted 21 August 2023; Published 30 December 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18

2023. T. 25. Nº 4. C. 192-202

УДК 553.98:551.24

Трехмерное моделирование солянокупольных структур по данным детального бурения в Прикаспии

gr MM

В.В. Лапковский¹, Б.В. Лунёв¹, М.П. Антипов², Ю.А. Волож², Ю.А. Писаренко³, В.В. Фомина^{2*}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия ²Геологический институт РАН, Москва, Россия

³Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Саратов, Россия

Для создания трехмерных моделей солянокупольных структур на основе данных детального бурения без привлечения генетических соображений и косвенной информации эффективным является метод потенциальных полей, заключающийся в нахождении по координатам точек пластопересечения аппроксимирующей трехмерной функции, изоуровневые поверхности которой отождествляются со стратиграфическими границами. Для аппроксимации преимущественно применялись трехмерные сплайны, выраженные через функции Грина. Основные трудности связаны с наличием структурных несогласий, для учета которых исходные данные и построенные на их основе модели подвергаются специальным пространственным трансформациям. Чтобы избежать влияния высокоамплитудных соляных куполов на представление геометрии слоев подсолевого комплекса, моделирование последнего выполнялось отдельно от интенсивно деформированных эвапоритов и вышележащих слоев. Апробация метода проведена на одном из участков в Прикаспии. По данным интерпретации каротажа 249 скважин для исследуемой территории построена трехмерная модель, включающая несколько солянокупольных структур и охватывающая стратиграфический интервал от эмсского яруса нижнего девона до четвертичных отложений. Полученные результаты подтвердили наличие куполов с опрокинутыми залеганиями слоев. Подобные структурные формы плохо фиксируются методами 2D- и 3D-сейсморазведки. Предложенный метод может быть применен в геологических исследованиях при поисках и разведке углеводородов в солянокупольных областях. Ключевые слова: соляные диапиры, трехмерное численное моделирование, трехмерные сплайны, нефте-

газоносность, Прикаспий, Астраханский свод, метод потенциальных полей

Для цитирования: Лапковский В.В., Лунёв Б.В., Антипов М.П., Волож Ю.А., Писаренко Ю.А., Фомина В.В. (2023). Трехмерное моделирование солянокупольных структур по данным детального бурения в Прикаспии. *Георесурсы*, 25(4), с. 192–202. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18

Введение

Пространственные модели играют большую роль в геологии. К таким моделям относятся плоские отображения – различного рода карты и разрезы, которые господствовали в доцифровую эру. Как правило, в таком формате обобщались различные наблюдения и измерения, сделанные в отдельных точках, по профилям или в скважинах. С появлением цифровых технологий общепринятым стало создание карт и разрезов с помощью вычислительных методов. Широкое распространение получило трехмерное представление геологических объектов. Этому способствовало распространение 3D-систем регистрации данных (прежде всего в сейсморазведке) и быстро растущие возможности вычислительной техники и программных средств. Трехмерное представление среды имеет существенные преимущества перед моделями меньшей размерности, поскольку в статической геологии среда трехмерна. Кроме того, такие модели обладают внутренней согласованностью. Набор карт, или разрезов, характеризующих некую область, может иметь внутренние противоречия (пересечения стратиграфических границ для разных карт или рассогласование положения тел на пересекающихся разрезах и т.п.). Многие современные средства исследования нефтегазоносных систем, например бассейновое моделирование, требуют предварительного построения трехмерной структурно-вещественной модели изучаемого объекта.

Создание трехмерных моделей часто базируется на двумерных построениях. Трехмерный структурновещественный каркас осадочных бассейнов обычно конструируется на основе двумерных представлений геологических границ. Эти представления определяют формы тел и их вещественное заполнение (стратиграфически привязанные свойства осадочных комплексов). В пакетах прикладных программ имеются специализированные инструменты такого конструирования для визуализации в трехмерном пространстве, которые прекрасно работают при построении моделей большинства осадочных бассейнов. Однако бывают случаи, когда создание трехмерных сеточных моделей вызывает серьезные затруднения, в частности, большие трудности возникают при моделировании областей развития солянокупольной тектоники. Главная проблема состоит в том, что двумерные образы не позволяют корректно представлять поверхности слоев с опрокинутыми залеганиями и карнизами, когда одной точке на горизонтальной поверхности соответствует

^{*} Ответственный автор: Валерия Владимировна Фомина e-mail: valery.fomina17@gmail.com

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

несколько точек на кровле или подошве слоя. Другая сложность заключается в существенных изменениях толщин осадочных тел. В областях развития солевого диапиризма встречаются значительные раздувы эвапоритовых толщ в куполах и резкое уменьшение их толщин в межкупольных мульдах. Перекрывающие слои также подвергнуты сильным изменениям мощностей, когда существенное сокращение толщин слоев над куполами сопровождается их увеличением в мульдах. Это затрудняет построение структурных моделей одних геологических границ на основе хорошо изученных других через использование карт мощностей (метод схождения), поскольку мощности оказываются столь же изменчивыми, сколь и гипсометрическое положение границ слоев.

В настоящее время для областей с интенсивно деформированными структурами развит подход, который получил название метода потенциальных, или фолиантных, полей (Chilès et al., 2014; Thornton et al., 2018; Stolz et al., 2019). Его суть заключается в том, что каждой геологической поверхности ставится в соответствие некоторое фиксированное значение трехмерного поля. Тогда результаты измерений можно представить в качестве заданных точечных значений трехмерной функции (и ее производных при использовании углов наклонов, в этом случае поверхности слоев рассматриваются как эквипотенциальные). Далее с помощью аппроксимации определяется вид этой трехмерной функции во всей области, а границы геологических тел - как изоуровневые поверхности этой трехмерной функции. Этот подход успешно применяется для представления структуры интенсивно смятых областей с развитыми опрокинутыми складками и шарьяжами – в трехмерном представлении в таких ситуациях не возникает проблемы неоднозначности границ. Кроме того, существенным достоинством метода является то, что данные всех границ совместно учитываются при создании модели, что обеспечивает ее обоснованность даже для тех геологических поверхностей, которые заданы относительно небольшим числом прямых измерений.

В настоящей работе показана возможность применения метода потенциальных полей для моделирования толщ со сложной солянокупольной тектоникой. Фактической основой работы послужили данные детального бурения одного из участков недр на Астраханском своде в Прикаспии (рис. 1). Здесь на небольшой площади, около 300 км², пробурено почти 250 скважин, из которых более 200 проникают под подошву эвапоритовой формации. Этот уникальный массив данных позволяет на основе только результатов бурения построить качественную трехмерную модель строения осадочного комплекса.

Методика и результаты моделирования

Один из способов явно определить поверхность в трехмерном пространстве с измерениями x, y и z состоит в выражении одной из переменных, например z, через остальные:

z = f(x, y).

С помощью таких двумерных функций обычно описываются границы осадочных тел при моделировании в нефтегазовой геологии.

Другой способ определить поверхности – задать уравнение вида f(x, y, z) = c. Задание такой функции и набор констант $\{c_1, c_2, ..., c_k\}$ определяют k изоуровневых поверхностей в пространстве. В используемом методе с набором таких констант ассоциируются различные стратиграфические границы. Значения констант должны монотонно возрастать или убывать, например, более древним стратиграфическим границам присваиваются большие значения. Функцию f(x, y, z) можно называть стратиграфической – ее значения на стратиграфических границах соответствуют заданному набору констант, а значения



Рис. 1. Схема строения поверхности кунгурских соленосных отложений Прикаспийской впадины (Структурная карта…, 1980). Зеленой рамкой на юго-западной окраине бассейна выделен участок, для которого проведено моделирование

в произвольных точках характеризуют положение этих точек относительно стратиграфических границ.

Фактическим материалом для настоящей статьи послужили данные бурения 249 скважин на одном из участков Астраханского свода в Прикаспии. В этих скважинах сотрудниками Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (г. Саратов) по результатам интерпретации каротажа установлены границы стратиграфических тел в диапазоне от эмсского яруса нижнего девона до современных осадков. Определены 24 стратона. На кровле каждого из них задавались значения стратиграфической функции (как именно они определялись, поясним ниже). Сводная характеристика этих стратонов приведена в табл. 1.

На рис. 2 показано расположение скважин в изучаемой области с их разделением по глубине вскрытия осадочного комплекса. Для характеристики структурного положения скважин приведена генерализованная структурная карта кровли эвапоритовой формации.

На всех рисунках с координатными осями горизонтальные и вертикальные размеры приведены в метрах.

Всего в скважинах было установлено почти 3000 пластопересечений в надсолевых, солевых и подсолевых толщах. Стоит отметить, что кровля эвапоритовых отложений (кровля иренского горизонта в кунгурском ярусе нижней перми (табл. 1)) в отдельных скважинах встречалась до трех раз, что свидетельствует о ее опрокинутом залегании. Таким образом, в качестве исходных данных использовалась таблица, содержащая почти 3000 строк. Для каждой строки были заданы три пространственные координаты точки пластопересечения (x_i, y_i, z_i) и значение стратиграфической функции v_i (приведены в табл. 1). Далее на основе методов трехмерной аппроксимации по этим данным получена функция f(x, y, z).

Для достижения целей моделирования могут быть использованы различные аппроксимирующие функции. В настоящем исследования сравнивались результаты двух методов: трехмерного кригинга (Дюблур, 2003; Демьянов, Савельева, 2010) и сплайнов, выраженных через функции Грина (Василенко, 1983; Роженко, 2005). Оба инструмента широко применяются при пространственном моделировании в геологии. В двумерной постановке распространено построение различных карт на основе этих методов. В трехмерной постановке эти методы используются реже, хотя они и привлекаются для представления распределения свойств в геологической среде.

Сложностью применения кригинга является обоснованный выбор типа и параметров вариограмм. Численные эксперименты показали, что сферические вариограммы позволили в кригинге создавать модели, близкие к тем, что были получены на основе сплайнов. Отметим, что сплайны, в отличие от кригинга, имеют ясную физическую природу (минимизация потенциальной энергии упругого изгиба), кроме того, сплайны вычисляются ощутимо быстрее, поэтому мы остановились на этом аппарате. Модели, рассмотренные далее, построены с помощью сплайн-аппроксимации.

Номер	Стратон	Краткое обозначение	Значения потенция дя	Цвет на разрезах и 3D-изображениях
		0005114 401140	на кровле	512-изборажениях
1	Антропоген	Q	Меньше 0	
2	Неоген	N2A	0	
3	Палеоген	Р	559,316	
4	Верхний мел	K2	1377,39	
5	Нижний мел	K1	1626,92	
6	Верхняя юра	J3	1979,78	
7	Средняя юра	J2	2055,68	
8	Верхняя пермь – триас	P2+T	2323,32	
9	Нижняя пермь, кунгурский ярус, иренский горизонт	P1k_ir	4334,05	
10	Нижняя пермь, кунгурский ярус, верхняя часть филипповского горизонта	P1k_f	6061,36	
11	Нижняя пермь, кунгурский ярус, филипповский горизонт, пласт R2	P1k_f_R2	6074,62	
12	Нижняя пермь, кунгурский ярус, филипповский горизонт, пласт R1	P1k_f_R1	6092,2	
13	Нижняя пермь, сакмарский и артинский ярусы	P1s-ar	6108,08	
14	Карбон, башкирский ярус, прикамский горизонт	C2b1_pk	6184,26	
15	Карбон, башкирский ярус, северокельтменский горизонт	C2b1_sk	6246,79	
16	Карбон, башкирский ярус, краснополянский горизонт	C2b1_kp	6299,47	
17	Карбон, серпуховский ярус	C1s	6414,23	
18	Карбон, визейский ярус	C1v	6510,63	
19	Карбон, турнейский ярус	Clt	7067,63	
20	Девон, фаменский ярус	D3_fm	7285,63	
21	Девон, франский ярус	D3_f	7811,63	
22	Девон, живетский ярус	D2_g	8364,13	
23	Девон, эйфельский ярус	D2_ef	8612,13	
24	Девон, эмсский ярус	D1_e	8814,13	

Табл. 1. Стратиграфические подразделения и присвоенные их кровлям значения потенциала



Рис. 2. Области моделирования с генерализированной структурной картой кровли эвапоритов и скважинами, разделенными по интервалу проникновения в осадочный комплекс

Базисом для построения интерполирующего или сглаживающего трехмерного сплайна, выраженного через функции Грина, являются точки трехмерного пространства, в которых заданы значения приближаемой переменной. В ходе работы был использован трехмерный аналог одномерного кубического сплайна (псевдокубический сплайн), который определяется из условия минимизации функционала энергетического типа.

Постановка задачи аппроксимации в трехмерной области Ω , в которой определены координаты *x*, *y*, *z*, формулируется следующим образом. На множестве хаотически расположенных точек $p_1, p_2, ..., p_n$ известны значения некоторой функции $v_1, v_1, ..., v_n$, следует построить приближение этой функции – σ . Интерполирующий сплайн удовлетворяет двум условиям:

$$\begin{cases} \sigma(p_i) = v_i, \ i = 1, 2, \dots, n \\ I_m(\sigma) = min \end{cases}$$

где $I_m(\sigma)$ – функционал энергетического типа с параметром *m*, и в общем виде он определяется следующим образом:

$$I_m(\sigma) = \sum_{|\alpha|=m} \int_{\Omega} \frac{m!}{\alpha!} (D^{\alpha} \sigma)^2 \, d\Omega = \min$$

где $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$ – тройка неотрицательных целых чисел (мультииндекс),

$$\begin{split} |\alpha| &= \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3, \\ \alpha! &= \alpha_1! \, \alpha_2! \, \alpha_3!, \\ D^{\alpha} \sigma &= \frac{d^{|\alpha|} \sigma}{d^{\alpha_1} x \, d^{\alpha_2} y \, d^{\alpha_3} z} - \text{ оператор дифференцирования.} \end{split}$$

Минимизируемый функционал с параметром m = 2 (случай псевдокубического сплайна) имеет вид:

$$I_{2}(\sigma) = \int_{\Omega} \left[\left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial x^{2}} \right)^{2} + \left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial y^{2}} \right)^{2} + \left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial z^{2}} \right)^{2} + 2 \left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial xy} \right)^{2} + 2 \left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial xz} \right)^{2} + 2 \left(\frac{\partial^{2} \sigma}{\partial yz} \right)^{2} \right] \partial\Omega.$$

При построении сглаживающего сплайна решается задача минимизации выражения:

$$\alpha \cdot I_2(\sigma) + \sum [\sigma(p_i) - v_i]^2$$

где α – параметр сглаживания. Теоретически α может изменяться от 0 до ∞ . Если $\alpha = 0$, то это интерполирующий сплайн, при $\alpha \rightarrow \infty$ решением является линейная функция (многочлен первого порядка).

Стоит отметить, что из-за необходимости обращать плохо обусловленные матрицы большого размера, существуют числовые ограничения на допустимые значения α. Поскольку целью настоящей работы является максимальное приближение модели к исходным данным, в работе использовались режимы, приближенные к интерполяционным.

Далее остановимся на нахождении необходимых 23 констант, которые приведены в табл. 1. Если стремиться к тому, чтобы аппроксимирующая функция была по возможности линейной по направлению z (линейность обеспечивает меньшие погрешности аппроксимации), то есть стремиться к тому, чтобы $\frac{\partial \sigma}{\partial z}$ имела бы близкие значения для всего диапазона глубин, то следует положить:

 $c_i = c_{i-1} +$ средняя толщина тела (*i*, *i* – 1).

Следовательно, самой верхней границе – кровле неогена (кровля антропогена, естественно, не фиксируется в наблюдениях) – присваивается значение 0, а остальные значения возрастают на величину средней толщины следующего слоя.

На рис. 3 приведен фрагмент моделируемой области, который отражает суть применяемого метода. На рисунке представлены три ортогональных разреза и поверхность, соответствующая кровле эвапоритового комплекса. Тела стратонов на разрезах закрашены соответственно цветами,

2023. T. 25. Nº 4. C. 192-202

перечисленными табл. 1. Показаны три группы точек: красные – пластопересечения кровли пермь-триасовых отложений, зеленые - пластопересечения кровли эвапоритов, синие – кровли филипповского горизонта (нижний слабодеформированный горизонт эвапоритовой формации). Положение остальных пластопересечений на рисунок не вынесено, чтобы не перегружать его. По значениям стратиграфической функции, заданной на пластопересечениях, был построен трехмерный сплайн. Его изоуровневая поверхность, соответствующая кровле эвапоритов, показана на рисунке поверхностью золотистого цвета. Особо отметим, что эта поверхность максимально простая и гладкая (что соответствует природе сплайна), при том что она строго проходит через все точки, в которых она задана в скважинах. На рис. 3 все пластопересечения (кровли пермь – триаса, эвапоритов и филипповского горизонта) обозначены одинаковыми элементами – кружочками. Зеленые кружочки оказались обрезанными, поскольку строго через них проходит полученная нами поверхность кунгурских эвапоритов.

Отметим установленные в ходе исследования сложности, характерные для всех областей солянокупольной тектоники. 1. Существование несогласий в осадочном разрезе. В северо-восточной части области моделирования имеются скважины, где под неогеновыми отложениями вскрываются эвапориты. В других местах эти толщи разделены осадками палеогена, мела, юры, а также перми и триаса. Сплайн представляет собой гладкую функцию, поэтому он не походит для моделирования таких взаимоотношений осадочных толщ. Если данные скважин прямо аппроксимировать трехмерным сплайном, то результат окажется неудовлетворительным (рис. 4).

Сближение вплотную эвапоритов с неогеновыми слоями дает очень большие значения градиента стратиграфической функции и, как следствие этого, появляются «глаза» пород карбона и девона внутри соляного тела. Выходом из этой ситуации является прямой учет несогласий в модели. В рассматриваемом регионе их, по меньшей мере, два: существенный размыв осадков происходил в неогене и в течение нижней и частично средней юры (Антипов, Волож, 2012).

Для учета несогласий был применен способ, который описан в (Wellmann, Caumon, 2018). Принципиально его демонстрирует рис. 5. Исходная ситуация показана на рис. 5А, где разными символами показаны



gr /m

Рис. 3. Фрагмент области моделирования с разрезами, поверхностью соли и пластопересечениями трех разных стратиграфических уровней



Рис. 4. Плохая модель, не учитывающая существование несогласий в разрезе

пластопересечения различных стратонов. Они образуют две группы, лежащие над несогласием (окружены красным эллипсом) и под ним (внутри синего эллипса). Эти группы были разделены и все пластопересечения над несогласием подняты на некоторую величину Un (в представленном примере это 1500 м). В точках пластопересечений заданы значения стратиграфической функции. От более молодых границ к более древним ее значения задавались величинами {0, 50, 200, 300, 400}, затем по этим данным путем интерполяции была построена непрерывная функция (рис. 5В). Далее поглощается часть пространства модели, т.е. сначала в модель вставляется область пространства размером 1500 м в вертикальном направлении, которая затем удаляется. При разных условиях склейки двух фрагментов получается либо классическое несогласие (рис. 5С), либо прилегание верхних слоев к более древним (рис. 5D). При этом, что важно, все пластопересечения остались на тех же местах, где они были до выполнения всех пространственных операций (их положения на рис. 5А, С и D совпадают), и что они строго соответствуют значениям стратиграфической функции точно лежат на своих изолиниях.

Модель, показанная на рис. 5В, не соответствует реальности, это лишь промежуточный расчет. Какой из окончательных вариантов (рис. 5С или рис. 5D) является верным, зависит от того, каким образом нарушено согласие слоев. Если имеет место несогласие с частичным размывом осадков под его поверхностью, то верным является вариант, показанный на рис. 5С. Если же допускается прилегание более молодых отложений к древнему выступу, то правильный вариант на рис. 5D. На рис. 5 показаны возможность и способы учета двух основных видов несогласного залегания слоев в рамках непрерывной гладкой сплайновой модели.

Для исследуемого участка были заданы два несогласия – в неогене и на подошве средней юры, а также условие прилегания на кровле солей для всех отложений старше неогена. 2. При моделировании с учетом несогласий отмечается следующее. Границы девонских слоев значительно изгибаются вниз под соляным диапиром и вверх под мульдой, формируя высокоамплитудные складки, раздувы и сокращения мощности карбона (рис. 6). В данном случае это связано с особенностями гладкой трехмерной аппроксимации: очень большие изменения производной аппроксимирующей функции по *z* в разных частях моделируемой области, связанные с высокоамплитудными деформациями кровли эвапоритов, влияют на соседние, не охарактеризованные скважинами участки.-

Чтобы заведомо исключить этот эффект, независимо строились две модели: одна для солевой и надсолевой частей разреза, а другая для подсолевой. Далее обе модели объединялись. Для этого пластопересечения одной слабодеформированной границы (кровля филипповского горизонта) учитывалась в каждой из этих моделей, затем по этой границе модели сшивались. Результат сшивания показан на рис. 7. Можно заметить, что геометрия слоев в нижней части разреза теперь слабо связана с конфигурацией границ верхней части разреза: раздувы и сокращения мощностей, обусловленные влиянием верхней части разреза, не наблюдаются, а поведение карбоновых и девонских слоев выглядит согласованным, при этом мощность солей существенно меняется по разрезу. В мульдах она исчезающе мала, что согласуется с результатами интерпретации скважинных данных, а иногда превышает 3500 м в диапирах.

Общий вид полученной трехмерной модели представлен на рис. 8.

Графическое представление трехмерной модели в виде отдельных разрезов было выполнено на основе вычислений на детальных 2D-сетках (размер ячейки порядка 10 м). Такие разрезы можно построить для любого сечения, но в настоящей статье приводятся только три таких разреза. Их положение в области моделирования показано на рис. 9, а сами разрезы – на рис. 10–12. Направление



Рис. 5. Принципиальная схема моделирования несогласия: A – исходная ситуация; B – точки пластопересечений раздвинуты и построена гладкая функция, аппроксимирующая значение потенциала; C – удален вставленный объем пространства с согласованием частей модели как несогласие; D – согласование как прилегание



Рис. 6. Модель с учетом двух несогласий – в неогене и у подошвы средней юры



Рис. 7. Модель с двумя несогласиями и двумя отдельно моделируемыми областями: подсолевой комплекс и солевой с надсолевым



Рис. 8. Изображение трехмерной модели на срезах

разрезов А, В указано от меньших значений х-координаты (красная ось) к бо́льшим; разреза С – от меньших значений у-координаты (зеленая ось) к бо́льшим.

Обсуждение результатов и заключение

В настоящей работе был успешно адаптирован метод «фолиантных полей» к описанию структуры осадочного чехла с развитой соляной тектоникой и наличием двух выраженных несогласий. Основное преимущество такого подхода состоит в том, что вся толща осадков представляется в виде одной математической конструкции, что исключает возможность появления в моделях внутренних противоречий, которые иногда возникают при независимом построении отдельных структурных поверхностей: это пересечение поверхностей слоев в согласно залегающих толщах или несоответствие их положений на пересекающихся разрезах.

Высокая плотность бурения на исследуемом участке Астраханского свода и вскрытие большинством скважин

подсолевых слоев сделали уникальным полученный массив данных. Это позволило, опираясь только на надежные результаты бурения, построить качественную трехмерную модель строения осадочного комплекса. Приведенные выше примеры показывают, что применение метода трехмерной сплайн-аппроксимации с опорой исключительно на данные бурения позволяет автоматически получить адекватную цифровую 3D-модель с выраженными структурами соляной тектоники, в частности описать опрокинутое залегание кровли эвапоритов (рис. 7-12). Вопрос о существовании соляных карнизов пока остается открытым. Полученные нами ранее результаты трехмерного численного моделирования динамики формирования соляных диапиров с заданием достаточно сложной внутренней структуры эвапоритовой формации и учетом уплотнения осадков позволили сделать обоснованные предположения о наличии соляных карнизов, маскируемых верхней бессолевой частью эвапоритовой толщи (Лунёв и др., 2023). В настоящей работе мы использовали



Рис. 9. Положение разрезов (красная, синяя, розовая линии, обозначаемые на рис. 10–12 соответственно буквами A, B, C), построенных на детальных 2D-сетках



Рис. 10. Разрез по красной линии А





gr M

Рис. 11. Разрез по синей линии В



Рис. 12. Разрез по розовой линии С

только данные по кровле эвапоритов, поэтому на основе полученных результатов нельзя сделать выводы о наличии или отсутствии соляных карнизов внутри эвапоритовой формации.

Отметим также две особенности, выявленные при моделировании структуры осадочной толщи на исследованном участке.

1. Как видно из модели структуры (построенной исключительно на данных исследования скважин и полностью с ними согласующейся), в некоторых мульдах толщина региональной эвапоритовой покрышки (видимо, в связи с ростом куполов) уменьшается до нескольких метров. Толщина слоев соли имеет существенное значение для оценки перспектив нахождения залежей углеводородов как в нижележащих, так и в вышележащих толщах.

2. При анализе разрезов, представленных на рис. 10–12, можно заметить наличие низкоамплитудной, но все-таки достаточно выраженной складчатости подстилающих

эвапориты карбоновых и девонских слоев. Существенно, что эти складки имеют инверсионный характер по отношению к вышележащему разрезу: под межкупольными мульдами наблюдаются антиклинали, а под куполами эти границы слабо прогибаются. Эти структуры не являются артефактами, предпринятые специальные процедуры (раздельное моделирование верхней и нижней частей разреза с последующей сшивкой) исключают такую возможность. Поэтому картина, представленная на рис. 10–12, будучи основана только на данных бурения под эвапоритами, имеет объективный характер.

Вопрос о существовании инверсионной складчатости в подсолевом комплексе солянокупольных областей является дискуссионным. Одни исследователи (Тимурзиев, 2007; Чердабаев, 2010) доказывают ее существование с использованием данных сейсморазведки, другие полагают, что эти данные интерпретированы с не вполне корректными скоростными моделями среды. Результаты настоящей работы свидетельствуют в пользу ее (инверсионной складчатости) существования. Отметим, что представленная модель структуры получена на основании исключительно данных бурения, без привлечения дополнительных геофизических данных и без использования генетических представлений. Механизм развития такой инверсионной складчатости в подсолевых комплексах теоретически описан нами ранее и подтвержден численными экспериментами по моделированию роста диапиров (Lunev, Lapkovsky, 2014).

Метод потенциальных полей (иногда называется методом фолиантных полей) относительно недавно стал широко использоваться зарубежными геологами (в основном в Австралии и Европе), в отечественной практике он не распространен. Основным достоинством метода является то, что структура осадочной толщи моделируется не послойно (пусть и с использованием представлений об их геометрическом подобии, которые позволяют использовать регрессионные модели или метод схождения), а целиком. Общая модель строится так, чтобы соответствовать данным о всей совокупности пластопересечений некоторого структурного этажа. Другим преимуществом данного подхода является возможность представлять геометрически сложные формы, такие как складки с опрокинутым залеганием слоев, диапиры, штоки сложной конфигурации, за счет того, что модель не отображает координатную плоскость на границу слоя в виде двумерной функции, а является трехмерной.

Предложенный метод может быть использован при геологических исследованиях, в том числе при поиске и разведке углеводородов, солянокупольных областей, таких как Прикаспий. Поскольку рассмотренная модель опирается только на надежные результаты бурения, она может применяться для верификации и регулирования параметров геофизических методов изучения недр – сейсморазведки, электро- и гравиразведки для снижения неопределенности их оценок.

Финансирование/Благодарности

Работы выполнена в рамках госзаданий ИНГГ СО РАН (проект FWZZ-2022-0009) и ГИН РАН.

Авторы выражают признательность рецензентам за внимательную работу со статьей.

Литература

Антипов М.П., Волож Ю.А. (2012). Особенности строения и нефтегазоносность надсолевого разреза прикаспийской впадины. *Нефть и газ*, (1), с. 47–71.

Василенко В.А. (1983). Сплайны: теория, алгоритмы, программы. Новосибирск: Наука, 214 с.

Демьянов В.В., Савельева Е.А. (2010). Геостатистика: теория и практика. М.: Наука, 327 с.

Дюблур О. (2003). Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. ЕАGE, 296 с.

Лунёв Б.В., Лапковский В.В., Антипов М.П., Волож Ю.А., Постникова И.С. (2023). Влияние строения эвапоритовой формации на формирование структур соляной тектоники и ловушек углеводородов (по результатам численного моделирования галокинеза в Прикаспии). *Геодинамика и тектонофизика*, 14(2), 0690. https://doi.org/10.5800/ GT-2023-14-2-0690 Роженко А.И. (2005). Теория и алгоритмы вариационной сплайнаппроксимации. Новосибирск: ИВМиМГ СО РАН, 243 с.

Структурная карта надсолевого комплекса Прикаспийской впадины: 1980 (1981). Масштаб 1:1 000 000. Ред. Л.Ф. Волчегурский, О.С. Турков, А.Е. Шлезингер. Л., 4 л.

Тимурзиев А.И. (2007). Особенности строения и механизм формирования соляных диапиров Астраханского свода (на примере Еленовской площади). *Геофизика*, (6), с. 16–29.

Чердабаев Ж.М. (2010). Структурно-тектоническое районирование подсолевых осадочных комплексов северо-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины (по материалам сейсморазведки). *Геофизика*, (3), с. 30–34.

Chilès J.P., Aug C., Guillen A., Lees T. (2014). Modelling the Geometry of Geological Units and its Uncertainty in 3D From Structural Data – The Potential-Field Method. *Orebody Modelling and Strategic Mine Planning*, 14, pp. 329–336.

Lunev B.V., Lapkovsky V.V. (2014). Mechanism of development of inversion folding in the subsalt. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 50(1), pp. 57–63. https://doi.org/10.1134/S1069351314010066

Stolz E., Spampinato G., Davidson J. (2019). A statewide 3D geological model for New South Wales. *ASEG Extended Abstracts*, 2019(1), pp. 1–4. https://doi.org/10.1080/22020586.2019.12073222

Thornton J., Mariethoz G., Brunner P. (2018). A 3D geological model of a structurally complex Alpine region as a basis for interdisciplinary research. *Scientific Data*, 5, 180238. https://doi.org/10.1038/sdata.2018.238

Wellmann F., Caumon G. (2018). 3-D Structural geological models: Concepts, methods, and uncertainties. Cedric Schmelzbach. *Advances in Geophysics*, 59, pp. 1–121. https://doi.org/10.1016/bs.agph.2018.09.001

Сведения об авторах

Владимир Валентинович Лапковский – доктор геол.минерал. наук, заведующий лабораторией математического моделирования природных нефтегазовых систем, ведущий научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Коптюга, д. 3

Борис Валентинович Лунёв – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Коптюга, д. 3

Михаил Петрович Антипов – кандидат геол.-минерал. наук, и.о. ведущего научного сотрудника, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжёвский переулок, д. 7

Юрий Абрамович Волож – доктор геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжёвский переулок, д. 7

Юрий Алексеевич Писаренко – доктор геол.-минерал. наук, заведующий отделом стратиграфии и палеонтологии, Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики

Россия, 413503, Саратов, ул. Московская, д. 70

Валерия Владимировна Фомина – младший научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжёвский переулок, д. 7 e-mail: valery.fomina17@gmail.com

Статья поступила в редакцию 03.02.2023; Принята к публикации 26.07.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

3D modeling of salt domes according to detailed drilling data in the Precaspian region

V.V. Lapkovsky¹, B.V. Lunev¹, M.P. Antipov², Yu.A. Volozh², Yu.A. Pisarenko³, V.V. Fomina^{2*}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation ²Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³Nizhne-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Valeria V. Fomina, e-mail: valery.fomina17@gmail.com

Abstract. To create three-dimensional models of arcomorph structures based on detailed data of drilling without involving genetic considerations and indirect information, the potential fields method is effective, which consists of finding an approximating three-dimensional function, the set of isolevel surfaces of which are identified with stratigraphic boundaries, using the coordinates of the formation intersection points. For approximation, mainly three-dimensional splines expressed in terms of Green's functions were used. The main difficulties are associated with the presence of structural unconformities, to take into account which the initial data, and the models built on their basis, are subjected to special spatial transformations. To avoid the influence of high-amplitude arcomorphs on the geometry of the layers of the pre-salt complex, the modeling of the latter was carried out separately from the intensely deformed evaporates and overlying layers. Assaying of the method was carried out at one of the sites in the Caspian Sea. On the study area, according to the interpretation of logging data from 249 wells, a three-dimensional model was created, including several arcomorph structures, and covering the stratigraphic interval from the Emsian stage of the Lower Devonian to Quaternary deposits. The results confirmed the presence of arcomorphs with overturned beds. Such structural forms are poorly fixed by 2D-3D seismic survey methods. The proposed method can be applied in geological studies in the search and exploration of hydrocarbons in salt dome areas.

Keywords: salt diapirs, 3D numerical modeling, 3D splines, oil and gas potential, Precaspian region, Astrakhan arc, potential field method

Acknowledgements

This work was carried out within the framework of state orders of INGG SB RAS (project FWZZ-2022-0009) and GIN RAS.

The authors are grateful to the reviewers for careful work with the article.

Recommended citation: Lapkovsky V.V., Lunev B.V., Antipov M.P., Volozh Yu.A., Pisarenko Yu.A., Fomina V.V. (2023). 3D modeling of salt domes according to detailed drilling data in the Precaspian region. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 192–202. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18

References

Antipov M.P., Volozh Yu.A. (2012). Features of the structure and oil and gas content of the post-salt section of the PreCaspian depression. *Neft i gaz*, 1(67), pp. 47–71. (In Russ.)

Cherdabaev Zh.M. (2010). Structurally tectonic zoning of subsalt sedimentary complexes of the northeastern side zone of the Caspian depression (based on seismic survey materials). *Geofizika*, 3, pp. 30–35. (In Russ.)

Chilès J.P., Aug C., Guillen A., Lees T. (2014). Modelling the Geometry of Geological Units and its Uncertainty in 3D From Structural Data – The Potential-Field Method. *Orebody Modelling and Strategic Mine Planning*, 14, pp. 329–336.

Demyanov V.V., Savelyeva E.A. (2010). Geostatistics. Theory and practice. Moscow: Nauka, 327 p. (In Russ.)

Dubrule O. (2003). Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. *EAGE*, 296 p. (In Russ.)

Lunev B.V., Lapkovsky V.V. (2014). Mechanism of development of inversion folding in the subsalt. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 50(1), pp. 57–63. https://doi.org/10.1134/S1069351314010066

Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Antipov M.P., Volozh Y.A., Postnikova I.S., (2023). Influence of the Evaporite Formation Structure on Salt Tectonics and Hydrocarbon Traps (by the Results of Numerical Simulation of Halokinesis in the Pre-Caspian). *Geodynamics & Tectonophysics*, 14(2), 0690. https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690

Rozhenko A.I. (2005). Theory and algorithms of variational spline approximation. Ed. by A.M. Matsokin. Novosibirsk: IVMiMG SB RAS, 240 p. (In Russ.)

Stolz E., Spampinato G., Davidson J. (2019). A statewide 3D geological model for New South Wales. *ASEG Extended Abstracts*, 2019(1), pp. 1–4. https://doi.org/10.1080/22020586.2019.12073222

Structural map of the suprasalt complex of the Caspian basin (1981). Scale 1:1000000. Ed. Volchegursky L.F., Turkov O.S., Schlesinger A.E. (In Russ.)

Thornton J., Mariethoz G., Brunner P. (2018). A 3D geological model of a structurally complex Alpine region as a basis for interdisciplinary research. *Scientific Data*, 5, 180238. https://doi.org/10.1038/sdata.2018.238

Timurziev A.I. (2007). Features of the structure and mechanism of formation of salt diapirs of the Astrakhan arch. *Geofizika*, 6, pp. 16–29.

Vasilenko V.A. (1983). Splines: theory, algorithms, programs. Novosibirsk: Nauka, 214 p. (In Russ.)

Wellmann F., Caumon G. (2018). 3-D Structural geological models: Concepts, methods, and uncertainties. Cedric Schmelzbach. *Advances in Geophysics*, 59, pp. 1–121. https://doi.org/10.1016/bs.agph.2018.09.001

About the Authors

Vladimir V. Lapkovsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Mathematical Modeling of Natural Oil and Gas Systems, Leading Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Boris V. Lunev – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Mikhail P. Antipov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

4 Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Yuri A. Volozh – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences 7 Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Yuri A. Pisarenko – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Stratigraphy and Paleontology, Nizhne-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics

70 Moskovskaya st., Saratov, 413503, Russian Federation

Valeria V. Fomina – Junior Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7 Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation e-mail: valery.fomina17@gmail.com

Manuscript received 3 February 2023; Accepted 26 July 2023; Published 30 December 2023

ORIGINAL ARTICLE

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.15

New rock typing method for diagenetically modified carbonate reservoirs

E. Shvalyuk^{*}, A. Thistiakov, N. Bah, A. Mukhametdinova, A. Ryabukhin, M. Spasennykh Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

The paper evaluates an efficiency of the existing rock typing methods for diagenetically modified carbonate reservoirs and proposes a new alternative rock typing index.

Four existing rock typing techniques are applied to the target formation, subjected to considerable diagenetic alterations. Applied techniques do not provide sufficient results in terms of reliable correlation between porosity, permeability and irreducible water saturation, which is crucial for geological modelling. Therefore, a new rock typing index named KOS and calculated as a function of permeability (k), porosity (φ) and irreducible water saturation (S_{wir}) is proposed for proper characterization of the carbonate formation. Contribution of depositional and diagenetic processes and associated microfeatures into parameters of the index is demonstrated by means of X-ray microCT and NMR experimental data.

Comparative analysis of the proposed index with the existing ones shows that the KOS-derived rock types demonstrate the highest correlation coefficients between the key reservoir parameters. The defined rock types have distinguishable microstructures that confirm validity of the rock classification approach.

All the entities of the KOS index are used for reserves calculations and commonly measured during routine core analysis: this enables its implementation at the most carbonate fields.

Keywords: carbonate rocks; diagenesis; rock typing; NMR; X-ray microCT; reservoir characterization; dolomitization; leaching

Recommended citation: Shvalyuk E., Thistiakov A., Bah N., Mukhametdinova A., Ryabukhin A., Spasennykh M. (2023). New rock typing method for diagenetically modified carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 203–218. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.15

1. Introduction

Carbonate rocks are characterized by complex void structure since they undergo abundant secondary geological processes during the diagenesis stage (Moore, 2001). Fracturing, fabric and non-fabric selective dissolution of mineral matrix and fossil skeletons increase primary depositional porosity, while the precipitation of cement from chemically active fluids can clog porous channels (Huang et al., 2017).

Rock typing is dividing rock samples into clusters that can be characterized by a common set of equations, describing relationships between the key rock parameters, used for the reserves and production rate calculation (Gholami et al., 2009; Shvalyuk et al., 2022a). Petrophysicists commonly apply permeability-porosity plots for rock typing of clastic rocks, which properties are considerably controlled by grain-size distribution, defined by depositional settings (Gholami et al., 2009). In contrast to clastic formations, distinguishing of carbonate rock type (RT) clusters on porosity-permeability plots is complicated due to significant diagenetic alterations (Al-Farisi et al., 2009; Buiting et al., 2013; Skalinski, 2013). Moreover, the resulted rock types often contradict to microstructural studies (Dernaika et al., 2018).

© 2023 The Authors. Published by Georesursy LLC Under a Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

ock types often contradict to
a et al., 2018).Mirzaei-Paiaman et
clastic and carbonat
Fitzsimons et al., 20

www.geors.ru

The Dunham scheme is widely used for classification of carbonate rocks based on their microtexture (Dunham, 1969). The Dunham classification provides semi quantitative characterization of grain size, defined mainly by depositional settings. However, Dunham classification does not enable proper rock typing due to several factors: (i) semi quantitative characterization can be subjective, and depends on a particular lithology specialist; (ii) development of secondary pores can completely overprint the original depositional rock microtexture.

In order to provide a quantitative carbonate rock typing, F.J. Lucia proposed a classification method based on combination of the porosity and permeability data with lithological classes defined by the Dunham scheme (Lucia, 2007). The Lucia method does consider grain size, however, it cannot discriminate the genesis of porosity and permeability (Rebelle et al., 2014; Dernaika et al., 2019).

Besides the Lucia classifier, other rock typing methods, such as standard and modified flow zone indexes (*FZI*) (Amaefule et al., 2006; Izadi, Ghalambor, 2013; Tiab et al., 2016), and Winland R35 (Kolodzie, 1980; Pittman, 1992; Mirzaei-Paiaman et al., 2018) are commonly applied for both clastic and carbonate formations (Skalinski et al., 2010, 2015; Fitzsimons et al., 2016; Haikel et al., 2018; Yarmohammadi et al., 2020). All these indexes are calculated as a function of porosity, permeability, and irreducible water saturation, and differ in the type of equation, which are derived for the particular formation accounting for its specifics. In the current research, we apply four existing rock typing indexes, which

^{*} Corresponding author: Elizaveta Shvalyuk e-mail: Elizaveta.Shvalyuk@skoltech.ru

principally differ in their concepts and input parameters. The detailed information on their principles is described in subsection 2.1.

The most recent studies on carbonate rock typing utilize an integrated application of geological classifications (Dunham, 1969; Lucia, 1995; Loucks et al., 2012), microstructural parameters (Giao et al., 2017; Binabadat et al., 2019; Sun et al., 2019; Wang et al., 2020; Zhang et al., 2023) and hydraulic units concepts (Kolodzie, 1980; Tiab et al., 2016; Dakhelpour-Ghoveifel et al., 2019). The extensive use of microstructural characteristics for rock typing is currently available due to implementation of digital thin section analysis, microcomputed tomography (CT), scanning electron microscopy (SEM), and nuclear magnetic resonance (NMR) method. However, these costly high-resolution techniques are often either not affordable because of budget or time constrains, or not available in many laboratory facilities. Moreover, for brown fields, which require reassessment of reserves, microstructural digital data can be absent. In addition, it can be challenging to identify multiparametric rock types by means of well logging methods. This, in turn, leads to devaluation of the results of sophisticated approaches referenced above. Moreover, achieved feasible result for a particular reservoir does not guarantee the efficient application of similar approach for another formation.

The current research originates from an applied study, aimed at characterization of a carbonate formation, subjected to considerable diagenetic alterations. All attempts to apply the existing techniques fail to provide rock typing that could be further used for spatial modeling of the studied reservoir properties. In this work, we first provide a brief theoretical overview of the existing classification methods and evaluate their efficiency for rock typing of the studied carbonate formation. The novelty of this work is that we suggest an alternative integrated classification index, combining porosity, permeability and irreducible water saturation. In order to prove its efficiency, we scrutinize and validate consistency of the resulted rock types with microstructural characteristics, derived by various high-resolution experimental methods.

2. Materials and Methods

The current work consists of two parts: i) application of the existing methods of rock typing (modified *FZI* and Lucia *RFN* classifiers) for the target carbonate reservoir with diagenetic alterations (subsection 3.1) and ii) development of a new rock typing index that accounts the reservoir specifics (subsection 3.2). The efficiency of all applied rock typing methods is validated by routine (RCAL) and special core analysis (SCAL) results, comprising the key reservoir properties and microstructure. A general workflow of our research is depicted in Figure 1.

2.1 Information on Target Formation

The target field belongs to the Timan-Pechora Basin. The reservoir is composed of limestones and dolomites of the Famennian stage of the late Devonian period. The rock collection consists of 37 core plugs with an average size of 30×30 mm. The carbonate rock samples under study are subjected to partial dolomitization, leaching, and microfracturing. The average porosity of the samples varies from 4.1% to 21.3%, and the permeability – from 0.01 to 750 mD.



Fig. 1. A flowchart for reliable rock typing of diagenetically modified carbonate formation based on core data analysis

gr M

2.2 Overview of Rock Typing Methods

This section provides theoretical overview of the existing rock typing indexes that are successively applied in this study. These indexes utilize the key reservoir parameters, namely porosity (φ), permeability (k) and irreducible water saturation (S_{wir}).

Subdivision of samples between different rock types is done based on analysis of a cumulative frequency curve of the applied index values. The number of rock types is identified based on substantial changes in the cumulative curve trend. Samples, belonging to an interval with the same index frequency trend, are assigned to one rock type.

2.2.1 Flow Zone Indicator (FZI_1) as a Function of Porosity and Permeability

Amaefule et al. (2006) and Tiab et al. (2016) derived two complex parameters, namely reservoir quality index (RQI) and flow zone indicator (FZI), which can be applied to subdivide rocks by flow units:

$$RQI_1 = 3.14 \cdot \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \tag{1}$$

$$FZI_1 = RQI_1 \cdot \frac{1-\varphi}{\varphi} \tag{2}$$

Since the coefficients are based on Kozeny-Carman equation, they shall sufficiently classify intergranular void structure, which fluid flow capacity depends on the grain sizes, sorting, and shapes. Since all these characteristics depend on the energy of deposition, the rock types, derived from *FZI*, theoretically can also be differentiated based on depositional settings (Tiab et al., 2016), unless diagenesis overprints the primary porosity network.

Presumption that the rocks with the same FZI value belong to the same lithofacies, and thus have the same pore types, explains high correlation between permeability and porosity within FZI-derived rock types, often observed in clastic reservoirs. Consequently, 3D distribution of such reservoir properties can efficiently be done based on depositional model.

2.2.2 Modified FZI₂ as a Function of Porosity and Irreducible Water Saturation

The second rock typing index (FZI_2) is calculated as a function of φ and S_{wir} :

$$RQI_2 = 3.14 \cdot \frac{\varphi \cdot (1 - S_{wir})}{\varphi - \varphi \cdot (1 - S_{wir})} \cdot \sqrt{\varphi^3}$$
(3)

$$FZI_2 = RQI_2 \cdot \frac{1-\varphi}{\varphi} \tag{4}$$

This index appears to be most effective for low-permeable rocks, which measurement of S_{wir} values can be much more accurate than k, if values of the latter are close to the lower limit of measurement of a standard permeameter (Shvalyuk et al., 2022b). FZI_2 classes, similarly to FZI_1 ones, can be associated with depositional facies. For clean high-permeable clastic reservoirs applying these indexes produces similar rock types.

2.2.3 Modified FZI₃ as a Function of Porosity, Permeability, and Irreducible Water Saturation

The third flow zone indicator (FZI_3) is derived from Poiseuille's and Darcy's equations. It is calculated as a function of φ , k and S_{wir} (Izadi, Ghalambor, 2013):

$$FZI_{3} = \frac{3.14 \sqrt{\frac{k}{\varphi} \cdot (1 - S_{wir})}}{\frac{\varphi}{1 - \varphi} (1 - S_{wir})^{2}}$$
(5)

The index integrates all key reservoir parameters, and theoretically shall account for the bulk rock properties, as well as for void structure characteristics.

2.2.4 Lucia Rock Typing Method for Carbonate Reservoirs (RFN): Function of Porosity and Permeability

F.J. Lucia proposed specifically for classification of carbonate rocks Rock Fabric Number (*RFN*), which integrates φ and k (Lucia, 1995):

$$RFN = 10^{\left(\frac{C \cdot log\varphi + A \cdot logk}{D \cdot log\varphi + B}\right)}$$
(6)

where coefficient *A* = 9.7982; *B* = 12.0838; C = 8.6711; D = 8.2965.

2.3 Experimental Workflow of Core Analysis

First, the samples are cleaned from hydrocarbons by toluene and methanol in a Soxhlet extractor. Then the samples are dried, and their helium porosity and permeability are measured. The dry samples are analyzed with X-ray microcomputed tomography (CT). Further they are saturated with a model of brine (NaCl) and subjected to low-field nuclear magnetic resonance (NMR). Upon completing NMR tests of the samples in fully saturated state ($S_w = 100\%$), their centrifuging is performed in gas-brine system in order to measure S_{ww} .

Samples are dried until reaching constant weight at a temperature of 105 °C under vacuum in an automatic oven. Porosity and permeability are measured using an automated porosimeter-permeameter in a Hassler core holder using helium.

X-ray microCT-scanning is performed for a central part of samples for a virtual cylinder with a height and diameter of 10 mm. The applied resolution – 5 μ m/voxel. The results of microCT-scanning include 2D images, 3D models of opened and closed pores and pore radius distribution.

For centrifuging and NMR, the samples are saturated under vacuum with NaCl solution with mineralization of 180 g/L. The selected NaCl concentration corresponds to ionic strength and electrical resistivity of the formation water. Centrifuging is performed with stepwise capillary pressure increase up to 1.5 MPa (16 steps).

NMR relaxometry theoretically allows obtaining a detailed characterization of the whole range of pore size distribution from the measured transverse relaxation time (T_2) curve. For a fully water-saturated rock the T_2 value of a single pore is proportional to its surface-to-volume ratio. It is widely accepted that the surface relaxation mechanism dominates in rock porous medium (Coates et al., 1999; Pires et al., 2019; Wu et al., 2019). Thus, the calculation of pore sizes distribution from T_2 -spectra can be done by means of the following formula (Zhao et al., 2017):

www.geors.ru

where ρ is surface relaxivity (μ m/s); *S*/*V* is the surface-to-volume ratio.

Applying an average surface relaxivity value for carbonate rocks from literature can result in considerable errors. Thus, in order to account for variability of this parameter, NMR-derived spectrum for each sample is calibrated on the capillary pressure test and microCT data (Hidajat et al., 2004; Fleury et al., 2007). As a result, highly detailed pore radius distribution curves are obtained within the whole detected range from 0.01 up to 600 μ m.

Based on their size, pores can be classified as nano-, micro- and mesopores (Loucks et al., 2012; Sokolov et al., 2013; Lu et al., 2021). The nanopores are presumed to have pore radii less than 1 μ m, micropores – from 1 to 62.5 μ m, and mesopores – larger than 62.5 μ m (Fleury et al., 2007; Da Silva et al., 2015; Lima et al., 2020). Nanopores are filled with bound water (Westphal et al. 2005), while the other two types contain free water as well (Hidajat et al., 2004; Müller-Huber et al., 2016; Markovic et al., 2022).

3. Results and Discussion

3.1 Comparative Analysis of Efficiency of Different Rock Typing Methods for Carbonate Reservoirs Characterization

The applied rock typing indexes are calculated using porosity (φ) and irreducible water saturation (S_{wir}), and permeability (k). The first two parameters are rock bulk properties, while permeability, being dependent on the total effective pore volume, also characterizes the pore network morphology.

In order to assess the efficiency of different rock typing methods, the relationships between porosity (φ), permeability (k), irreducible water saturation (S_{wir}) and structural coefficient (k/φ)^{1/2} are constructed and analyzed (Figures 2–5). The criteria of methods' efficiency include i) the value of determination coefficient (R^2) between porosity, permeability and irreducible water saturation; and ii) the consistency in microstructural characteristics within one RT. If the determination coefficient is less than 0.25 within a rock type, efficiency of the rock typing index is considered to be low. If determination coefficient has value between 0.25 and 0.49, than the efficiency is moderate. Rock typing index efficiency ranked as high, if $0.49 \le R^2 \le 0.81$, and very high, if $R^2 > 0.81$.

3.1.1 FZI, and RFN

The regressions between the referenced above parameters for FZI_1 and RFN are shown in Figures 2 and 3 accordingly. The correlation between φ and k (Figures 2a, 3a), within each FZI_1 and RFN-derived rock type, demonstrate a high value of R^2 . It is, however, expected since these indexes are calculated based on φ and k values. Correlations between S_{wir} and k (Figures 2b, 3b), S_{wir} and $(k/\varphi)^{1/2}$ (Figures 2c, 3c), are characterized by lower R^2 values than those for φ and k, because these rock typing indexes do not include S_{wir} in their formula. In general, efficiency of RFN and FZI_1 can be estimated as high and moderate, correspondingly. Although, application of RFN produces several rock types that form statistically unrepresentative clusters at the cross-plots and Unfortunately, a little constancy in microstructure is observed within the rock types, defined by means of FZI_1 and *RFN*. The samples within the rock types are characterized by wide variation of microtextures, mineralogy and pore network characteristics, determined by microCT, capillary and NMR tests (discussed in details further).

3.1.2 FZI,

 FZI_2 is calculated based on bulk properties, namely φ and S_{wir} . The FZI_2 -derived classes can be separated by threshold values of porosity, permeability and irreducible water saturation at the corresponding cross-plots φ -k (a), k- S_{wir} (b) and S_{wir} - $(k/\varphi)^{1/2}$ (c) in Figure 4. Theoretically, that enables distinguishing the classes along a borehole by applying the boundary values to the corresponding well logs. However, correlations between the parameters are characterized by low determination coefficients. Thus, this index cannot be considered as efficient for carbonate rock typing.

3.1.3 FZI₃

Since FZI_3 index includes all main rock characteristics, i.e. φ , k, S_{wir} , the first suggestion is that it could be effective for carbonate rock typing. However, despite the complexity,



*Fig. 2. FZI*₁ rock typing: cross-plots of a) permeability versus porosity; b) permeability versus irreducible water saturation; c) irreducible water saturation versus structural coefficient

this index produces controversial rock typing in terms of distribution of samples between the classes, determination coefficients, and microstructures (Figure 5). For example, more than half of the samples are allocated to the 1st rock type (1st RT). Although this rock type is characterized by moderate and high R^2 values, the samples have considerably different microstructures. The other three RTs with very limited number of samples have much lower values of R^2 and little consistency in microstructure within the rock types. Consequently, the efficiency of FZI_3 for rock typing of carbonates cannot be considered as high.

3.1.4 Summary on Rock Typing Methods Application

The performance of the discussed rock typing methods for diagenetically modified carbonate rocks is summarized in Table 1. In addition, the values of R^2 determination coefficient for all utilized methods are demonstrated in Table 2. The applied rock typing indexes are based on the reservoir models that do not properly incorporate both depositional and diagenetic process contribution into permeability, porosity and irreducible water saturation of the studied carbonate reservoir. Therefore, results of methods performance show that their application does not enable obtaining both hydraulically and geologically meaningful differentiation of the samples for the target reservoir.



Fig. 3. RFN rock typing: cross-plots of a) permeability versus porosity; b) permeability versus irreducible water saturation; c) irreducible water saturation versus structural coefficient

3.2 Proposed Rock Typing

gr M

According to the results of the comparative analysis, none of the applied methods produces sufficiently effective rock typing for diagenetically modified carbonate reservoir. This motivated us for development of an alternative index for rock typing of such formations. The index should primarily reflect relative contribution of depositional and diagenetic process into permeability, porosity and irreducible water saturation, in order to enable geologically and hydraulically meaningful differentiation of the samples. Measurement of these parameter is quite abundant that insures statistically representative dataset. While microCT and NMR tests are time-consuming, costly, and usually performed for limited number of samples. Thus, they can be more effectively used to verify the established rock types and review the boundaries between them, rather than for mass rock typing.

3.2.1 KØS Rock Typing Index Definition

The equation for the proposed rock typing index, namely KOS, is as follows:

$$K \mathscr{O}S = log \frac{\left(k/\varphi\right)^{1/2}}{\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}}$$
(8)

In the following paragraphs we discuss the physical meaning of the parameters that constitute the new index.



*Fig. 4. FZI*₂ *rock typing: cross-plots of a) permeability versus porosity; b) permeability versus irreducible water saturation; c) irreducible water saturation versus structural coefficient*



Fig. 5. FZI_3 rock typing: cross-plots of a) porosity-permeability; b) irreducible water saturation versus permeability; c) structural coefficient (the square root of the permeability to porosity ratio) versus irreducible water saturation

Next, we consider their possible combinations for different types of diagenetically modified carbonates, illustrated by microCT images, and finally we evaluate the efficiency of the proposed index in terms of correlations between the key reservoir properties.

The structural coefficient $(k/\varphi)^{1/2}$, calculated as the square root of the permeability to porosity ratio, reflects void network morphology, defined by the pores size and shape, connectivity and tortuosity. The structural coefficient is widely applied in hydrodynamic modelling (Tiab et al., 2012; Chiu et al., 2018). In carbonate rocks, higher $(k/\varphi)^{1/2}$ values reflect higher contribution of interconnected leached channels into permeability in comparison with the primary depositional pores.

The ratio of free fluid content $(1-S_{wir})$ to S_{wir} , characterizes the fraction of larger pores, contributing to permeability, to the smaller ones filled in with bound water. The smallest pores are mainly associated with depositional microtextures, while larger pore channels, being the main flow passes, are formed as the result of diagenetic dissolution. Therefore, the ratio $(1-S_{wir})/S_{wir}$ can be considered as a ratio coefficient between diagenetic and depositional porosity, although this assumption is not completely valid because some part of depositional pores also contribute to permeability in carbonates. Table 3 describes possible combinations of permeability, porosity, and irreducible water saturation values in carbonate rocks from sedimentological and diagenetic perspectives.

3.2.2 KØS-based Rock Types

Within the studied sample collection four rock types are identified by means of KOS index. The 1st RT has the worst reservoir quality and the lowest KOS value, whereas the 4th RT has the best reservoir quality and the highest KOS value. The characteristics of the rock types are shown in Table 4.

3.2.3 Relationships between Porosity, Permeability and Irreducible Water Saturation within the Identified Rock Types

The KOS rock typing enables obtaining reliable regressions between the key reservoir parameters for each RT (Figures 6–7). Since these regressions are used for geological and flow modelling, high values of the determination coefficients are of great importance (Table 5).

The defined RTs form distinguishable clusters characterized by individual correlation equations between the permeability and porosity (Figure 6). Determination coefficients are relatively high for all rock types, except for the first one (Table 5). The dispersion of permeability within this RT (Table 5) is caused by presence of leached channels in one of the samples (sample #15 with a permeability of 0.78 mD). Nevertheless, as discussed further, the assignment of all five samples to the same class is valid from a microstructural point of view and based on a high correlation of irreducible water saturation with other parameters (Table 5, Figure 7).

Irreducible water saturation is commonly calculated based on a correlation with porosity. However, in carbonates subjected to diagenetic dissolution the correlation between these parameters is relatively low. In our study, we explore dependency of irreducible water saturation from permeability and structural coefficient (Lucia, 2007). Within all *KØS* rock types determination coefficients between irreducible water saturation and these parameters have remarkably high values (Figures 7a and 7b).

The high values of the determination coefficients within the KOS rock types support the validity and applied value of the proposed classification index.

3.2.4 Microstructural Characterization of KØS Rock Types

Microstructural characterization of the defined RTs is provided based on the analysis of microCT and NMR data. CT-scans provides characterization of the rock mineral composition, microtexture, and pore network (Figures 8, 9). NMR enables construction of a complete pore size distribution curve (Figure 10).

The translation of the T_2 values into pore sizes distribution is provided by means of the equation 7. In order to select a proper value of surface relaxivity coefficient (ρ), T_2 -spectra are calibrated on the pore sizes distributions, derived from microCT and capillary tests (Coates et al., 1999; Shvalyuk et al., 2022b). The values of ρ for each RT are listed in Table 4.

The 1st RT is composed of dolomite mudstone, according to the microCT-images. The dolomite content (C_{dol}) amounts to more than 97%. The porosity varies from 3 to 10%, while the permeability does not exceed 1 mD. The porosity is represented by isolated intergranular pores and vugs

Method	Pros	Cons
FZI ₁	 High determination coefficient in correlation between φ, k. The concept bases on the difference in grain and pore morphology (size, shapes, etc.), theoretically enabling mapping the rock types with depositional settings. 	 Regressions between S_{wir} and permeability / structural coefficient have insufficient correlation, because dissolution can considerably increase permeability due to development of pore channels, while the leaching effect on S_{wir} can be diverse. Defined rock types can considerably vary in microstructure that creates difficulties in their geological interpretation. Thus, this index should be used mainly for rocks with primary intergranular porosity.
RFN	 High determination coefficient in correlation between φ, k, S_{wir}. The fabric number of a rock reflects its grain-size distribution and consequently can be mapped to Dunham classes. 	 The defined rock types can form statistically unrepresentative clusters at φ, k, S_{wir} cross-plots and controversial correlations between the key parameters. Defined rock types can considerably vary in microstructure that creates difficulties in their geological interpretation. Thus, this index should be used mainly for rocks with primary intergranular porosity.
FZI ₂	 The rock types can be separated by threshold values of porosity, permeability and irreducible water saturation at the corresponding cross-plots. Theoretically this enables distinguishing these classes along a borehole by applying the boundary values to the corresponding well logs. The rock types form distinguishable groups of curves at S_{wir} - P_c graphs 	 Correlations φ, k, S_{wir} between the parameters are characterized by low determination coefficients. Defined rock types largely vary in microstructure that creates difficulties in their geological interpretation.
FZI ₃	• FZI_3 index includes all main rock characteristics, namely φ , k, $S_{wir.}$	• Despite the complexity, this index produces controversial rock typing in terms of distribution of samples between the classes, determination coefficients and microstructures

Table 1. Comparative analysis of the efficiency of the applied existing methods for rock typing of diagenetically modified carbonates

Method	Porosity vs. Permeability	Irreducible water saturation vs. Permeability	Irreducible water saturation vs. Structural coefficient
FZI ₁	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.73$	$1^{st} RT: R^{2} = 0.69$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.63$
	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.85$	$2^{nd} RT: R^{2} = 0.48$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.35$
	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.69$	$3^{rd} RT: R^{2} = 0.84$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.78$
	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.94$	$4^{th} RT: R^{2} = 0.98$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.99$
RFN	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 1.00$	$1^{st} RT: R^{2} = 1.00$	$1^{\text{st}} \text{RT: } R^2 = 1.00$
	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.95$	$2^{nd} RT: R^{2} = 0.61$	$2^{\text{nd}} \text{RT: } R^2 = 0.59$
	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.90$	$3^{rd} RT: R^{2} = 0.81$	$3^{\text{rd}} \text{RT: } R^2 = 0.79$
	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.99$	$4^{th} RT: R^{2} = 0.94$	$4^{\text{th}} \text{RT: } R^2 = 0.94$
FZI ₂	$1^{st} RT: R^{2} = 0.41$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.28$	$1^{st} RT: R^{2} = 0.19$
	$2^{nd} RT: R^{2} = 0.07$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.06$	$2^{nd} RT: R^{2} = 0.09$
	$3^{rd} RT: R^{2} = 0.03$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.02$	$3^{rd} RT: R^{2} = 0.02$
	$4^{th} RT: R^{2} = 0.04$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.18$	$4^{th} RT: R^{2} = 0.17$
FZI 3	$1^{st} RT: R^{2} = 0.82$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.79$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.76$
	$2^{nd} RT: R^{2} = 0.92$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.89$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.20$
	$3^{rd} RT: R^{2} = 0.32$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.23$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.22$
	$4^{th} RT: R^{2} = 0.28$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.05$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.13$

Table 2. The values of determination coefficient (R^2) between porosity, permeability and irreducible water saturation correlations obtained using four existing rock typing methods (RT_1-RT_4)

of nano- and microsize, thus, the rock type has the lowest permeability among the other rock classes (Table 4).

The 2nd RT can be subdivided into two subgroups different in the dolomite content. The 1st subgroup composed of dolomitized ($C_{dol} = 30 \div 70\%$) wackestone/packstone with isolated nano- and interconnected micropores (Figures 9, 10). The 2nd subgroup consists of packstones with less dolomite content, varying from 0% to 30%. Porosity is represented by isolated vugs and interconnected dissolution-enhanced channels of microsize. The porosity and permeability of the 1st subgroup have lower ranges in comparison with the 2nd subgroup (Table 4). Thus, increase of dolomite cementation causes feasible reduction of permeability due to deterioration of the pores connectivity. Since the both subclasses have similar microtextures and pore types, which define the permeability and irreducible water saturation, these subclasses form consistent correlations between the reservoir properties, and are assigned to the same rock type.

The 3rd RT includes grainstones, which can also be divided into two subgroups according to their mineralogical composition. The 1st subgroup is represented by dolomitized limestone ($C_{dol} = 20 \div 40$), while the 2nd subgroup is composed completely of limestone ($C_{dol} = 0 \div 8$). Permeability of the both subclasses is controlled by dissolution-enlarged channels of micro and mesosize. As the result, despite on different dolomite content, the subgroups have comparable ranges of reservoir properties with high correlations that justifies assignment of the samples to the same rock type.

The 4th RT comprises wackestones/packstones that have the highest permeability values (Table 4) among the all rock types due to developed system of interconnected microfractures and dissolution channels of mesosize. Since the rock matrix contains a large proportion of fine carbonate mud, S_{wir} values can reach up to 20%.

The study shows that each rock type has distinguishable microstructural characteristics controlled by contribution of depositional settings and diagenetic process (mainly dissolution and dolomite cementation). Dolomite cementation gr /m

	Permeability (<i>k</i>) and porosity (<i>q</i>) values	Irreducible water saturation values (S_{wir})	Characteristic microCT-scans
1	High k / High φ (filtration via intergranular pores and leached channels)	1. High $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (low S_{wir}) – grainstone / bindstone with well connected porous network, possibly enhanced by dissolution.	
		1.2 Low $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (high S_{wir}) – micrite-rich carbonate rock (e.g. wackestone, packstone) considerably leached or fractured.	
2	High k / Low φ (filtration via fractures / leached channels)	2.1 High $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (low S_{wir}) – cemented carbonate rock subjected to diagenetic fracturing possibly enhanced by dissolution.	
		2.2 Low $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (high S_{wir}) – micrite-rich carbonate rock (mudstone / wackstone) with fractures possibly enhanced by leaching.	
3	Low k / High φ (filtration is restricted with poor connectivity of pores)	3.1 High $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (low S_{wir}) – cemented carbonate rock with abundant poorly-connected or isolated pores (e.g. vugs).	
		3.2 Low $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (high S_{wir}) – micrite-rich carbonate rock (e.g. wackestone / packstone), with isolated pores and thin pore throats filled in mainly with bound fluid; not subjected to diagenetic leaching.	
4	Low $k / \text{Low } \varphi \rightarrow \text{tight}$ rock (filtration is restricted with low porosity)	4. High $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (low S_{wir}) – cemented carbonate rock (with high content of spirite).	
		4.2 Low $\frac{1-S_{wir}}{S_{wir}}$ (high S_{wir}) – micrite-rich carbonate rock (e.g. mudstone / wackestone) with poorly or not developed porous network.	

Table 3. Theoretical analysis of KØS entities in terms of contribution of different depositional and diagenetic factors

RT	Lithology and Dominant Pore Size	Dominant type of Porosity	<i>KØS</i> (m)	φ (%)	<i>k</i> (mD)	S_{wir} (%)	C _{dol} (%)	ρ(μm/s)
1 st RT	Dolomite mudstone with isolated nano- and micropores	Isolated interparticle pores and vugs	< -0.2	4÷10	0.01÷0.78	12÷60	>97	2.2
2 nd RT (subgroup #1)	Dolomitized wackestone/packstone with isolated nano- and interconnected micropores	Vugs and interconnected channels	-0.2÷0.13	8÷17	0.6÷35	6÷28	30÷70	2.9
2 nd RT (subgroup #2)	Packstone with interconnected micopores	Interconnected channels and vugs	-0.2÷0.13	10÷20	3.6÷88	6÷16	<30	5.2
3 rd RT (subgroup #1)	Dolomitized grainstone with interconnected micropores	Dissolution- enlarged channels	0.13÷0.69	12÷16	32÷294	3÷10	20÷40	7.0
3 rd RT (subgroup #2)	Grainstone with interconnected micro- and mesopores	Dissolution- enlarged channels	0.13÷0.69	11÷21	16÷162	8÷14	<8	11.1
4 th RT	Wackestone/Packstone with interconnected mesopores	Large dissolution channels and microfractures	>0.69	10÷14	203÷750	7÷20	<5	17.3

Table 4. Summary table of KØS-derived rock types quantitative characteristics



Fig. 6. a) Cumulative frequency curve of KØS; b) Porosity-permeability cross-plot. Color of points corresponds to the rock types defined by KØS parameter.



Fig. 7. a) Irreducible water saturation versus permeability cross-plot; b) The structural coefficient (the square root of the permeability to porosity ratio) versus irreducible water saturation cross-plot. Colour of points corresponds to rock types defined by KØS parameter

gr /m

Method	Porosity vs. Permeability	Irreducible water saturation vs. Permeability	Irreducible water saturation vs. Structural coefficient
KØS	$1^{\text{st}} \text{RT: } R^2 = 0.66$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.40$	$1^{\text{st}} \text{ RT: } R^2 = 0.84$
	$2^{\text{nd}} \text{RT: } R^2 = 0.90$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.88$	$2^{\text{nd}} \text{ RT: } R^2 = 0.84$
	$3^{\text{rd}} \text{RT: } R^2 = 0.82$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.88$	$3^{\text{rd}} \text{ RT: } R^2 = 0.90$
	$4^{\text{th}} \text{RT: } R^2 = 0.94$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.98$	$4^{\text{th}} \text{ RT: } R^2 = 0.99$

Table 5. The values of determination coefficient (R^2) between porosity, permeability and irreducible water saturation correlations obtained using KØS rock typing method

reduces the reservoir quality. Dissolution of primary pores and fractures leads to development of interconnected vugs and channels, which become the main contributors to the permeability.

4. Summary and Conclusions

The paper provides an extended comparative analysis of four existing classification methods, evaluates their efficiency regarding rock typing of carbonate formations, and proposes a new alternative rock typing index. We can highlight the most important points as follows:

1. The results demonstrate that the existing techniques (modified *FZI*, Lucia-*RFN* classifiers) do not enable reliable rock typing that could be further used for spatial modeling of the diagenetically modified carbonate reservoirs. This is mainly caused by the fact that these models do not properly incorporate both depositional and diagenetic process contribution into permeability, porosity and irreducible water saturation of such carbonate reservoirs. Therefore, their

application does not enable obtaining both hydraulically and geologically meaningful differentiation of the samples.

2. The research suggests a new rock typing index that proved to be efficient for classifying diagenetically modified carbonate reservoirs. This proposed index (KOS) is a function of integrated parameters, derived from permeability (k), porosity (φ), and irreducible water saturation (S_{wir}) (Equation 8). The contribution of depositional and diagenetic processes and associated microfeatures into the integrated parameters is investigated using experimental studies (Table 3). Comparative analysis of the efficiency of the new index with the existing ones shows that the KOS-derived rock types have the highest determination coefficients (values varies from 0.40 up to 0.99 with an average R^2 equal to 0.84) between the permeability, porosity and irreducible water saturation (Tables 2 and 5).

3. The defined KOS rock types have distinguishable microstructures (Table 4, Figures 8–10) that confirm validity of the rock classification approach. The permeability trends within the rock types is associated with two major digenetic process – dissolution and dolomite cementation. Development of dissolution porosity considerably increases permeability, while S_{wir} can remain relatively high, if the rock matrix is rich with micrite.

4. The new KOS rock typing index produces the consistent geologically-minded classification of the studied diagenetically modified carbonate reservoir due to integrating the key parameters, responding to both depositional and diagenetic settings. All the entities of the KOS index are used for reserves calculations and, thus, are commonly measured during petrophysical laboratory study. The index can be recommended for further application for carbonate reservoirs.

X-ray adsorption capacity: porous network < calcite < dolomite



Dolomite Content Increase

The Size of Dissolution Channels Increase

Fig. 8. Alteration of the microstructure within the KØS rock types



Fig. 9. Alteration of the void structure within the KØS rock types.

Dolomite Content Increase



The Size of Dissolution Channels Increase

Fig. 10. NMR-derived pore size distributions for different KØS rock types

Nomenclature

 C_{dol} – dolomite content, %

CT, microCT - X-ray microcomputed tomography

FZI – flow zone index KOS – new rock typing index NMR – nuclear magnetic resonance R^2 – determination coefficient

r_c – pore throat radius, mAcknowledgments

 $\stackrel{\circ}{RFN}$ – rock fabric number

RT - rock type

ROI - reservoir quality index

k – absolute permeability, mD

 $(k/\varphi)^{\frac{1}{2}}$ - structural coefficient, m

 φ – total porosity, %

 ρ – surface relaxivity, μ m/s

S/V- the surface-to-volume ratio, m^{-1}

 $S_{\rm w}$ – water saturation volume, %

 S_{wir} – irreducible water saturation volume, %

 T_2^{n} – relaxation time, s

Acknowledgments

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2020-119 within the framework of the development program for a world-class Research Center. We thank the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation for its support. The authors also gratefully acknowledge the Skolkovo Institute of Science and Technology (Russia) for providing its laboratory facilities for the experiments.

Author Contributions

Conceptualization and proposing the new KOS rock typing index: E. Shvalyuk and A. Tchistiakov.

Methodology: E. Shvalyuk and A. Tchistiakov.

Laboratory studies and data processing: E. Shvalyuk (core preparation, porosity-permeability measurements, NMR studies, CT-scans), N. Bah (porosity-permeability measurements, NMR studies), A. Mukhametdinova (NMR studies), A. Ryabukhin (capillary tests), A. Tchistiakov (test program supervision and quality control).

Petrophysical analysis and interpretation: E. Shvalyuk, N. Bah, A. Tchistiakov, A. Mukhametdinova (NMR).

Writing — original paper preparation: E. Shvalyuk, A. Tchistiakov, N. Bah, A. Mukhametdinova (NMR).

Visualization: E. Shvalyuk, N. Bah, A. Tchistiakov.

Scientific supervision and text reviewing: A. Tchistiakov, M. Spasennykh.

Funding acquisition: A. Tchistiakov, M. Spasennykh.

References

Al-Farisi O., Elhami M., Al-Felasi A., Yammahi F., Ghedan S. (2009). Revelation of carbonate rock typing – The resolved gap. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*, Abu Dhabi, UAE, October 2009. https://doi.org/10.2118/125576-MS

Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, October 1993. https:// doi.org/10.2118/26436-MS

BinAbadat E., Bu-Hindi H. et al. (2019). Complex carbonate rock typing and saturation modeling with highly-coupled geological description and petrophysical properties. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, September 2019. https://doi.org/10.2118/196677-MS

Buiting J.J.M., Clerke E.A. (2013). Permeability from porosimetry measurements: Derivation for a tortuous and fractal tubular bundle. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 108, pp. 267–278. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.016

Chiu T.H., Li J.B. et al. (2018). Estimation of local permeability/porosity ratio in resin transfer molding. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 91, pp. 32–37. https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.05.040

Choquette P.W., Pray. L.C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 207–244. https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D

Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. (1999). NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services, Houston: Gulf Publishing Company.

Da Silva P.N., Gonçalves E.C. et al. (2015). Automatic classification of carbonate rocks permeability from 1H NMR relaxation data. *Expert Systems with Applications*, 42, pp. 4299–4309. https://doi.org/10.1016/j. eswa.2015.01.034

Dakhelpour-Ghoveifel J., Shegeftfard M., Dejam M. (2019). Capillarybased method for rock typing in transition zone of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2009–2018. https://doi.org/10.1007/s13202-018-0593-6

Dernaika M., Mansoori M.Al. et al. (2018). Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks. *Petrophysics*, 59(03), pp. 373–396. https://doi.org/10.30632/PJV59N3-2018a6

Dernaika M., Masalmeh S., Mansour, B., Al Jallad O., Koronfol S. (2019). Geology-Based Porosity-Permeability Correlations in Carbonate Rock Types. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, September 2019. https://doi.org/10.2118/196665-MS

Dunham R. (1962). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. *Classification of Carbonate Rocks*, Ham, W.E. (Ed.), *AAPG*, pp. 108–121.

Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2016. https://doi.org/10.2118/183145-MS

Fleury M., Santerre Y., Vincent B. (2007). Carbonate rock typing from NMR relaxation measurements. *SPWLA 48th Annual Logging Symposium,* Austin, Texas, June 2007.

Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 2009. https://doi. org/10.2118/124477-MS

Giao P.H., Chung N.H. (2017). A case study on integrated petrophysical characterization of a carbonate reservoir pore system in the offshore red river basin of Vietnam. *Petrophysics*, 58(03), pp. 289–301.

Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field "s" East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. doi: 10.1088/1742-6596/1120/1/012047

Hidajat I., Mohanty K.K., Flaum M., Hirasaki G.J. (2004). Study of vuggy carbonates using NMR and X-ray CT scanning. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 7(05), pp. 365–377. https://doi.org/10.2118/88995-PA

Huang S., Zhang Y. et al. (2017). Types and characteristics of carbonate reservoirs and their implication on hydrocarbon exploration: A case study from the eastern Tarim Basin, NW China. *Journal of Natural Gas Geoscience* 2(1), pp. 73–79. https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2017.02.001

Izadi M., Ghalambor A. (2013). A new approach in permeability and hydraulic-flow-unit determination. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 16(03), pp. 257–264. https://doi.org/10.2118/151576-PA

Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxmansmits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, September 1980. https:// doi.org/10.2118/9382-MS

Lima M.C., Pontedeiro E.M., Raoof A.O. (2020). Petrophysical Correlations for the Permeability of Coquinas (Carbonate Rocks). *Transport in Porous Media*, 135, pp. 287–308. https://doi.org/10.1007/ s11242-020-01474-1

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, 96(6), pp. 1071–1098. https://doi.org/10.1306/08171111061
Lu Y., Liu K., Wang Y. (2021). Applying NMR T2 spectral parameters in pore structure evaluation—an example from an eocene low permeability sandstone reservoir. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(17). https://doi. org/10.3390/app11178027

Lucia F.J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79(9), pp. 1275–1300. https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D

Lucia F.J. (2007). Carbonate Reservoir Characterization. Springer Berlin, Heidelberg, 2nd edition. XII, p. 336. https://doi. org/10.1007/978-3-540-72742-2

Markovic S et al. (2022). Application of XGBoost model for in-situ water saturation determination in Canadian oil-sands by LF-NMR and density data. *Scientific Reports*, 12. doi: 10.1038/s41598-022-17886-6

Mirzaei-Paiaman, A., Ostadhassan, M., Chen, Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 445–464. https://doi:10.1016/j.petrol.2018.03.075

Moore C.H. (2001). Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. *Development in Sedimentology*. Amsterdam: Elsevier, vol. 55, 444 p. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00104-8

Müller-Huber E., Schön J., Börner F. (2016). Pore space characterization in carbonate rocks - Approach to combine nuclear magnetic resonance and elastic wave velocity measurements. *Journal of Applied Geophysics*, 127, pp. 68–81. https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2016.02.011

Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1187–1197. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026

Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76(2), pp. 191–198. https://doi.org/10.1306/ BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D

Rebelle M., Lalanne B. (2014). Rock-typing In Carbonates: A Critical Review Of Clustering Methods. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2014. https://doi. org/10.2118/171759-MS

Shvalyuk E., Tchistiakov A., Kalugin A. (2022). The Application of Computed Tomography Scanning and Nuclear Magnetic Resonance for Rock Typing of Polymineral Clastic Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 25, pp. 232–244. https://doi.org/10.2118/208603-PA

Shvalyuk E., Tchistiakov A., Spasennykh M. (2022). Integration of Computed Tomography Scanning and Nuclear Magnetic Resonance Results with Conventional Laboratory Test Data for Effective Reservoir Characterization. *ADIPEC*, Abu Dhabi, UAE, October 2022. https://doi.org/10.2118/211638-MS

Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian), in: SPE Caspian Carbonates Technology Conference. SPE Caspian Carbonates Technology Conference, Atyrau, Kazakhstan. https://doi.org/10.2118/139986-RU

Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society, London, Special Publications,* 406, pp. 229–259. https://doi.org/10.1144/SP406.6

Skalinski M., Kenter, J. (2013). Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrating Geological Attributes and Petrophysical Properties While Linking With Dynamic Behavior. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*, SPWLA-2013-A.

Sokolov V.N., Osipov V.I., Rumyantseva N.A. (2013). Regularities of structure formation in clay sediments. *Global View of Engineering Geology* and the Environment: Proc. International Symposium and 9th Asian Regional Conference of IAEG, pp. 739–742.

Sun H., Belhaj H., Bera A. (2019). Improved characterization of transition zones in carbonate reservoir by modern digital imaging technique. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2018. https://doi.org/10.2118/192722-MS

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics (Fourth Edition). Elsevier Inc. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0

Wang M. et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies*, 13(6), 1338. https://doi. org/10.3390/en13061338

Westphal H., Surholt I., Kruspe T. et al. (2005). NMR measurements in carbonate rocks: Problems and an approach to a solution. *Pure and Applied Geophysics*, 162, pp. 549–570. https://doi.org/10.1007/s00024-004-2621-3

Wu Y., Tahmasebi P., Ren L. (2019). A comprehensive study on geometric, topological and fractal characterizations of pore systems in low-permeability reservoirs based on SEM, MICP, NMR, and X-ray CT experiments. *Marine and Petroleum Geology*, 103, pp. 12–28. https://doi. org/10.1016/j.marpetgeo.2019.02.003

Yarmohammadi S., Kadkhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283

Zhang X., Gao Z., Maselli V., Fan T. (2023). Pore Structure and Fractal Characteristics of Mixed Siliciclastic-Carbonate Rocks from the Yingxi Area, Southwest Qaidam Basin, China. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 1–21. https://doi.org/10.2118/215839-PA

Zhao P., Wang Z., Sun Z., Cai J., Wang L. (2017). Investigation on the pore structure and multifractal characteristics of tight oil reservoirs using NMR measurements: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin. *Mar. Petrol. Geol.*, 86, pp. 1067–1081. https://doi.org/10.1016/j. marpetgeo.2017.07.011

About the Authors

gr M

Elizaveta Shvalyuk – PhD student, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation e-mail: elizaveta.shvalyuk@skoltech.ru

Alexei Tchistiakov – Associate Professor, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation

Nelson Bah – MSc student, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation

Aliya Mukhametdinova – Senior Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation

Anton Ryabukhin – Research Engineer, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation

Mikhail Spasennykh – Professor, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation

Manuscript received 11 October 2023; Accepted 22 November 2023; Published 30 December 2023 gr M

E. Shvalyuk, A. Thistiakov, N. Bah, A. Mukhametdinova, A. Ryabukhin, M. Spasennykh

IN RUSSIAN

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

Новый метод рок-типизации диагенетически преобразованных карбонатных пород

Е. Швалюк^{*}, А. Чистяков, Н. Ба, А. Мухаметдинова, А. Рябухин, М. Спасенных Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия *Ответственный автор: Елизавета Швалюк, e-mail: Elizaveta.Shvalyuk@skoltech.ru

В статье проводится сопоставление эффективности применения существующих методов рок-типизации карбонатных пород и предлагается альтернативный классификатор.

Для рок-типизации карбонатного коллектора, подвергшегося интенсивному диагенезу, были использованы четыре известных индекса. Однако выделенные с их помощью рок-типы характеризовались низкими коэффициентами корреляции между ключевыми параметрами, использующимися для построения геологической модели и подсчета запасов. Авторами предложен новый индекс KOS, который рассчитывается как функция коэффициентов проницаемости (k), пористости (φ), и остаточной водонасыщенности (S_{wir}). Влияние процессов осадконакопления и диагенеза на параметры нового индекса изучалось методами рентгеновской микротомографии (X-ray microCT) и ядерного-магнитного резонанса (NMR).

Сравнительный анализ предложенного индекса KØS с существующими показал, что у рок-типов, выделенных с его помощью, уравнения регрессии имеют наиболее высокие коэффициенты корреляции между подсчетными параметрами. Более того, каждый выделенный рок-тип обладает отличительной микроструктурой, что подтверждает правомерность предложенного подхода для классификации горных пород.

Так как все компоненты индекса KOS используются при подсчете запасов, и их определение входит в стандартные программы исследования керна, предлагаемый индекс может применяться практически на всех месторождениях углеводородов.

Ключевые слова: карбонатные породы, диагенез, рок-типизация, ЯМР, рентгеновская микротомография, характеристика пород-коллекторов, доломитизация, выщелачивание

Информация для цитирования: Shvalyuk E., Thistiakov A., Bah N., Mukhametdinova A., Ryabukhin A., Spasennykh M. (2023). New rock typing method for diagenetically modified carbonate reservoirs. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 203–218. https://doi.org/10.18599/ grs.2023.4.15

Финансирование/Благодарность

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-119 в рамках программы развития Научноисследовательского центра мирового уровня.

Авторы выражают признательность Сколковскому институту науки и техники за предоставление лабораторного оборудования для проведения экспериментов.

Литература

Al-Farisi O., Elhami M., Al-Felasi A., Yammahi F., Ghedan S. (2009). Revelation of carbonate rock typing – The resolved gap. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*, Abu Dhabi, UAE, October 2009. https://doi.org/10.2118/125576-MS

Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, October 1993. https:// doi.org/10.2118/26436-MS

BinAbadat E., Bu-Hindi H. et al. (2019). Complex carbonate rock typing and saturation modeling with highly-coupled geological description and petrophysical properties. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, September 2019. https://doi. org/10.2118/196677-MS

Buiting J.J.M., Clerke E.A. (2013). Permeability from porosimetry measurements: Derivation for a tortuous and fractal tubular bundle. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 108, pp. 267–278. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.016

Chiu T.H., Li J.B. et al. (2018). Estimation of local permeability/porosity ratio in resin transfer molding. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 91, pp. 32–37. https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.05.040

Choquette P.W., Pray. L.C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 207–244. https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D

Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. (1999). NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services, Houston: Gulf Publishing Company.

Da Silva P.N., Gonçalves E.C. et al. (2015). Automatic classification of carbonate rocks permeability from 1H NMR relaxation data. *Expert Systems with Applications*, 42, pp. 4299–4309. https://doi.org/10.1016/j. eswa.2015.01.034

Dakhelpour-Ghoveifel J., Shegeftfard M., Dejam M. (2019). Capillarybased method for rock typing in transition zone of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2009–2018. https://doi.org/10.1007/s13202-018-0593-6

Dernaika M., Mansoori M.Al. et al. (2018). Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks. *Petrophysics*, 59(03), pp. 373–396. https://doi.org/10.30632/PJV59N3-2018a6

Dernaika M., Masalmeh S., Mansour, B., Al Jallad O., Koronfol S. (2019). Geology-Based Porosity-Permeability Correlations in Carbonate Rock Types. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, September 2019. https://doi.org/10.2118/196665-MS

Dunham R. (1962). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. *Classification of Carbonate Rocks*, Ham, W.E. (Ed.), *AAPG*, pp. 108–121.

Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2016. https://doi.org/10.2118/183145-MS

Fleury M., Santerre Y., Vincent B. (2007). Carbonate rock typing from NMR relaxation measurements. *SPWLA 48th Annual Logging Symposium,* Austin, Texas, June 2007.

Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 2009. https://doi. org/10.2118/124477-MS gr M

Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field "s" East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. doi: 10.1088/1742-6596/1120/1/012047

Hidajat I., Mohanty K.K., Flaum M., Hirasaki G.J. (2004). Study of vuggy carbonates using NMR and X-ray CT scanning. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 7(05), pp. 365–377. https://doi.org/10.2118/88995-PA

Huang S., Zhang Y. et al. (2017). Types and characteristics of carbonate reservoirs and their implication on hydrocarbon exploration: A case study from the eastern Tarim Basin, NW China. *Journal of Natural Gas Geoscience* 2(1), pp. 73–79. https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2017.02.001

Izadi M., Ghalambor A. (2013). A new approach in permeability and hydraulic-flow-unit determination. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 16(03), pp. 257–264. https://doi.org/10.2118/151576-PA

Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxmansmits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, September 1980. https:// doi.org/10.2118/9382-MS

Lima M.C., Pontedeiro E.M., Raoof A.O. (2020). Petrophysical Correlations for the Permeability of Coquinas (Carbonate Rocks). *Transport in Porous Media*, 135, pp. 287–308. https://doi.org/10.1007/ s11242-020-01474-1

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, 96(6), pp. 1071–1098. https://doi.org/10.1306/08171111061

Lu Y., Liu K., Wang Y. (2021). Applying NMR T2 spectral parameters in pore structure evaluation—an example from an eocene low permeability sandstone reservoir. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(17). https://doi. org/10.3390/app11178027

Lucia F.J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79(9), pp. 1275–1300. https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D

Lucia F.J. (2007). Carbonate Reservoir Characterization. Springer Berlin, Heidelberg, 2nd edition. XII, p. 336. https://doi. org/10.1007/978-3-540-72742-2

Markovic S et al. (2022). Application of XGBoost model for in-situ water saturation determination in Canadian oil-sands by LF-NMR and density data. *Scientific Reports*, 12. doi: 10.1038/s41598-022-17886-6

Mirzaei-Paiaman, A., Ostadhassan, M., Chen, Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 445–464. https://doi:10.1016/j.petrol.2018.03.075

Moore C.H. (2001). Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. *Development in Sedimentology*. Amsterdam: Elsevier, vol. 55, 444 p. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00104-8

Müller-Huber E., Schön J., Börner F. (2016). Pore space characterization in carbonate rocks - Approach to combine nuclear magnetic resonance and elastic wave velocity measurements. *Journal of Applied Geophysics*, 127, pp. 68–81. https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2016.02.011

Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1187–1197. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026

Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76(2), pp. 191–198. https://doi.org/10.1306/ BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D

Rebelle M., Lalanne B. (2014). Rock-typing In Carbonates: A Critical Review Of Clustering Methods. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2014. https://doi. org/10.2118/171759-MS

Shvalyuk E., Tchistiakov A., Kalugin A. (2022). The Application of Computed Tomography Scanning and Nuclear Magnetic Resonance for Rock Typing of Polymineral Clastic Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 25, pp. 232–244. https://doi.org/10.2118/208603-PA

Shvalyuk E., Tchistiakov A., Spasennykh M. (2022). Integration of Computed Tomography Scanning and Nuclear Magnetic Resonance Results with Conventional Laboratory Test Data for Effective Reservoir Characterization. *ADIPEC*, Abu Dhabi, UAE, October 2022. https://doi. org/10.2118/211638-MS

Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian), in: SPE Caspian Carbonates Technology Conference. *SPE Caspian Carbonates Technology Conference*, Atyrau, Kazakhstan. https:// doi.org/10.2118/139986-RU

Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society, London, Special Publications,* 406, pp. 229–259. https://doi.org/10.1144/SP406.6

Skalinski M., Kenter, J. (2013). Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrating Geological Attributes and Petrophysical Properties While Linking With Dynamic Behavior. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*, SPWLA-2013-A.

Sokolov V.N., Osipov V.I., Rumyantseva N.A. (2013). Regularities of structure formation in clay sediments. *Global View of Engineering Geology* and the Environment: Proc. International Symposium and 9th Asian Regional Conference of IAEG, pp. 739–742.

Sun H., Belhaj H., Bera A. (2019). Improved characterization of transition zones in carbonate reservoir by modern digital imaging technique. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2018. https://doi.org/10.2118/192722-MS

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics (Fourth Edition). Elsevier Inc. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0

Wang M. et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies*, 13(6), 1338. https://doi. org/10.3390/en13061338

Westphal H., Surholt I., Kruspe T. et al. (2005). NMR measurements in carbonate rocks: Problems and an approach to a solution. *Pure and Applied Geophysics*, 162, pp. 549–570. https://doi.org/10.1007/s00024-004-2621-3

Wu Y., Tahmasebi P., Ren L. (2019). A comprehensive study on geometric, topological and fractal characterizations of pore systems in low-permeability reservoirs based on SEM, MICP, NMR, and X-ray CT experiments. *Marine and Petroleum Geology*, 103, pp. 12–28. https://doi. org/10.1016/j.marpetgeo.2019.02.003

Yarmohammadi S., Kadkhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283

Zhang X., Gao Z., Maselli V., Fan T. (2023). Pore Structure and Fractal Characteristics of Mixed Siliciclastic-Carbonate Rocks from the Yingxi Area, Southwest Qaidam Basin, China. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 1–21. https://doi.org/10.2118/215839-PA

Zhao P., Wang Z., Sun Z., Cai J., Wang L. (2017). Investigation on the pore structure and multifractal characteristics of tight oil reservoirs using NMR measurements: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin. *Mar. Petrol. Geol.*, 86, pp. 1067–1081. https://doi.org/10.1016/j. marpetgeo.2017.07.011

Сведения об авторах

Елизавета Швалюк – аспирант, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11 e-mail: elizaveta.shvalyuk@skoltech.ru

Алексей Чистяков – профессор, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Нельсон Ба – магистрант, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Алия Мухаметдинова – старший научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Антон Рябухин – инженер-исследователь, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Михаил Спасенных – профессор, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Статья поступила в редакцию 11.10.2023; Принята к публикации 22.11.2023; Опубликована 30.12.2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.16

УДК 556.3:551.762.3(571.122)

Эволюция состава стабильных изотопов водорода, кислорода и углерода в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири

gr≁

Д.А. Новиков^{1,3*}, А.Н. Пыряев^{2,3}, А.А. Максимова^{1,3}, Ф.Ф. Дульцев¹, А.В. Черных¹ ¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия ²Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия ³Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

В работе представлены результаты исследования изотопного состава кислорода и водорода вод и углерода водорастворенной углекислоты для нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири, охватывающих широкий стратиграфический диапазон – мезозой (от сеномана до байоса) и частично палеозой. Полученные значения δD и $\delta^{18}O$ – очень разнообразны, охватывают интервалы от –120‰ до –50‰ и от –17‰ до –2‰ соответственно. Такой разнообразный изотопный состав вод указывает на отсутствие унифицированного механизма накопления вод и их преобразование в ходе геологической эволюции Западно-Сибирского осадочного бассейна. Главной чертой большинства изученных вод является выраженные значения изотопных кислородных сдвигов относительно GMWL (Global meteoric water line), в целом нарастающие с увеличением возраста водовение.

Диапазоны вариации изотопного состава углерода растворенной в воде углекислоты (от –51,8‰ до +21,8‰) и его содержания в водах (от 0,2 до 38,6 ммоль/дм³) указывают на широкий спектр условий и процессов, участвующих в преобразовании водорастворенной углекислоты. Тем не менее, установлена общая закономерность изменения изотопного состава углерода CO₂ во времени. На основании полученных данных предложена модель преобразования изотопного состава углерода углекислоты в виде замкнутого цикла «атмосфера – почвы – глубокие водоносные горизонты», основанная на данных по изотопному составу водорастворенной углекислоты в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири.

Ключевые слова: гидрогеохимия, стабильные изотопы, кислород, водород, углерод, северные районы Западной Сибири

Для цитирования: Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. (2023). Эволюция состава стабильных изотопов водорода, кислорода и углерода в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири. *Георесурсы*, 25(4), с. 219–232. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.16

Введение

Теоретические и экспериментальные исследования распределения стабильных изотопов (Н, О и С) в подземных водах являются основой при изучении различных генетических и геохимических типов природных вод. Их современный химизм является продуктом длительной геологической эволюции захороненных вод (в т.ч. сингенетичных). Состав природных вод начинает формироваться в обстановках осадконакопления. Затем на стадиях диаи катагенеза захваченные породой воды претерпевают значительные изменения, вовлекаясь во множество процессов, таких как элизионный водообмен, вертикальная и латеральная миграция и взаимодействие в системе «вода – порода – газ – органическое вещество (OB)». В этой связи наряду с составом растворенных веществ для правильной идентификации генетического облика подземных вод необходимо всесторонне изучать их изотопный состав. Окончательное отнесение водного

* Ответственный автор: Дмитрий Анатольевич Новиков e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

раствора к тому или иному генетическому типу возможно только после изучения изотопного состава вод, отвечающего процессам формирования их влаги, фракционирования и обмена изотопами с окружающими породами (Novikov, 2018). Немаловажным параметром, позволяющим получить дополнительные данные о взаимодействии вод с окружающей средой является изотопный состав растворенного неорганического углерода. По этой характеристике можно оценить взаимодействие вод с органическими соединениями и газами глубоких горизонтов, особенностям формирования которых был посвящен цикл работ А.Э. Конторовича, В.С. Вышемирского, Л.И. Богородской, С.И. Голышева (Конторович и др., 1985а; Конторович и др., 1985б; Вышемирский, Конторович, 1997; Вышемирский, Конторович, 1998).

Огромный фактический материал по составу флюидов Западно-Сибирского артезианского бассейна, накопленный с 50-х годов прошлого века, значительно расширил наши представления о составе подземной гидросферы. Вместе с тем вопросы генезиса подземных вод нефтегазоносных отложений Западной Сибири широко дискутируются в научном сообществе с 60-х годов (Ставицкий и др., 2004; Шварцев, Новиков, 2004; Курчиков, Плавник, 2009; Новиков и др., 2021а; Novikov, 2017 и др.). Среди немногих работ по изотопному составу подземных вод различных регионов Западно-Сибирского артезианского бассейна следует отметить труды В.Е. Ветштейна, А.Д. Назарова, С.И. Голышева, В.Г. Иванова, Л.Н. Крицук, В.А. Полякова и др. (Ветштейн и др., 1981; Голышев, Иванов, 1983; Крицук, Поляков, 2005; Лепокурова, 2012, Назаров, 2004; Поляков и др., 2008).

Изотопные методы исследований, начиная с пионерных работ Хармона Крейга (Craig, 1961) и Вилли Дансгаарда (Dansgaard, 1964), широко применяются при гидрогеохимических исследованиях во всем мире. За многие годы изучения накоплен обширный материал по изотопному составу подземных вод Западно-Канадского нефтегазоносного бассейна (Hitchon, Friedman, 1969; Hitchon et al., 1971; Connolly et al., 1990), бассейна Уиллистон (Roston, Holmden, 2000), бассейнов Мичигана и Аппалачей (McNutt et al., 1987; Das et al., 1990; Wilson, Long, 1993), бассейна Иллинойс (Stueber, Walter, 1991; Stueber et al., 1993; Strąpoć et al., 2008; Schlegel et al., 2011 a; Schlegel et al., 2011 b; Labotka et al., 2015), нефтегазоносных бассейнов Китая (Cai et al., 2001; Nan et al., 2011; Jiang et al., 2015; Zhu et al., 2015 и др.).

Отдельное внимание следует уделить исследованиям, посвященным изучению изотопного состава седикахитов различной генетической природы (Конторович и др., 1985а; Конторович и др., 1985б), выступающих первичным материалом для формирования изотопного состава водорастворенного углерода. Соответственно, приведенные в них данные являются предпосылкой для выявления причин установления определенных значений δ^{13} С в водах, проанализированных в настоящем исследовании.

Ранее выполненные исследовательские работы в большинстве случаев касались изотопного состава локальных районов Западной Сибири, отдельных месторождений и водоносных горизонтов, находящихся, в основном, выше регионального турон-олигоценового водоупора и не имеющих перспектив для открытия залежей нефти и газа. В настоящем исследовании на примере уникальной выборки (225 проб) подземных вод из нефтегазоносных горизонтов широкого стратиграфического диапазона северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна сделана первая попытка анализа глобальных эффектов первичных и вторичных преобразований состава стабильных изотопов самих вод и растворенного неорганического углерода (Dissolved inorganic carbon – DIC).

Материалы и методы

Отбор 225 проб проводился в несколько этапов (2018–2022 гг.) непосредственно на месторождениях из водоносных горизонтов от верхнего мела до верхнего палеозоя (рис. 1). Процедура отбора и хранения проб детально описана в работе (Пыряев и др., 2022). Отбор проб производился из разведочных скважин, где сохранились «реликтовые» пластовые воды, без участия агента заводнения и других технологических жидкостей.

Исследование изотопного состава кислорода, водорода вод, а также DIC проводилось в Аналитическом центре МИИ Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН на масс-спектрометре изотопных отношений FinniganTM MAT 253. Изотопный состав кислорода вод и углерода DIC определялись по известным



Рис. 1. Местоположение изученных месторождений в северных районах Западной Сибири. 1 – граница Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; 2 – изученные месторождения нефти и газа.

методикам (Epstein, Mayeda, 1953; Evans et al., 2016; Górka et al., 2011; Nelson, 2000) с применением приставки пробоподготовки GasBench II. Определения изотопного состава водорода вод проводили с помощью приставки пробоподготовки H/Device по методике, описанной в (Kopec et al., 2019). Все измерения проводили относительно материалов сравнения МАГАТЭ: NBS-18 и NBS-19 при измерениях $\delta^{13}C_{DIC}$; VSMOW2, SLAP2 и GISP при измерениях δD и $\delta^{18}O$ (https://nucleus.iaea.org). Погрешность измерений не превышала 0,2‰ при анализе изотопного состава углерода и кислорода и 2‰ – водорода. Полученные значения изотопного состава углерода приведены относительно мирового стандарта VPBD, кислорода и водорода – относительно VSMOW.

Значения кислородных сдвигов (КС) в индивидуальных пробах рассчитывали относительно глобальной линии метеорных вод (GMWL – Global meteoric water line (Craig, 1961)): КС = δ^{18} O – (δ D – 10)/8. Величины дейтериевых эксцессов *d* (Dansgaard, 1964) рассчитывали по формуле: *d* = δ D – $8 \cdot \delta^{18}$ O.

Результаты

К настоящему времени в нефтегазоносных отложениях северных районов Западно-Сибирского артезианского бассейна установлены, в основном, нейтральные и слабощелочные воды (pH 6,1–8,6) с восстановительной геохимической средой (Eh от –360 до –150) и величиной общей минерализации, варьирующей в широком диапазоне значений от 2 до 63,3 г/дм³ преимущественно ClNa, Cl–HCO₃Na и HCO₃–ClNa состава (по классификации С.А. Щукарева) (рис. 2). Наиболее минерализованные седиментогенные воды характерны для верхнеюрского водоносного комплекса (оксфордского регионального резервуара). Их минерализация в отдельных скважинах Известинского, Комсомольского и Губкинского месторождений достигает



Рис. 2. Диаграмма Пайпера химического состава подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири (а) и их распределение по величине общей минерализации (б). Возраст водовмещающих отложений: 1 – сеноман; 2 – альб; 3 – апт; 4 – готерив; 5 – валанжин; 6 – валанжин – берриас; 7 – оксфорд; 8 – келовей; 9 – бат; 10 – байос – аален; 11 – доюрский

63,3 г/дм³ (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков и др., 2019а; Novikov, 2020). В нижне-среднеюрском водоносном комплексе наиболее минерализованные воды до 55 г/дм³ установлены в среднеюрских горизонтах Малыгинского месторождения на севере полуострова Ямал и на ряде площадей Надым-Тазовского междуречья.

В вышезалегающих апт-альб-сеноманском и неокомском водоносных комплексах воды имеют преимущественно ClNa, Cl–HCO₃Na и HCO₃–ClNa состав, а на ряде поисковых площадей ClNa с повышенной долей кальция (до 12–15 %-экв.) с величиной общей минерализации 1,5–25,3 г/дм³ в первом случае и 2,0–53,0 во втором. Доюрские водоносные комплексы (триас и палеозой) к настоящему времени изучены с помощью бурения весьма слабо, но, по имеющимся данным, в их пределах доминируют воды ClNa и Cl–HCO₃Na состава с общей минерализацией 2,5–46,8 г/дм³ (Новиков и др., 2020а).

Для северных районов Западной Сибири характерен инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности, на фоне которой выделяется пик наиболее соленых седиментогенных вод верхнеюрских отложений. Природа этого явления объясняется нами рядом факторов: 1) особенностями геологического строения, 2) палеогидрогеологической историей изучаемого региона, 3) процессами элизионного водообмена, следствием которых является широкое развитие аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) (Новиков, 2019), 4) сопряженными процессами нефтегазообразования и связанными с ними конденсатогенными водами (Novikov, 2017; Novikov, 2022) и 5) катагенетическими изменениями химического состава подземных вод за счет взаимодействия в системе «вода порода – газ – органическое вещество» (Шварцев, 1991; Шварцев, 1992; Шварцев, 2008; Новиков и др., 2019а; Novikov, 2020).

Величина общей минерализации юрско-меловых водоносных комплексов закономерно снижается в направлении от центральных районов к периферии бассейна до 2–5 г/дм³, где расположены современные области питания и развиты инфильтрогенные воды. В этом же направлении происходит закономерная смена химического состава подземных вод с CINa на HCO₃–CINa (Кругликов, 1964; Novikov, Sukhorukova, 2015). В верхней части гидрогеологического разреза, в пределах криогенной толщи, на полуострове Ямал широким распространением пользуются криопэги с величиной общей минерализации до 150 г/дм³ CINa–Mg состава (Мельников, Спесивцев, 1995; Стрелецкая, Лейбман, 2002; Криосфера..., 2013).

В целом, подземные воды нефтегазоносных отложений отличаются бессульфатностью, значительным содержанием растворенных ОВ и газов углеводородного состава. Предельные содержания микрокомпонентов (мг/дм³) достигают у: стронция до 1320, брома до 232, бора до 200, аммония до 150, йода до 136, кремния до 61, фтора до 12. Происхождение подземных вод хорошо просматривается по величинам генетических коэффициентов. Наиболее сильно различаются седиментогенные и конденсатогенные воды. Так, отношение rNa/rCl у первых составляет 0,78-1,04 при среднем значении 0,92, а у вторых - 0,19-1,90 при среднем 0,66. Средние величины Cl/Br коэффициента равны 277 и 385, Ca/Cl – 0,05 и 0,5, (Br/Cl)·10³ – 3,81 и 2,94. Наиболее сильно эти генетические типы вод отличаются по среднему отношению B/Br - 0,16 и 2,82, соответственно.

Газонасыщенность подземных вод в пределах нижнего гидрогеологического этажа ведет себя неодинаково и может меняться в пределах одного пласта в два и более раз. Вероятно, такие различия могут быть обусловлены межпластовыми перетоками, особенно характерными для углеводородных газов (Вышемирский, Конторович, 1998). При этом сохраняется общая тенденция увеличения газонасыщенности с глубиной от 0,3-3,0 л/л в апт-альбсеноманском до 0,9-5,7 в нижне-среднеюрском комплексе (Кругликов и др., 1985; Novikov, 2022). В юрско-меловых водоносных горизонтах повсеместно развиты метановые воды с содержанием метана в среднем от 95,5 об. % в апт-альб-сеноманском комплексе до 83,3 об. % в нижне-среднеюрском. Происходит снижение его концентраций по мере погружения водоносных горизонтов (ВГ). С глубиной происходит рост содержаний гомологов метана от 1,3 об. % в апт-альб-сеноманском до 11,7 об. % в нижне-среднеюрском комплексе. Отмечаются также рост содержаний углекислого газа и одновременное понижение отношения суммы тяжелых углеводородов к азоту от 96 в апт-альб-сеноманском комплексе до 52 в нижне-среднеюрском. Содержание азота не превышает 15 об. %, углекислого газа – 4 об. %, водорода – 6 об. %, гелия – 0,14 об.% и аргона – 0,19 об. % соответственно (Новиков, 2020).

Ввиду большого объема выполненных изотопных исследований данные по отдельным пробам приведены только на рисунках, при этом в табл. 1 сведены результаты, объединяющие значения по всем изученным водоносным горизонтам. Изученные воды имеют широкий диапазон вариации изотопного состава кислорода и водорода. Относительная концентрация дейтерия в них варьирует от –123‰ до –54‰, изменяясь почти на 70‰ для индивидуальных проб. Изотопный состав кислорода при этом изменяется от –16,6‰ до –2,5‰, т.е. разница в изотопном составе самых тяжелых и самых легких вод достигает 14‰.

Для наглядности данные по изотопному составу кислорода и водорода в отдельных пробах представлены в виде точек на рис. 3. Там же представлена GMWL (Global meteoric water line) (Craig, 1961). Из рисунка видно, что большинство точек изотопного состава вод располагается



Рис. 3. Изотопный состав кислорода и водорода подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири. Глобальная линия метеорных вод – GMWL: $\delta D = 8 \cdot \delta^{-18}O+10$ (Craig, 1961). Возраст водовмещающих отложений: мезозойские: 1 – сеноман; 2 – альб; 3 – апт; 4 – готерив; 5 – валанжин; 6 – валанжин – берриас; 7 – оксфорд; 8 – келовей; 9 – бат; 10 – байос – аален; 11 – доюрский

правее GMWL, т.е. изотопный состав кислорода в этих пробах имеет выраженный изотопный КС (Craig, 1966). Вариация значений δ^{18} О и КС для индивидуальных проб от возраста водовмещающих пород представлена на рис. 4, при этом усредненные значения КС и интервалы их изменения приведены в табл. 1. Значения КС в индивидуальных пробах находятся в диапазоне от -1,3% до +8,6%. В случае проб с отрицательными значениями КС корректней будет указать величины дейтериевых эксцессов d – параметра, отражающего пересыщение вод дейтерием относительно усредненного изотопного состава метеорных вод, представленного GMWL.

Диапазоны вариации дейтериевого эксцесса и его усредненные значения по пробам в изученных водоносных горизонтах представлены в табл. 1. Значения *d* в индивидуальных пробах достигают 21‰, что, по-видимому,



Рис. 4. Вариация изотопного состава кислорода вод (a) и величины КС (б) от возраста водовмещающих отложений. Pz – палеозой; мезозой: юрская система: J_2a – аален; J_2b – байос; J_2bt – бат; J_2k – келловей; J_3o – оксфорд; J_3km – кимеридж; J_3v – волга; меловая система: K_1b – берриас; K_1v – валанжин; K_1g – готерив; K_1a – апт; K_1al – альб; K_1cm – сеноман. Областями выделены диапазоны вариации $\delta^{18}O$ (a) и общего тренда изменения величины КС (б) для вод мезозойских водоностных отложений. Условные обозначения см. рис. 2

может является следствием конденсатогенной природы этих вод.

Представленная выборка охватывает практически непрерывный стратиграфических ряд водоносных пластов от аалена (средняя юра) до сеномана (верхний мел). Для сравнения также были привлечены данные по водам, отобранным из пластов верхнего палеозоя. При указанных выше вариациях изотопного состава кислорода, зависимость КС от возраста водоносных пластов имеет экстремальную форму с максимумом (~ 9‰), приходящимся на отложения берриаса (нижний мел).

Содержание водорастворенного неорганического углерода (DIC), как сумма диссоциатов угольной кислоты и водорастворенного углекислого газа (CO_{2волн}+CO₃²⁻+HCO₃⁻), и его изотопный состав представлены на рис. 5а, вариация изотопного состава DIC от возраста водоносных отложений представлена на рис. 56. Концентрация DIC в исследованных водах варьирует в широком диапазоне значений: от 0,17 до 38,6 ммоль/л при δ¹³С от −51,8‰ до +21,8‰. Для большинства исследованных вод доминирующей компонентой в составе DIC выступал гидрокарбонат-ион, при этом CO_{2 волн} и ион CO₃²⁻ в большинстве проб присутствовали лишь в следовом количестве. Исключением являются единичные пробы, отобранные из водоносных горизонтов сеноманского, альбского, валанжинского и валанжин-берриасового возрастов. Наиболее обогащенными СО2 волн выступили воды сеноманского горизонта, где содержание СО_{2 водн} в ряде случаев превышало содержание других диссоциатов на несколько порядков.

Обсуждение

gr M

Изотопный состав кислорода и водорода вод

Из рис. 3 видно, что лишь отдельные точки, отражающие изотопный состав исследованных вод, ложатся на современную глобальную линию метеорных вод. К таким пробам относятся в первую очередь воды, отобранные из сеноманских отложений, и одна - из валанжин-берриасских. На первый взгляд, такое положение точек может указывать на современное метеорно-инфильтрационное питание этих водоносных горизонтов (Alçiçek et al., 2019). Однако некоторые сомнения вызывает широкий диапазон вариации изотопного состава кислорода и водорода вод даже на линии GMWL, поскольку для современных метеорных вод, инфильтрующихся в водоносные горизонты в областях питания, следовало бы ожидать усредненного изотопного состава атмосферных осадков за весь сезон (Ферронский, Поляков, 2009). Широкая вариация изотопного состава вод сеноманского водоносного горизонта также может быть обусловлена и довольно широким пространственным удалением отдельных месторождений и, соответственно, различиями климатических условий формирования вод на момент их выпадения в виде атмосферных осадков.

Большинство изученных вод имеет изотопный состав, существенно отклоняющийся от тренда глобальной линии метеорных вод. Относительное обогащение вод тяжелым изотопом кислорода ¹⁸О наблюдается для большинства вод, начиная с ааленского водоносного горизонта

Возраст	Номер на рис. 2	М, мг/дм ³	DIC сумма, ммоль/дм ³	$\delta^{13}C_{VPDB},$	δD _{VSMOW} , ‰	$\delta^{18}O_{VSMOW},$	КС, ‰	d, ‰	Кол–во проб, шт.
сеноман	1	$\frac{224 \div 20269}{6257}$	$\frac{1\div 26}{4}$	$\frac{-52,0 \div 18,0}{-6,0}$	$\frac{-109 \div -60}{-78}$	$\frac{-16,0 \div -8,0}{-11,0}$	$\frac{-1,2\div2,4}{0,0}$	$\frac{-9\div19}{10}$	32
альб	2	<u>687 ÷ 22855</u> 18384	$\frac{1 \div 37}{11}$	$\frac{-21,8 \div 21,8}{+12,0}$	$\frac{-123 \div -58}{-62}$	$\frac{-16,0 \div -7,0}{-8,6}$	$\frac{-0.1 \div 1.4}{1.0}$	$\frac{-0,88 \div 10,8}{+4}$	16
апт	3	$\frac{10691 \div 23848}{19007}$	$\frac{3\div 15}{8}$	$\frac{-13,6 \div 13,9}{-3,0}$	$\frac{-72 \div -55}{-58}$	$\frac{-9.0 \div -7.0}{-7.0}$	$\frac{0,7\div1,8}{1,0}$	$\frac{-4,73\div5,02}{-2}$	8
готерив	4	<u>202 ÷ 21387</u> 11112	$\frac{1\div 31}{10}$	$\frac{-15,0 \div 18,0}{-1,0}$	$\frac{-115 \div -54}{-58}$	$\frac{-15,0 \div -6,0}{-7,0}$	$\frac{0,2\div6,3}{2,0}$	$\frac{-21 \div 9}{-6}$	30
валанжин	5	$\frac{53 \div 22717}{4488}$	$\frac{0\div 39}{8}$	$-45,0 \div 10,0$ -12,0	<u>-166 ÷ -55</u> -79	$\frac{-23,0 \div -5,0}{-7,0}$	$\frac{-1,0\div7,1}{3,0}$	$\frac{-46\div18}{-13}$	68
валанжин - берриас	- 6	$\frac{170\div15261}{6294}$	$\frac{0\div 35}{14}$	$\frac{-16,0 \div 4,0}{-10,0}$	$\frac{-123 \div -90}{-99}$	$\frac{-17,0 \div -6,0}{-7,0}$	$\frac{-1,2\div 8,6}{5,0}$	$\frac{-59\div10}{-36}$	31
оксфорд	7	<u>29565 ÷ 53690</u> 32669	$\frac{9\div 16}{10}$	$\frac{-19,0 \div 9,0}{-6,0}$	$\frac{-78 \div -70}{-72}$	$\frac{-8,3 \div -6,9}{-8,0}$	$\frac{1,5\div2,9}{2,0}$	$\frac{-22 \div -4}{-9}$	6
келовей	8	<u>201 ÷ 2781</u> 374	$\frac{2 \div 4}{3}$	$\frac{-42,0 \div -16,0}{-22,0}$	$\frac{-103 \div -86}{-96}$	$\frac{-15,0 \div -}{13,0} \\ -14,0$	$\frac{-1,3 \div 4,1}{-1,0}$	$\frac{18 \div 21}{+20}$	7
бат	9	$\frac{1082 \div 20579}{12801}$	$\frac{2 \div 37}{29}$	$\frac{-16,0 \div -7,0}{-10,0}$	$\frac{-114 \div -64}{-80}$	$\frac{-15,0 \div -5,0}{-8,0}$	$\frac{0.9 \div 4.0}{4.0}$	$\frac{-22 \div 3}{-16}$	11
байос – аален	10	<u>10761 ÷ 22259</u> 17495	$\frac{11 \div 24}{23,5}$	$\frac{-15,0 \div -4,0}{-12,0}$	$\frac{-69 \div -62}{-63}$	$\frac{-6,0 \div -4,0}{-5,0}$	$\frac{4,0\div8,0}{5,0}$	$\frac{-28 \div -20}{-25}$	4
палеозой	11	<u>22986 ÷ 71073</u> 37014	$\frac{3\div 30}{11}$	$\frac{-15,0 \div 3,0}{-6,0}$	$\frac{-77 \div -59}{-72}$	$\frac{-10 \div -2}{-8,0}$	$\frac{0,3\div6,8}{1,3}$	$\frac{-56 \div 14}{-1}$	9

Табл. 1. Распределение изотопных характеристик подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири. Примечание: минерализация, содержание DIC и изотопные характеристики подземных вод представлены в следующем виде: над чертой представлен диапазон вариации соответствующих значений для проб, отобранных из водоносного горизонта соответствующего возраста, под чертой представлено усредненное значение по всем пробам из данного возрастного интервала



Рис. 5. Концентрация и изотопный состав DIC в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири (а), вариация изотопного состава DIC от возраста водовмещающих отложений (б). Красной линией (б) условно отражена работа изотопного «осциллятора» – см. пояснения в тексте. Условные обозначения см. на рис. 2, 4.

и заканчивая сеноманским, что хорошо видно из рис. 4б по положительным значениям КС относительно GMWL. Согласно литературным данным (Новиков и др., 2020б; Ферронский, Поляков, 2009; Alçiçek et al., 2019), такое обогащение в первую очередь связывают с двумя факторами: испарением, а также длительным высокотермическим контактом вод с породами, обогащенными тяжелыми изотопами кислорода ¹⁸О, например такими, как карбонаты (Hoefs, 2021), т.е. в процессе взаимодействия в системе вода – порода (water-rock interaction – WRI). В нашем случае, по-видимому, насыщение вод тяжелым кислородом обусловлено суммой указанных факторов. Аналогичный эффект мы наблюдали (Новиков и др., 2021а) для родственных исследованным в настоящей работе объектов - пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений южных районов Западной Сибири.

В более молодых водоносных горизонтах наблюдаются постепенное насыщение вод легким изотопом О¹⁶ (рис. 4а) и уменьшение величины КС (рис. 4б), что, очевидно, связано как с уменьшением времени процессов WRI, так и с изменением условий, при которых сингенетичные воды были захоронены и находились в соответствующих водоносных горизонтах. Логично, что для вод более древних глубокопогруженных горизонтов, время и температуры WRI были большими, что давало больший вклад во вторую составляющую обогащения изотопного состава кислорода тяжелым изотопом ¹⁸О. В то же время, из рис. 4 видно, что воды палеозойских отложений обогащены тяжелым кислородом ¹⁸О в относительно меньшей степени в сравнении с водами более молодых водоносных горизонтов, несмотря на теоретически больший промежуток времени WRI. Предположительно, меньшая величина КС для палеозойских вод обусловлена меньшим испарением вод до захоронения в этот период, т.е. палеозойские воды за счет меньшего испарения в меньшей степени были обеднены легким изотопом ¹⁶О, поэтому точки их изотопного

состава были в меньшей степени сдвинуты вправо вверх относительно GMWL, чем точки более молодых водоносных горизонтов. По-видимому, это может косвенно указывать на меньшие климатические температуры в данном регионе в палеозое, что хорошо согласуется с предложенными в работе (Новиков и др., 2019б) схемой периодизации гидрогеологической истории и характеристикой палеосреды северной части Западно-Сибирского мегабассейна (Конторович и др., 2013).

Рассматривая глубокозалегающие водоносные горизонты, подверженные воздействию повышенных пластовых температур более 70 °С (Новиков и др., 2019; Новиков, Шварцев, 2009; Новиков, Борисов, 2021), следует также учитывать процессы формирования конденсатогенных вод, сопровождающиеся их фракционированием и последующей миграцией в вышезалегающие водоносные горизонты. Принимая во внимание общую тенденцию фракционирования при испарении и переносе в первую очередь легких по изотопному составу вод (водоуглеродную смесь, состоящую из вод и способных к миграции углеводородов), логично предположить, что для глубокопогруженных горизонтов, где нагрев идет снизу вверх, перенос влаги, обогащенной относительно более легкими изотопами, происходит в этом же направлении.

Таким образом, на основе вышесказанного можно заключить, что следует ожидать постепенное относительное обеднение нижележащих вод легким изотопом ¹⁶О с дальнейшим его переносом в вышележащие горизонты посредством межпластовых частичных переносов. Возможно, этим и обусловлен изотопный состав ряда сеноманских проб, очень близкий к современному изотопному составу метеорных вод. Соответственно, можно предположить, что регистрируемый «современный» изотопный состав таких вод отражает уже не нативное соотношение изотопов на момент захоронения, а динамически измененный изотопный состав за счет привноса порций легких изотопов из нижележащих водоносных горизонтов. Но подчеркнем, что высказанная выше гипотеза требует более глубокой проработки с привлечение расчетных методов.

Приведенные данные для вод водовмещающих пород палеозойского возраста в целом соответствуют вышеописанным тенденциям преобразований изотопного состава кислорода и водорода. Однако на текущий момент объем данных недостаточно представителен, чтобы делать более конкретные выводы. Требуются дополнительные исследования в этом направлении. Полученные данные представлены в настоящей работе в первую очередь для общего набора статистики по изотопному составу вод столь редких и сложных для исследования объектов.

В целом, генезис изученных вод следует рассматривать как древний седиментационный с постепенным захоронением отдельных порций сингенетичных вод вместе с породами. Первичное обогащение вод тяжелым изотопом ¹⁸О за счет испарения в теплых климатических условиях в последующем дополнительно усилилось их изотопным обменом с кислородсодержащими породами.

Изотопный состав DIC

Изотопный состав DIC в изученных пробах очень вариативен и охватывает широкий диапазон значений δ¹³С: от -51,8‰ до 21,8‰. Очевидно, что такое многообразие связано главным образом с широким спектром процессов преобразования ОВ в СО₂ и дальнейшего изотопного обмена сформированной углекислоты с окружающим органическим и неорганическим углеродсодержащим веществом. В свою очередь, изотопный состав углерода захороненного органического вещества может быть весьма разнообразным и определяется как материалом материнского ОВ, так и степенью его катагенетических преобразований (Конторович и др., 1985а, 1985б), рис. 6. Так, А.Э. Конторовичем с коллегами было показано, что для седикахитов терригенного и морского происхождения различия в изотопном составе углерода могут достигать более 5‰. Можно предположить, что частично вариация изотопного состава DIC может быть обусловлена и этим фактором.

Термический распад ОВ в окислительной обстановке приводит к формированию СО,, который наследует изотопный состав углерода-прекурсора. На этом принципе основан классический метод анализа изотопного состава углерода в органических веществах (Hoefs, 2021). В то же время преобразование ОВ в природе - комплексный процесс, включающий первичное преобразование OB в результате жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий (Londry, 2008; Pohlman et al., 2008), дальнейшее преобразование более устойчивых органических компонентов при катагенетических изменениях и выделение отдельных фракций легкомигрирующих компонентов, что также подчеркивается в работе (Конторович и др., 1985а), где указано, что изотопный состав углерода седикахитов сильно зависит от стадии преобразования ОВ и имеет нелинейную функцию изменения.

Кроме того, высвобождаемая в ходе таких процессов углекислота способна участвовать в процессах силикаткарбонатного выветривания горных пород, находящихся в контакте с подземными водами (Das et al., 2005), т.е. изотопного обмена с окружающей средой. Еще одним осложняющим интерпретацию результатов фактором может служить вариативность изотопного состава углерода флюидов, возникающая вследствие их фракционирования при процессах дегазации. В работе (Li et al., 2022) наглядно показано, что в процессе добычи метана из угольных сланцев наблюдается его четырехступенчатое фракционирование с изменением изотопного состава углерода по схеме «стабильный – легче – тяжелее – снова легче». Безусловно, учет всех факторов возможного влияния на изучаемые системы стабильных изотопов - задача крайне сложная. Поэтому в настоящей работе мы постарались рассмотреть лишь общие наблюдаемые закономерности для широкой серии объектов с целью минимизации влияния отдельных частных факторов на общую картину.

Из представленной на рис. 5а зависимости видно, что по мере насыщения вод углекислотой распределение изотопного состава DIC сужается: от исходного разброса значений δ^{13} С более чем в 70‰ в области низких концентраций DIC (от 0 до 10 ммоль/дм³) оно постепенно сокращается сначала до ~40‰ в диапазоне концентраций DIC



gr M

Рис. 6. Эволюция изотопного состава углерода в седикахитах в докембрии и фанерозое (Конторович и др., 1985а): 1 – террагенные; 2 – аквагенные (плактоногенные) седикахиты; 3 – граптолитовые сланцы силура западной части Сибирской платформы; интервал вариаций ¹³С: 4 – в гетерогенных; 5 – в аквагенных седикахитах. Обозначения: PR – протерозойская акротема; системы: V – венд; Є – кембрий; О – ордовик; S – силур; D – девон; С – карбон; P – пермь; T – триас; J – юра; К – мел; КZ – кайнозойская эратема

www.geors.ru

от 10 до 30 ммоль/дм³ и далее до ~20‰ при концентрациях DIC выше 30 ммоль/дм³. Также, очевидно, что содержание DIC в водах не имеет прямой взаимосвязи с возрастом водовмещающих отложений и связано в первую очередь с доступностью углеродсодержащего вещества водам и бактериям, принимающим непосредственное участие в его переработке. Подтверждение этого тезиса хорошо видно из представленной на рис. 5а зависимости для точек, отвечающих содержанию DIC в водах палеозойских отложений: содержание углекислоты в отдельных пробах даже ниже, чем в ряде проб более молодых водоносных горизонтов.

Изотопный осциллятор

Изменение изотопного состава углерода носит волнообразный характер (рис. 5б). Причина такого поведения зависимости, скорее всего, связана с нелинейным изменением изотопного состава самого ОВ от времени его преобразования, что отмечается в работе (Конторович и др., 1985а). Вероятно, волнообразный характер функции изотопного состава DIC может быть обусловлен конкуренцией процессов бактериального преобразования ОВ в водоносных горизонтах, что неизбежно приводит к смене механизмов изотопного фракционирования (Новиков и др., 2020б). Условно закрытую систему глубокозалегающего водоносного горизонта следует рассматривать как затухающий гармонический осциллятор (Трубецков, Рожнев, 2001), где источником «колебаний» изотопного состава выступают конкурирующие процессы преобразования ОВ, которые, по-видимому, со временем должны выходить на определенный базовый уровень данной системы. Условными «максимумами колебаний» такого изотопного осциллятора выступают бактериальные процессы преобразования ОВ, сырьем в которых являются продукты соответствующего конкурирующего процесса, а изотопный состав углерода выделяемой в каждом случае углекислоты находится как раз в этих «максимумах»: выраженный положительный при метаногенезе и уходящий в глубоко отрицательный при сульфат-метановых переходах (Новиков и др., 2021б).

Предполагая сохранение затухающей волнообразной функции, что также видно из сужения разброса изотопного состава DIC в водах палеозойских отложений, можно предположить, что система стремится к некоторому равновесному значению $\delta^{13}C$ – около –10‰ в нашем случае. Полученное значение δ^{13} С, на удивление, довольно близко к усредненному изотопному составу воздушной углекислоты, поглощенной атмосферными осадками (Новиков и др., 2021в; Корес et al., 2019) с учетом коэффициента фракционирования (Zang et al., 1995): от -9,2‰ до -10,2%. Принимая корректность предложенной гипотезы, просматривается интересная закономерность, предполагающая гомогенизацию изотопного состава углекислоты в подземных водах и замыкающая изотопный круговорот углерода в системе «воздушный CO₂ – органическое вещество – DIC». Этот круговорот можно описать следующим образом.

Исходный атмосферный углекислый газ (CO₂^{ATM}) является первоисточником большей части углекислоты, поглощаемой как атмосферными осадками, так и растительностью при фотосинтезе. Условно атмосферу можно рассматривать как обобщенный первичный резервуар, накапливающий углекислоту с усредненным изотопным составом углерода.

При фотосинтезе растения фракционируют углекислоту, насыщая свои ткани легким изотопом, который, неизбежно, после гибели растений попадает в почву (CO₂^{PAC}). Тяжелый углекислый газ служит основой для построения карбонатного материала, накапливающегося, в конечном итоге, в виде массива карбонатсодержащих осадочных пород (CO₂^{KAPБ}). Таким образом создается первая ступень преобразования и разделения атмосферной углекислоты.

Атмосферные осадки, поглощая сначала атмосферный CO_2 , инфильтруются через почвенный слой в более глубокие горизонты, захватывают приповерхностную биогенную изотопно-легкую углекислоту, а также диффузионную почвенную углекислоту, близкую по изотопному составу к атмосферной. Частичный изотопный обмен такого DIC с породами при инфильтрации приводит, в среднем, к значениям $\delta^{13}C(CO_2^{\rm ИНФ})$, близким к –12‰ (по собственным наблюдениям). Условно, этот этап можно рассматривать как вторую ступень преобразования изотопного состава углерода углекислоты. В данном случае, уже не атмосферной, а водорастворенной.

Захоронение таких вод в комплексе с органическим материалом (δ^{13} С^{орг} < -30‰), либо выделение их в водоносные горизонты, ограниченные надежными водоупорами, запускает тот самый маятник (осциллятор), принцип работы которого описан выше. Переработка ОВ в СО₂ и его дальнейшее участие в жизни бактериальных колоний приводят к «раскачиванию» изотопного состава DIC от высоко положительных (при метаногенезе) до глубоко отрицательных (при сульфатметановых переходах – SMT). Данный этап следует рассматривать как третью ступень преобразования углекислоты – уже в глубоких водоносных горизонтах.

Параметром, характеризующим угасающие колебания изотопного осциллятора, как показано на примере наших данных, является некая усредненная величина изотопного состава углерода (б13СУ), возникающая, очевидно, при достижении условного равновесия в работе двух конкурирующих бактериальных систем. В нашем случае примечательно то, что эта усредненная дельта оказалась очень близкой к изотопному составу атмосферной углекислоты. Соответственно, возврат такой углекислоты как высокомобильного компонента подземных вод, наиболее подверженного миграции (Вышемирский, Конторович, 1998), обратно в атмосферу (эманациями индивидуального углекислого газа на поверхность, либо в виде DIC) с точки зрения изотопного состава не будет привносить никаких изменений и, по-видимому, может рассматриваться как замыкающее звено вышеописанной цепи.

Цикличность процессов накопления органических веществ (нефтей, углей и газов) была показана в работах В.С. Вышемирского и А.Э. Конторовича (Вышемирский, Конторович, 1997; Вышемирский, Конторович, 1998). Развивая эту мысль в настоящей работе, мы попытались продемонстрировать участие накапливаемых углеводородов в еще более широком цикле углерода в глобальной системе «подземные воды – органическое вещество – бактерии – газы», которая стремится к равновесному значению δ^{13} С, близкому к атмосферной углекислоте,

Заключение

Впервые получена представительная выборка данных по изотопному составу кислорода и водорода пластовых вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири, охватывающих временной интервал от палеозоя до верхнего мела. Широкий интервал значений δD и δ¹⁸O указывает на существенные изменения палеоклиматических условий, при которых происходило формирование и захват сингенетической влаги породами: от теплых до прохладных. Для большинства изученных вод наблюдаются выраженные КС, что указывает на теплые климатические условия формирования влаги с активным испарением ее с поверхности древних бассейнов и дальнейшее преобразование изотопного состава кислорода вод при взаимодействии с окружающими породами. Полученные тренды изменения изотопного состава захороненных вод, а также величин d и КС хорошо совпадают с предполагаемыми изменениями палеоклиматических условий исследованного региона и могут служить условным палеотермометром.

Установлено, что для изученных вод в целом наблюдается постепенное их насыщение водорастворенным неорганическим углеродом с увеличением возраста водовмещающих пород, при этом его изотопный состав изменяется нелинейно, варьируя от глубоко отрицательных до положительных значений согласно волнообразной функции. Предположено, что такая вариация может быть связана с изменением механизма преобразования OB в водах и конкурирующими процессами термической органодеструкции, метаногенеза, сульфатредукции и сульфатметанового перехода, осложненных карбонат-силикатным выветриванием. Конкретные детали протекания этого комплексного процесса требуют дополнительных исследований, выходящих за рамки настоящей работы, но важнейшим наблюдением здесь выступила гомогенизация изотопного состава DIC. Предложена модель, предполагающая гомогенизацию изотопного состава углекислоты в подземных водах до значений, близких к усредненным значениям воздушного СО, с учетом коэффициентов фракционирования. Выявленный эффект, возможно, указывает на замыкание углеродного цикла в системе «воздушный CO₂ – органическое вещество – DIC».

Финансирование/Благодарность

Исследования проводились при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации. Работа выполнена по государственному заданию ИНГГ СО РАН (№ FWZZ-2022-0014) и ИГМ СО РАН (№ 122041400171-5).

Благодарим рецензентов за внимательное ознакомление с работой и глубокий анализ представленных нами результатов и выводов, а также ценные и полезные замечания.

Литература

gr M

Ветштейн В.Е., Артемчук В.Г., Назаров А.Д. (1981). Особенности формирования и нефтегазопоисковое значение изотопного состава пластовых вод и поровых растворов. *Геология нефти и газа*, 6, с. 35–43.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э. (1997). Циклический характер нефтенакопления в истории Земли. *Геология и геофизика*, 38(5), с. 907–918.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э. (1998). Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли. *Геология и геофизика*, 39(10), с. 1392–1401.

Голышев С.И., Иванов В.Г. (1983). Изотопный состав водорода, кислорода, углерода подземных вод юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геохимия*, 7, с. 1024–1028.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985а). Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах. *Геология и геофизика*, 9, с. 34–42.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985б). Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы. *Геология и геофизика*, 7, с. 3–11.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология* и геофизика, 54(8), с. 972–1012.

Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал (2013). Т.2. Криосфера Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Под ред. Ю.Б. Баду, Н.А. Гафарова, Е.Е. Поднебесного. М.: ООО «Газпром экспо», 424 с.

Крицук Л.Н., Поляков В.А. (2005). Изотопный и химический состав подземных вод и природных вод Западной Сибири. М.: Геоинформмарк, 52 с.

Кругликов Н.М. (1964). Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. *Тр. ВНИГРИ*. Ленинград: Недра, вып. 238, 166 с.

Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. (1985). Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Ленинград: Недра, 363 с.

Курчиков А.Р., Плавник А.Г. (2009). Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1218–1226.

Лепокурова О.Е. (2012). Геохимия уникальных пресных щелочных вод Чулымского бассейна. Вестник Томского государственного университета, 365, с. 181–186.

Мельников В.П., Спесивцев В.И. (1995). Инженерно-геологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. Новосибирск: Наука, 198 с.

Назаров А.Д. (2004). Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Идея-Пресс, 288 с.

Новиков Д.А. (2019). Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии. *Литология* и полезные ископаемые, 3, с. 248–261. https://doi.org/10.31857/ S0024-497X20193248-261

Новиков Д.А. (2020). Характер равновесий в системе «вода-газ» на примере юрско-меловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии. *Геология и геофизика*, 61(8), с. 1074–1092. DOI: 10.15372/GiG2019179

Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2021). Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. *Геология и геофизика*, 62(2), с. 216–237. DOI: 10.15372/GiG2020119

Новиков Д.А., Шварцев С.Л. (2009). Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции. *Геология и геофизика*, 50(10), с. 1131–1143.

Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. (2019а). Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. *Геология и геофизика*, 60(6), с. 843–859. DOI: 10.15372/ GiG2019041

Новиков Д.А., Черных А.В., Садыкова Я.В., Дульцев Ф.Ф., Хилько В.А., Юрчик И.И. (2019б). Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 330(10), с. 165–180. https://doi.org/10.18799/ 24131830/2019/10/2314 Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Хилько В.А., Юрчик И.И., Сухорукова А.Ф. (2020а). Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 61(11), с. 1561–1576. DOI: 10.15372/GiG2019145

Новиков Д.А., Максимова А.А., Пыряев А.Н., Ян П.А. (2020б). Первые изотопно-гидрогеохимические данные по природным водам юго-восточного склона кряжа Чекановского. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(11), с. 157–167. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2897

Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. (2021а). Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 33(2), с. 59–72. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/2/3043

Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Ильин А.В., Чертовских Е.О. (2021б). Новые данные по изотопному составу (δ^{13} С, δD , δ^{18} О, ⁸⁷Rb/⁸⁶Sr и ⁸⁷Sr/⁹⁶Sr) рассолов Сибирской платформы. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 332(7), с. 20–33. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3260

Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. (2021в). Изотопно-геохимические особенности проявления слаборадоновых вод «Инские источники» (юг Западной Сибири). Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 332(3), с. 135–145. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/3/3109

Поляков В.А., Дубинчук В.Т., Голубкова Е.В., Льготин В.А., Макушин Ю.В., Макарова К.М. (2008). Изотопные исследования подземных вод на полигоне «Томский». *Разведка и охрана недр*, 29(11), с. 47–52.

Пыряев А.Н., Новиков Д.А., Максимова А.А. (2022). Стабильные изотопы как инструмент контроля границ закрытых экосистем на примере бассейна р. Витим. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333(5), с. 148–157. https://doi.org/10.18799/24131830/2022/5/3483

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. (2004). Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 826–832.

Стрелецкая И.Д., Лейбман М.О. (2002). Криогеохимическая взаимосвязь пластовых льдов, криопэгов и вмещающих их отложений центрального Ямала. *Криосфера Земли*, 6(3), с. 15–24.

Трубецков Д.И., Рожнев А.Г. (2001). Линейные колебания и волны. М.: Изд-во Физико-математической литературы, 416 с.

Ферронский В.И., Поляков В.А. (2009). Изотопия гидросферы земли. М.: Научный мир, 632 с.

Шварцев С.Л. (1991). Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор. *Геология и геофизика*, 12, с. 16–50.

Шварцев С.Л. (1992). О соотношении составов подземных вод и горных пород. Геология и геофизика, 8, с. 16–50.

Шварцев С.Л. (2008). Взаимодействие в системе вода-порода как новая база для развития гидрогеологии. Тихоокеанская геология, 27(6), с. 5–16.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008–1020.

Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M.C. (2019). Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydrogeochemistry and geothermometry. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 372, pp. 48–70. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.09.011

Cai C., Franks S.G., Aagaard P. (2001) Origin and migration of brines from Paleozoic strata in Central Tarim, China: constrains from ⁸⁷Sr/⁸⁶Sr, δD, δ¹⁸O and water chemistry. *Applied Geochemistry*, 16, pp. 1269–1284. https:// doi.org/10.1016/S0883-2927(01)00006-3

Connolly C.A., Walter L.M., Baadsgaard H, Longstaffe F.J. (1990). Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada Sedimentary Basin. I. Chemistry. *Applied Geochemistry*, 5, pp. 375–413. https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90017-Y

Craig H. (1966). Isotopic Composition and Origin of the Red Sea and Salton Sea Geothermal Brines. *Science*, 154, pp. 1544–1548. https://doi. org/10.1126/science.154.3756.1544

Craig H. (1961). Isotopic variations in meteoric waters. *Science*, 133, p. 1702–1703. https://doi.org/10.1126/science.133.3465.1702

Dansgaard W. (1964). Stable isotopes in precipitation. *Tellus*, 16(4), pp. 436–468. https://doi.org/10.1111/j.2153-3490.1964.tb00181.x

Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. (2005). Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: sources of DIC and their magnitudes. *Earth and Planetary Science Letters*, 236, pp. 419–429. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2005.05.009

Das N., Horita J., Holland H.D. (1990). Chemistry of fluid inclusions in halite from the Salina Group of the Michigan Basin: Implications for Late Silurian seawater and the origin of sedimentary brine. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 54, pp. 319–327. https://doi. org/10.1016/0016-7037(90)90321-B

Epstein S., Mayeda T. (1953). Variation of O18 content of waters from natural sources. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 4(5), pp. 213–224. https://doi.org/10.1016/0016-7037(53)90051-9

Evans M.N., Selmer K.J., Breeden III B.T., Lopatka A.S., Plummer R.E. (2016). Correction algorithm for online continuous flow δ^{13} C and δ^{18} O carbonate and cellulose stable isotope analyses. *Geochem. Geophys. Geosyst*, 17, pp. 3580–3588. https://doi.org/10.1002/2016GC006469

Global Monitoring Laboratory. http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. (2011). Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂. *Environmental Pollution*, 159, pp. 294–301. https:// doi.org/10.1016/j.envpol.2010.08.027

Hitchon B., Billings G.K., Klovan J.E. (1971). Geochemistry and origin of formation waters in the western Canada sedimentary basin-III. Factors controlling chemical composition. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 35, pp. 1321–1349. https://doi.org/10.1016/0016-7037(71)90088-3

Hitchon B., Friedman I. (1969). Geochemistry and origin of formation waters in the western Canada sedimentary basin-I. Stable isotopes of hydrogen and oxygen. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 33, pp. 1321–1349. https://doi.org/10.1016/0016-7037(69)90178-1

Hoefs J. (2021). Stable isotope geochemistry. Ninth edition. Springer Nature Switzerland AG, 528 p. https://doi.org/10.1007/978-3-030-77692-3

Jiang L., Worden R.H., Cai C. (2015). Generation of isotopically and compositionally distinct water during thermochemical sulfate reduction (TSR) in carbonate reservoirs: Triassic Feixianguan Formation, Sichuan Basin, China. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 165, pp. 249–262. https://doi. org/10.1016/j.gca.2015.05.033

Kopec B.G., Feng X., Posmentier E.S., Sonder L.J. (2019). Seasonal deuterium excess variations of precipitation at summit, Greenland, and their climatological significance. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 124, pp. 72–91. https://doi.org/10.1029/2018JD028750

Labotka D.M., Panno, S.V., Locke, R.A., Freiburg J.T. (2015). Isotopic and geochemical characterization of fossil brines of the Cambrian Mt. Simon Sandstone and Ironton–Galesville Formation from the Illinois Basin, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 165, pp. 342–360. https://doi. org/10.1016/j.gca.2015.06.013

Li W., Lu S., Li J., Wei Y., Zhao S., Zhang P., Wang Z., Li X., Wang J. (2022). Research progress on isotopic fractionation in the process of shale gas/coalbed methane migration. *Petroleum Exploration and Development*, 49(5), pp. 1069–1084. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60333-1

Londry K.L., Dawson K.G., Grover H.D., Summons R.E., Bradley A.S. (2008). Stable carbon isotope fractionation between substrates and products of Methanosarcina barkeri. *Organic Geochemistry*, 39, pp. 608–621. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.03.002

McNutt R.H., Frape S.K., Dollar P. (1987). A strontium, oxygen and hydrogen isotopic composition of brines, Michigan and Appalachian Basins, Ontario and Michigan. *Applied Geochemistry*, 2, pp. 495–505. https://doi.org/10.1016/0883-2927(87)90004-7

Nan H., Rao W., Ma H., Chen J., Li T. (2011). Hydrogen, oxygen, helium and strontium isotopic constraints on the formation of oilfield waters in the western Qaidam Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 40, pp. 651–660. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2010.10.018

Nelson S.T. (2000). A simple, practical methodology for routine VSMOW/ SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods. *Rapid Communications in Mass Spectrometry*, pp. 1044–1046. https://doi. org/10.1002/1097-0231(20000630)14:12<1044::AID-RCM987>3.0.CO;2-3

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5

Novikov D.A. (2018). Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012049. https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012049

Novikov D.A. (2020). Hydrogeochemistry of authigenic mineral formation in Upper Jurassic sediments (the Nadym-Taz interfluve area, Arctic regions of Western Siberia). *Applied Geochemistry*, 122, 104704. https://doi. org/10.1016/j.apgeochem.2020.104704

Novikov D.A. (2022). Equilibrium modeling of water-gas systems in Jurassic–Cretaceous reservoirs of the Arctic petroleum province, northern West Siberia. *Petroleum Exploration and Development*, 49(2), pp. 363–373. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60030-2

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5

Pohlman J.W., Ruppel C., Hutchinson D.R., Downer R., Coffin R.B. (2008). Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 25, pp. 942–951. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.01.016

Reference Products for Environment and Trade. https://nucleus.iaea.org/ sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx

Roston B.J., Holmden C. (2000). Fingerprinting formation-waters using stable isotopes, Midale Area, Williston Basin, Canada. *Journal of Geochemical Exploration*, 69–70, pp. 219–223. https://doi.org/10.1016/S0375-6742(00)00024-8

Schlegel M.E., McIntosh J.C., Bates B.L., Kirk M.F., Martini A.M. (2011). Comparison of fluid geochemistry and microbiology of multiple organic-rich reservoirs in the Illinois Basin, USA: Evidence for controls on methanogenesis and microbial transport. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 75, pp. 1903–1919. https://doi.org/10.1016/j.gca.2011.01.016

Schlegel M.E., Zhou Z., McIntosh J.C., Ballentine C.J., Person M.A. (2011). Constraining the timing of microbial methane generation in an organic-rich shale using noble gases, Illinois Basin, USA. *Chemical Geology*, 287, pp. 27–40. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.04.019

Strapoć D., Mastalerz M., Schimmelmann A., Drobniak A., Hedges S. (2008). Variability of geochemical properties in a microbially dominated coalbed gas system from the eastern margin of the Illinois Basin, USA. *International Journal of Coal Geology*, 76, pp. 98–110. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.02.002

Stueber A.M., Walter L.M. (1991). Origin and chemical evolution of formation waters from Silurian-Devonian strata in the Illinois basin, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 55, pp. 309–325. https://doi. org/10.1016/0016-7037(91)90420-A

Stueber A.M., Walter L.M., Huston T.J., Pushkar P. (1993). Formation waters from Mississippian-Pennsylvanian reservoirs, Illinois basin, USA: Chemical and isotopic constraints on evolution and migration. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57, pp. 763–784. https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90167-U

Wilson T.P., Long D.T. (1993). Geochemistry and isotope chemistry of Ca-Na-CI brines in Silurian strata, Michigan Basin, U.S.A. *Applied Geochemistry*, 8, pp. 507–524. https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90079-V

Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. (1995). Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO₂. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(1), pp. 107–114. https://doi. org/10.1016/0016-7037(95)91550-D

Zhu W., Wang T., Xie Z., Xie B., Liu K. (2015). Giant gas discovery in the Precambrian deeply buried reservoirs in the Sichuan Basin, China: Implications for gas exploration in old cratonic basins. *Precambrian Research*, 262, pp. 45–66. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2015.02.023

Сведения об авторах

gr M

Дмитрий Анатольевич Новиков – кандидат геол.-минерал. наук, заведующий лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3. e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Александр Николаевич Пыряев – кандидат хим. наук, научный сотрудник, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН; старший преподаватель кафедры химической и биологической физики, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

Анастасия Алексеевна Максимова – младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; ассистент кафедры минералогии и геохимии, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

Федор Федорович Дульцев – научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

Анатолий Витальевич Черных – научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

> Статья поступила в редакцию 03.03.2023; Принята к публикации 13.09.2023; Опубликована 30.12.2023

> > IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evolution of the composition of H, O and C stable isotopes in the groundwaters of oil and gas bearing sediments in the northern regions of West Siberia

D.A. Novikov^{1,3*}, A.N. Pyrayev^{2,3}, A.A. Maximova^{1,3}, F.F. Dultsev¹, A.V. Chernykh¹

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation ²V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation ³Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The results of a study of the isotopic composition of oxygen and hydrogen of groundwater and dissolved inorganic carbon in oil and gas deposits of the northern regions of Western Siberia, covering a wide stratigraphic range – Mesozoic and Paleozoic are presented. The obtained values are very diverse, covering the intervals from -120 to -50% (δ D) and from -17 to -2% (δ^{18} O). Such a variable isotopic composition of waters indicates the absence of a unified mechanism for the accumulation of waters and their transformation during the geological evolution of the West

www.geors.ru <u>**ГЕОРЕСУР</u>СЫ</u> 229</u>**

Siberian sedimentary basin. The main feature of most of the studied waters is the pronounced values of oxygen isotope shifts relative to GMWL, which generally increase with the age of water-bearing deposits and reach 9‰, which indicates their ancient sedimentary origin.

Variations in the isotopic composition of DIC (from -51.8 to +21.8%) and its content in waters (from 0.2 to 38.6 mmol/I) indicate a wide range of water burial conditions and processes involved in the conversion of water-soluble carbon dioxide. A general pattern of changes in the isotopic composition of carbon in CO₂ with time, expressed in general form by damped oscillations of the "isotope oscillator", is revealed. A model of transformation of the carbon isotope composition in carbon dioxide in the closed cycle "atmosphere-soils-deep aquifers" for oil and gas deposits of the northern regions of Western Siberia based on the obtained isotope data is proposed.

Keywords: hydrogeochemistry, stable isotopes, oxygen, hydrogen, carbon, northern regions of Western Siberia

Recommended citation: Novikov D.A., Pyrayev A.N., Maximova A.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2023). Evolution of the composition of H, O and C stable isotopes in the groundwaters of oil and gas bearing sediments in the northern regions of West Siberia. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 219–232. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.16

Acknowledgments

Work is done on state assignment of IPGG SB RAS (Project FSWW-0022-0014) and IGM SB RAS (№ 122041400171-5).

The authors thank the reviewers for valuable and useful comments.

References

Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M.C. (2019). Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydrogeochemistry and geothermometry. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 372, pp. 48–70. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.09.011

Cai C., Franks S.G., Aagaard P. (2001) Origin and migration of brines from Paleozoic strata in Central Tarim, China: constrains from ⁸⁷Sr/⁸⁶Sr, δD, δ¹⁸O and water chemistry. *Applied Geochemistry*, 16, pp. 1269–1284. https:// doi.org/10.1016/S0883-2927(01)00006-3

Connolly C.A., Walter L.M., Baadsgaard H, Longstaffe F.J. (1990). Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada Sedimentary Basin. I. Chemistry. *Applied Geochemistry*, 5, pp. 375–413. https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90017-Y

Craig H. (1966). Isotopic Composition and Origin of the Red Sea and Salton Sea Geothermal Brines. *Science*, 154, pp. 1544–1548. https://doi. org/10.1126/science.154.3756.1544

Craig H. (1961). Isotopic variations in meteoric waters. *Science*, 133, p. 1702–1703. https://doi.org/10.1126/science.133.3465.1702

Cryosphere of oil and gas condensate fields of the Yamal Peninsula (2013). V.2. Cryosphere of the Bovanenkovo oil and gas condensate field. Ed. Yu.B. Badu, N.A. Gafarov, E.E. Podnebesny. Moscow: OOO Gazprom Expo, 424 p. (In Russ.)

Dansgaard W. (1964). Stable isotopes in precipitation. *Tellus*, 16(4), pp. 436–468. https://doi.org/10.1111/j.2153-3490.1964.tb00181.x

Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. (2005). Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: sources of DIC and their magnitudes. *Earth and Planetary Science Letters*, 236, pp. 419–429. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2005.05.009

Das N., Horita J., Holland H.D. (1990). Chemistry of fluid inclusions in halite from the Salina Group of the Michigan Basin: Implications for Late Silurian seawater and the origin of sedimentary brine. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 54, pp. 319–327. https://doi. org/10.1016/0016-7037(90)90321-B

Epstein S., Mayeda T. (1953). Variation of O18 content of waters from natural sources. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 4(5), pp. 213–224. https://doi.org/10.1016/0016-7037(53)90051-9

Evans M.N., Selmer K.J., Breeden III B.T., Lopatka A.S., Plummer R.E. (2016). Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}C$ and $\delta^{18}O$ carbonate and cellulose stable isotope analyses. *Geochem. Geophys. Geosyst*, 17, pp. 3580–3588. https://doi.org/10.1002/2016GC006469

Ferronsky V.I., Polyakov V.A. (2009). Isotopes of the Earth's hydrosphere. Moscow: Nauchny Mir, 632 p. (In Russ.)

Global Monitoring Laboratory. http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

Golyshev S.I., Ivanov V.G. (1983). Isotopic composition of hydrogen, oxygen, carbon of groundwater in the southeastern part of the West Siberian oil and gas basin. *Geokhimiya*, 7, pp. 1024–1028. (In Russ.)

Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. (2011). Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂. *Environmental Pollution*, 159, pp. 294–301. https:// doi.org/10.1016/j.envpol.2010.08.027

Hitchon B., Billings G.K., Klovan J.E. (1971). Geochemistry and origin of formation waters in the western Canada sedimentary basin-III. Factors controlling chemical composition. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 35, pp. 1321–1349. https://doi.org/10.1016/0016-7037(71)90088-3

Hitchon B., Friedman I. (1969). Geochemistry and origin of formation waters in the western Canada sedimentary basin-I. Stable isotopes of hydrogen and oxygen. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 33, pp. 1321–1349. https://doi.org/10.1016/0016-7037(69)90178-1

Hoefs J. (2021). Stable isotope geochemistry. Ninth edition. Springer Nature Switzerland AG, 528 p. https://doi.org/10.1007/978-3-030-77692-3

Jiang L., Worden R.H., Cai C. (2015). Generation of isotopically and compositionally distinct water during thermochemical sulfate reduction (TSR) in carbonate reservoirs: Triassic Feixianguan Formation, Sichuan Basin, China. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 165, pp. 249–262. https://doi. org/10.1016/j.gca.2015.05.033

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985a). Patterns of fractionation of carbon isotopes in sedikachites. *Geology a i geofizika* = *Russian Geology and Geophysics*, 9, pp. 34–42. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985b). Distribution of stable carbon isotopes in sedikachites of different genetic nature. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 7, pp. 3–11. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N. .S., Kostyreva E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russ. Geol. Geophys.*, 54(8), pp. 747–779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kopec B.G., Feng X., Posmentier E.S., Sonder L.J. (2019). Seasonal deuterium excess variations of precipitation at summit, Greenland, and their climatological significance. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 124, pp. 72–91. https://doi.org/10.1029/2018JD028750

Kritsuk L.N., Polyakov V.A. (2005). Isotopic and chemical composition of groundwater and natural waters of Western Siberia. Moscow: Geoinformmark, 52 p. (In Russ.)

Kruglikov N. M., Nelyubin V. V., Yakovlev O. N. (1985). Hydrogeology of the West Siberian oil and gas megabasin and features of the formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 363 p. (In Russ.)

Kruglikov N.M. (1964). Hydrogeology of the northwestern side of the West Siberian artesian basin. *Tr. VNIGRI*. Leningrad: Nedra, is. 238, 166 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of groundwater chemistry data with implications for reservoir appraisal in West Siberia. *Russ. Geol. Geophys.*, 50(11), pp. 943–949. https://doi.org/10.1016/j. rgg.2009.10.003

Labotka D.M., Panno, S.V., Locke, R.A., Freiburg J.T. (2015). Isotopic and geochemical characterization of fossil brines of the Cambrian Mt. Simon Sandstone and Ironton–Galesville Formation from the Illinois Basin, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 165, pp. 342–360. https://doi. org/10.1016/j.gca.2015.06.013

Lepokurova O.E. (2012). Geochemistry of the unique fresh alkaline waters of the Chulym. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 365, pp. 181–186. (In Russ.)

Li W., Lu S., Li J., Wei Y., Zhao S., Zhang P., Wang Z., Li X., Wang J. (2022). Research progress on isotopic fractionation in the process of shale gas/coalbed methane migration. *Petroleum Exploration and Development*, 49(5), pp. 1069–1084. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60333-1

Londry K.L., Dawson K.G., Grover H.D., Summons R.E., Bradley A.S. (2008). Stable carbon isotope fractionation between substrates and products

of Methanosarcina barkeri. *Organic Geochemistry*, 39, pp. 608–621. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.03.002

gr M

McNutt R.H., Frape S.K., Dollar P. (1987). A strontium, oxygen and hydrogen isotopic composition of brines, Michigan and Appalachian Basins, Ontario and Michigan. *Applied Geochemistry*, 2, pp. 495–505. https://doi.org/10.1016/0883-2927(87)90004-7

Melnikov V.P., Spesivtsev V.I. (1995). Engineering-geological and geocryological conditions of the shelf of the Barents and Kara seas. Novosibirsk: Nauka, 198 p. (In Russ.)

Nan H., Rao W., Ma H., Chen J., Li T. (2011). Hydrogen, oxygen, helium and strontium isotopic constraints on the formation of oilfield waters in the western Qaidam Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 40, pp. 651–660. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2010.10.018

Nazarov A.D. (2004). Oil and gas hydrogeochemistry of the southeastern part of the West Siberian oil and gas province. Moscow: Idea-Press, 288 p. (In Russ.)

Nelson S.T. (2000). A simple, practical methodology for routine VSMOW/ SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods. *Rapid Communications in Mass Spectrometry*, pp. 1044–1046. https://doi. org/10.1002/1097-0231(20000630)14:12<1044::AID-RCM987>3.0.CO;2-3

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5

Novikov D.A. (2018). Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012049. https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012049

Novikov D.A. (2019). The role of elision water exchange in the formation of the Yamalo-Kara depression hydrodynamic field. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and Minerals*, 3, pp. 248–261. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0024-497X20193248-261

Novikov D.A. (2020). Analysis of water-gas system equilibria in jurassic-cretaceous reservoirs (by the example of the Yamal-Kara depression). *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 61(8), pp. 1074–1092. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG2019179

Novikov D.A. (2020). Hydrogeochemistry of authigenic mineral formation in Upper Jurassic sediments (the Nadym-Taz interfluve area, Arctic regions of Western Siberia). *Applied Geochemistry*, 122, 104704. https://doi. org/10.1016/j.apgeochem.2020.104704

Novikov D.A. (2022). Equilibrium modeling of water-gas systems in Jurassic–Cretaceous reservoirs of the Arctic petroleum province, northern West Siberia. *Petroleum Exploration and Development*, 49(2), pp. 363–373. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60030-2

Novikov D.A., Borisov E.V. (2021). Prediction of oil and gas occurrence in the jurassic reservoirs of the zone of junction of the Yenisei–Khatanga and West Siberian basins. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 62(2), pp. 216–237. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/ GiG2020119

Novikov D.A., Chernykh A.V., Sadykova Ya.V., Dultsev F.F., Khilko V.A., Yurchik I.I. (2019b). Evolution of hydrogeochemical field of North and Arctic regions of the West Siberian sedimentary basin in the Mesozoic. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 165–180. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2019 /10/2314

Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Khilko V.A., Yurchik I.I., Sukhorukova A.F. (2020a). Hydrogeochemistry of pre-jurassic aquifers in West Siberia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 61(11), pp. 1561–1576. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG2019145

Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Vakulenko L.G., Sukhorukova A.F., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2021c). Isotope geochemical features of occurrence of low-radon waters "Inskie springs" (South-Western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(3), pp. 135–145. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/03/3109

Novikov D.A., Maksimova A.A., Pyryaev A.N., Yan P.A. (2020b). First isotope-hydrogeochemical data on the natural waters of the south-east slope of the Chekanovsky ridge (Arctic areas of the Siberian platform). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(11), pp. 157–167. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2897

Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Ilyin A.V., Chertovskikh E.O. (2021b). New data on the isotopic composition (δ^{13} C, δD , δ^{18} O, 87 Rb/ 86 Sr and 87 Sr/ 86 Sr) of the siberian platform brines. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(7), pp. 20–33. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3260

Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Ryzhkova S.V. (2021a). The first data on the isotopic composition of stratal waters of the developed oil fields in Novosibirsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic*

University. Geo Assets Engineering, 2(33), pp. 59–72. (In Russ.) https://doi. org/10.18799/24131830/2021/2/3043

Novikov D.A., Shvartsev S.L. (2009). Hydrogeological conditions of the Pre-Yenisei petroleum subprovince. *Russ. Geol. Geophys.*, 50(10), pp. 873–883. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.09.005

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. https://doi.org/10.1007/ s12517-015-1832-5

Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A. (2019a). Lateral zoning of groundwater chemistry and authigenic mineralogy in the oxfordian regional reservoir of the Nadym–Taz interfluve. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 60(6), pp. 843–859. (In Russ.) https://doi. org/10.15372/GiG2019041

Pohlman J.W., Ruppel C., Hutchinson D.R., Downer R., Coffin R.B. (2008). Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 25, pp. 942–951. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.01.016

Polyakov V.A., Dubinchuk V.T., Golubkova E.V., Lgotin V.A., Makushin Yu.V., Makarova K.M. (2008). Isotope studies of groundwater at the Tomsk test site. *Razvedka i ohrana nedr*, 29(11), pp. 47–52. (In Russ.)

Pyryaev A.N., Novikov D.A., Maksimova A.A. (2022). Stable isotopes as atool to check the boundaries of closed ecosystems, by the example of the Vitim river basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(5), pp. 148–157. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/241 31830/2022/5/3483

Reference Products for Environment and Trade. https://nucleus.iaea.org/ sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx

Roston B.J., Holmden C. (2000). Fingerprinting formation-waters using stable isotopes, Midale Area, Williston Basin, Canada. *Journal of Geochemical Exploration*, 69–70, pp. 219–223. https://doi.org/10.1016/S0375-6742(00)00024-8

Schlegel M.E., McIntosh J.C., Bates B.L., Kirk M.F., Martini A.M. (2011). Comparison of fluid geochemistry and microbiology of multiple organic-rich reservoirs in the Illinois Basin, USA: Evidence for controls on methanogenesis and microbial transport. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 75, pp. 1903–1919. https://doi.org/10.1016/j.gca.2011.01.016

Schlegel M.E., Zhou Z., McIntosh J.C., Ballentine C.J., Person M.A. (2011). Constraining the timing of microbial methane generation in an organic-rich shale using noble gases, Illinois Basin, USA. *Chemical Geology*, 287, pp. 27–40. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.04.019

Shvartsev S.L. (1991). Interaction of water with aluminosilicate rocks. Review. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 12, pp. 16–50. (In Russ.)

Shvartsev S.L. (1992). On the ratio of compositions of underground waters and rocks. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 8, pp. 16–50. (In Russ.)

Shvartsev S.L. (2008). Interaction in the water-rock system as a new basis for the development of hydrogeology. *Russ. J. of Pac. Geol.*, 2, pp. 465–475. https://doi.org/10.1134/S1819714008060018

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of the vertical hydrogeochemical zonality of oil and gas deposits (on the example of the Nadym-Taz interfluve, Western Siberia). *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp. 1008–1020. (In Russ.)

Stavitsky B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. (2004). Hydrochemical zoning of the Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian basin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 826–832. (In Russ.)

Strapoć D., Mastalerz M., Schimmelmann A., Drobniak A., Hedges S. (2008). Variability of geochemical properties in a microbially dominated coalbed gas system from the eastern margin of the Illinois Basin, USA. *International Journal of Coal Geology*, 76, pp. 98–110. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.02.002

Streletskaya I.D., Leibman M.O. (2002). Cryogeochemical relationship between massive ice, cryopegs and enclosing deposits of the central Yamal. *Criosfera Zemli*, 6(3), pp. 15–24. (In Russ.)

Stueber A.M., Walter L.M. (1991). Origin and chemical evolution of formation waters from Silurian-Devonian strata in the Illinois basin, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 55, pp. 309–325. https://doi. org/10.1016/0016-7037(91)90420-A

Stueber A.M., Walter L.M., Huston T.J., Pushkar P. (1993). Formation waters from Mississippian-Pennsylvanian reservoirs, Illinois basin, USA: Chemical and isotopic constraints on evolution and migration. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57, pp. 763–784. https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90167-U

Trubetskov D.I., Rozhnev A.G. (2001). Linear oscillations and waves. Moscow: Publ. House of Physical and Mathematical Literature, 416 p. (In Russ.)

Vetshtein V.E., Artemchuk V.G., Nazarov A.D. (1981). Peculiarities of Formation and Oil and Gas Prospecting Significance of the Isotope Composition of Formation Waters and Pore Solutions. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 35–43. (In Russ.)

Vyshemirsky V.S., Kontorovich A.E. (1997). The cyclic nature of oil accumulation in the history of the Earth. *Geologiya i geofizika* = *Russian Geology and Geophysics*, 38(5), pp. 907–918. (In Russ.)

Vyshemirsky V.S., Kontorovich A.E. (1998). The evolution of the formation of hydrocarbon gases in the history of the Earth. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 39(10), pp. 1392–1401. (In Russ.)

Wilson T.P., Long D.T. (1993). Geochemistry and isotope chemistry of Ca-Na-CI brines in Silurian strata, Michigan Basin, U.S.A. *Applied Geochemistry*, 8, pp. 507–524. https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90079-V

Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. (1995). Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO₂. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(1), pp. 107–114. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)91550-D

Zhu W., Wang T., Xie Z., Xie B., Liu K. (2015). Giant gas discovery in the Precambrian deeply buried reservoirs in the Sichuan Basin, China: Implications for gas exploration in old cratonic basins. *Precambrian Research*, 262, pp. 45–66. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2015.02.023

About the Authors

Dmitry A. Novikov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor, Novosibirsk State University

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation. e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Aleksandr N. Pyrayev – Cand. Sci. (Chemistry), Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Senior Lecturer, Novosibirsk State University

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Anastasia A. Maksimova – Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Assistant of the Department, Novosibirsk State University

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Fedor F. Dultsev – Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Anatoly V. Chernykh – Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 3 March 2023; Accepted 13 September 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.19

УДК 550.47(470.13:571.1:571.17:571.62)

Катагенетические тренды эволюции состава и структуры асфальтенов

gr∦

Л.С. Борисова*, И.Д. Тимошина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Для изучения изменения элементного состава асфальтенов при термическом созревании OB использован предложенный В.С. Веселовским параметр сО (сО = (O/8 – H)/(C/3)). Как и на диаграмме Ван-Кревелена, на диаграмме Веселовского в координатах С–сО прослеживается существенное различие в эволюции состава асфальтенов OB разного генезиса в процессе катагенеза. При этом в асфальтенах как аквагенного, так и террагенного типов OB отмечается увеличение параметра сО. С помощью метода ядерного магнитного резонанса высокого разрешения получена информация об изменении структуры исследованных асфальтенов разнотипного OB осадков и пород разных стадий литогенеза. Выявлена корреляционная зависимость между параметром состава сО и параметрами структуры асфальтенов при термокаталитических преобразованиях. Установлены три последовательные области термического созревания асфальтенов. При этом на всех стадиях катагенеза для асфальтенов террагенного OB характерны более высокие значения сО, бо́льшее содержание ароматического и меньшее – алифатического углерода. Для высокопреобразованного аквагенного OB отмечено резкое увеличение степени конденсированности ароматических структур асфальтенов, что на градациях MK₃^{1–2} делает их схожими по строению с асфальтенама террагенного типа OB.

Ключевые слова: рассеянное органическое вещество, асфальтены, элементный состав, ЯМР-спектроскопия, структура, катагенез, эволюция

Для цитирования: Борисова Л.С., Тимошина И.Д. (2023). Катагенетические тренды эволюции состава и структуры асфальтенов. *Георесурсы*, 25(4), с. 233–239. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.19

Введение

Катагенетическое преобразование асфальтенов битумоидов современных осадков и органического вещества (OB) ископаемых пород изучено на образцах из различных осадочных бассейнов России (Тимано-Печорский, Мезенский, Западно-Сибирский, Кузнецкий, Алдано-Майский, Среднеамурский). Геохимические особенности (пиролиз, изотопия, битуминология, состав углеводородов) формирования ОВ этих отложений были изучены ранее многими исследователями (Соболев, 1987; Борисова, Конторович, 1991; Конторович, 2004; Богородская и др., 2005; Баженова и др., 2008, 2014; Грицко и др., 2011; Дахнова и др., 2014; Соболев и др., 2017; Бушнев и др., 2019; Тимошина, Фомин, 2020; Тимошина, Болдушевская, 2020 и др.).

В работе (Борисова, Тимошина, 2021а) показана корреляция состава и структуры асфальтенов аквагенной и террагенной генетических форм ОВ в процессе катагенеза ОВ на образцах битумоидов современных осадков и ископаемых пород, изучен механизм и направленность преобразования состава асфальтенов с использованием традиционной диаграммы Ван-Кревелена (Ван-Кревелен, Шуер, 1960). На примере элементного состава H/C_{ат} и параметров структуры по данным ЯМР также показан направленный процесс карбонизации асфальтенов, сопровождающийся уменьшением содержания водорода, ростом доли ароматических и в их числе конденсированных структур и уменьшением роли алифатических заместителей. Выявлена линейная зависимость между параметрами состава и структуры при термокаталитических преобразованиях и выделены три последовательные области термического созревания асфальтенов (Борисова, Тимошина, 2021б).

Позднее при изучении высокопреобразованного аквагенного и террагенного OB (Borisova, Timoshina, 2022) получены нестандартные результаты для асфальтенов генетически различных битумоидов. Так, при изучении асфальтенов из битумоидов угленосной Тюменской сверхглубокой скважины (СГ-6) установлено, что в начале апокатагенеза (начиная с глубины 5600 м) классическая картина карбонизации асфальтенов сменяется увеличением содержаний водорода и кислорода (атомного соотношения Н/С_{ат}), уменьшением степени ароматичности и, соответственно, ростом доли фрагментов алифатического строения (Borisova, 2019). Исследуя асфальтены углей Донбасса, Н.П. Силина с соавторами (Силина и др., 1992) показала, что на стадиях АК, и выше наблюдается аномальная картина изменения всех параметров асфальтенов: резко падает содержание углерода и растет концентрация водорода. С другой стороны, при изучении асфальтенов высокозрелого аквагенного ОВ (рифей Алдано-Майской впадины, девон Тимано-Печорского бассейна) установлено, что при относительно невысокой степени ароматичности часть образцов характеризуется высокой степенью конденсированности ароматических структур, сравнимой со степенью конденсации асфальтенов ОВ террагенного типа стадии МК₃ (Borisova,

^{*}Ответственный автор: Любовь Сергеевна Борисова

e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Целью настоящей работы является установление корреляции между параметрами элементного состава и структуры асфальтенов по данным ЯМР, причем в отличие от традиционного применяемого в геохимической практике параметра H/C_{ar} использован предложенный В.С. Веселовским (1951) параметр сО, включающий кислород: сО = (O/8 - H)/(C/3).

Материалы и методы

Объектами настоящего исследования являются асфальтены современных осадков, рассеянного ОВ разных этапов катагенеза, углей и горючих сланцев из различных осадочных бассейнов России (рис. 1): асфальтены современных осадков (торфы и сапропели Кулундинской солеродной зоны, 12 проб); асфальтены бурых углей и горючих сланцев Кузбасса (D₂) и Среднеамурского (палеоген – неоген) бассейна (8 проб); асфальтены битумоидов зрелого ОВ аквагенного и террагенного типа из юрских отложений Западной Сибири (17 проб); асфальтены высокозрелого аквагенного ОВ рифейских отложений Алдано-Майской впадины (р. Мая) Сибирской платформы (4 пробы) и 2 пробы ОВ палеозойских отложений (D₂ и P₂) Мезенской синеклизы Восточно-Европейской платформы. Кроме того, изучены асфальтены из ОВ девонских отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Условия формирования ОВ изученных образцов описаны в работах (Конторович, Борисова, 1994; Борисова, 2016, 2017; Borisova, Fomin, 2020; Борисова, Тимошина, 2021б; Borisova, Timoshina, 2022).

По стандартной методике (Борисова и др., 2019) из пород хлороформом сначала экстрагировали битумоид, из которого затем с помощью петролейного эфира (с температурой кипения 40–70 °С) в соотношении 1:40 высаживали асфальтены.

Элементный состав (С, H, S, N) асфальтенов определяли на элементном анализаторе EA 1110 (СЕ Instruments, Италия). Регистрацию спектров ядерного магнитного резонанса (ЯМР) проводили на спектрометре Avance III 500 (Вruker Corporation, США). Интерпретация ЯМР-спектров и расчет распределения углерода по структурным группам проводили аналогично работе (Borisova, Timoshina, 2022). Определили общее содержание ароматического углерода (C_{ar}) и количество ароматического углерода в узлах конденсации ($C_{ar(cond)}$), общее содержание алифатического углерода и метиленовые и метиленовые и метиленовые и метиленовые (C(CH,+CH)^{βγ}).

Результаты и их обсуждение

Использование предложенной еще в 1951 г. В.С. Веселовским (Веселовский, 1951) модели образования важнейших групп горючих ископаемых в координатах С – сО позволило нам проследить трансформацию состава асфальтенов на различных этапах их эволюции (Борисова, Тимошина, 2021а, 2021б). В настоящей работе картина направленного процесса преобразования дополнена образцами асфальтенов ОВ аквагенной природы, находящегося на высокой стадии зрелости: данными для девонских отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и рифейских отложений Алдано-Майской впадины на юго-востоке Сибирской платформы (р. Мая).

Как было показано нами ранее, по значениям элементного состава террагенные и аквагенные разности керогенов на схеме В.С. Веселовского (рис. 2) занимают область, названную им «Керогены» (Borisova, 2019; Борисова, Тимошина, 2021а). На этапах среднего



Рис. 1. Карта-схема расположения изученных образцов в различных осадочных бассейнах на территории России: Мезенский (A): $1 - OB(D_3)$ скв. Сторожевская-1, $2 - OB(P_2)$ скв. Кельтменская-121; Тимано-Печорский (Б): $3 - OB(D_3)$ скв. Пыжъельская-11; Западно-Сибирский (В): 4 - торфы (Q), 5 - сапропели (Q), 6 - террагенное (J₂) и 7 - аквагенное OB (J₃) из разных скважин; Кузнецкий (Г): 8 - бурые угли (D₂) Барзасского месторождения, 9 - горючие сланцы (D₂) Дмитриевского месторождения; Алдано-Майский (Д): $10 - OB(R_{2-3})$ обнажений р. Мая; Среднеамурский (Е): 11 - бурые угли и углеродистые глины ($P_3 - N_1$) Ушумунского месторождения



Рис. 2. Генетические ряды молекулярной ассоциации в координатах С–сО по (Веселовский, 1951) с изменениями в асфальтенах: Западно-Сибирский бассейн: 1 – торфы, 2 – сапропели, 3 – террагенное и 4 – аквагенное юрское органическое вещество; 5 – морские осадки по данным (Чернова, Шишенина, 1979); Среднеамурский бассейн: 6 – глины (P_3 – N_1) и 7 – бурые угли Ушумунского месторождения; Кузнецкий бассейн: 8 – бурые угли (D_2) Барзасского месторождения, 10 – горочие (D_2) Дмитриевского месторождения; Тимано-Печорский бассейн: 10 – верхнедевонское ОВ скв. Пыжьельская-11; Мезенский бассейн: 11 – верхнедевонское ОВ скв. Сторожевская-1, 12 – пермское ОВ скв. Кельтменской-121 (а – битумоид открытых пор, 6 – битумоид закрытых пор, 6 – суммарный битумоид); 13 – рифейское ОВ Алдано-Майского бассейна сО = (O/8 – H)/(C/3)

мезокатагенеза (МК₁²-МК₃¹) асфальтены ОВ различной генетической природы четко разделяются на две области аналогично сингенетичным керогенам (Борисова, 2004; Борисова, 2016). Асфальтены современных осадков морей и океанов на диаграмме С-сО занимают область незрелого OB, предшествующую «керогеновой» области (Borisova, 2019) в соответствии с их элементным составом, характерным для протоасфальтенов и протокерогенов. В этой же области значений С-сО располагаются также и асфальтены незрелого по данным пиролиза террагенного ОВ образцов из палеогена и неогена Ушумунского месторождения Среднеамурского бассейна (Borisova, 2019; Борисова, Тимошина, 2021а). Асфальтены малопреобразованного ОВ девонских бурых углей (градация ПК-МК,1) Барзасского месторождения на диаграмме С-сО располагаются в области значений, характерных для начального этапа катагенетической эволюции террагенных разностей (Борисова, Тимошина, 2021а). Асфальтены малопреобразованного ОВ девонских горючих сланцев (градация МК, 1) Дмитриевского месторождения располагаются в начальной точке катагенетической эволюции асфальтенов аквагенного ОВ (Борисова, Тимошина, 2021а). По направлению роста углерода при одновременном снижении концентрации водорода и кислорода (и сО) как раз и располагаются образцы изученных ранее асфальтенов юрского аквагенного и террагенного ОВ стадий катагенеза MK₁²–MK₂ (Borisova, 2019).

В настоящей работе на диаграмме С-сО (рис. 2) представлен элементный состав асфальтенов высокозрелого аквагенного OB (градации катагенеза MK₂-MK₂¹). Как и на диаграмме Ван-Кревелена, эти образцы расположились в области асфальтенов террагенного типа OB (Borisova, Timoshina, 2022), причем асфальтены глубокопогруженного образца из скв. Пыжъёльская-11 (4700-4705 м) располагаются в области значений для зрелых асфальтенов и керогенов типа III (террагенный), а образец с небольшой глубины (скв. Сторожевская-1, глубина 1000–1005 м) – в области керогена ранних стадий преобразованности террагенного ОВ. Для битумоидов открытых пор (а) пермского ОВ скв. Кельтменской-121 (глубина 87-89 м) Мезенского бассейна характерны асфальтены аквагенного ОВ (область керогенов типа II), а для битумоида закрытых пор (δ) – асфальтены террагенного типа (область керогенов типа III). Следовательно, асфальтены в суммарном битумоиде (в) представлены смесью из разных источников, причем аквагенный компонент является аллохтонным и его значительно больше.

Асфальтены аквагенного ОВ Алдано-Майской впадины расположены на диаграмме С-сО в области террагенных керогенов (рис. 2), вероятно, их ОВ находится на высокой стадии преобразованности, поэтому по составу схоже с террагенным.

Еще в 90-е годы XX в. Е.М. Файзуллина с соавторами (Файзуллина и др., 1992) на модельных экспериментах OB сапропелевого типа высоких стадий катагенеза показала, что после проявления главной фазы нефтегазообразования химическая структура сапропелевого керогена приобретает вид, близкий к гумусовому, к концу MK₃ остаточное сапропелевое OB достигает максимальной стабильности и слагается из конденсированных ароматических и гетероциклических соединений.

Использование данных элементного анализа (содержания C, H, N, S и O) позволило исследователям (Ван-Кревелен, Шуер, 1960; Веселовский, 1951) проследить тип и эволюцию различного по генезису OB и построить свои модели его трансформации на основе вариаций элементов состава $H/C_{ar} - O/C_{ar}$ и C – cO. Обе диаграммы весьма наглядно отражают процесс катагенеза. Как отмечалось выше, корреляция между параметром состава H/C_{ar} и параметрами структуры (распределением C между ароматическими и алифатическими составляющими) с ростом катагенеза имеет линейный вид (Borisova, Timoshina, 2022).

Авторы решили выяснить, будет ли тоже линейной зависимость при использовании параметра сО вместо H/C_{ar} . Сначала проверили, как параметры H/C_{ar} и сО коррелируют друг с другом (рис. 3). Полученная линейная зависимость показала, что оба параметра предсказуемо изменяются в катагенезе.

Далее построили корреляционную зависимость между элементным составом, представленным параметром сО, и структурными характеристиками асфальтенов (распределением углерода по различным типам связи) аналогично ранее описанной нами в (Borisova, Timoshina, 2022). На рис. 4 и 5 показана взаимосвязь параметров состава сО и структуры асфальтенов (C_{al} , C_{ar} , $C(CH_2+CH)^{\beta\gamma}$, $C_{ar(cond)}$), демонстрирующая направленное их изменение с ростом катагенеза для OB разного генетического типа.



Рис. 3. Корреляция между параметрами сО = (O/8 – H)/(C/3) (Веселовский, 1951) и H/C_{ат} (Ван-Кревелен, Шуер, 1960), условные обозначения см. на рис. 2

Изученные образцы асфальтенов сапропелей озер и торфов характеризуются самым низким содержанием углерода в ароматических ($C_{ar} - 3-23\%$), но самым высоким из изученной выборки содержанием углерода в алифатических структурах ($C_{al} - 50-74\%$). Эти образцы на рис. 4 и 5 занимают область А, располагающуюся в интервале самых низких значений сО: -0,5...-0,3 (в среднем сО = -0,4). При этом наибольший вклад в суммарное содержание углерода алифатических структур дает углерод алкановых цепей (рис. 4, область А). Содержание углерода в конденсированных ароматических структурах составляет не более 12% (рис. 5).

Асфальтены бурых углей и глин палеогена и неогена Среднеамурского бассейна, характеризующиеся по результатам пиролиза как незрелое OB, по параметрам элементного и структурно-группового составов располагаются на границе областей А и Б рис. 4 и 5.

По результатам изучения содержания углерода в ароматических и алифатических структурах методом ЯМР асфальтены девонских бурых углей (террагенное OB, протокатагенез) Барзасского месторождения и горючих сланцев (аквагенное OB, протокатагенез и ранний мезокатагенез) Дмитриевского месторождения Кузбасса сконцентрировались в области Б для OB раннего катагенеза (рис. 4, 5). В целом на стадии протокатагенеза асфальтены по сравнению с осадками характеризуются бо́льшим содержанием ароматических компонентов (в среднем содержание C_{аг} равно 30%, для осадков – 15%; C_{аr(cond)} – 15%, для осадков – 5%) и более высокими значениями сО (в среднем сО = -0,3, для осадков сО = -0,4).

С ростом катагенетической преобразованности в мезокатагенезе в асфальтенах разной генетической природы (рис. 4, область В) увеличивается концентрация углерода в ароматических структурах (в среднем 50%), возрастает процентное содержание атомов углерода в конденсированных ароматических структурах (в среднем 28%) (рис. 5, область В) и уменьшается вклад в структуру асфальтенов углерода алифатических групп (в среднем 30%), в том числе алкановых цепей (в среднем 20%), при этом параметр сО увеличивается до -0,2 в среднем. Значения параметра сО для асфальтенов аквагенного ОВ находятся в интервале от -0,33 до -0,22, а террагенного – больше -0,22.

Как и на диаграмме Веселовского (рис. 2), асфальтены девонского ОВ Мезенского и Тимано-Печорского бассейнов располагаются в области террагенного ОВ (рис. 4 и 5). Для их структур характерно высокое содержание C_а



Рис. 4. Тренд термической преобразованности параметров элементного состава и структуры асфальтенов в координатах с $O - C_{al}$ и с $O - C(CH_2 + CH)^{\beta\gamma}$ для аквагенного и террагенного типов OB в осадках и породах. Обозначения: A – незрелое OB, E = слабозрелое OB, B – зрелое OB, остальные условные обозначения см. на рис. 2



Рис. 5. Тренд термической преобразованности параметров элементного состава и структуры асфальтенов в координатах с $O - C_{ar}$ и с $O - C_{ar(cond)}$ для аквагенного и террагенного типов OB в осадках и породах. Условные обозначения см. на рис. 2, 4

(40-60%) (рис. 5) и относительно невысокое – С_а (22–42%) (рис. 4, область В). Причем образец с наименее зрелым ОВ из скважины Сторожевская-1 (глубина 1000-1005 м) имеет асфальтены с самым низким содержанием С. (40%). Асфальтены из битумоида ОВ скважины Пыжъёльская-11 (глубина 4700-4705 м) с большой глубины характеризуются самым высоким содержанием Сат (60%) (рис. 5, область В). Судя по аномально высокому из всей выборки значению С_{аr(cond)}, равному 39%, у пыжъёльских асфальтенов степень зрелости девонского ОВ Тимано-Печорского бассейна, вероятно, выше градации МК,. Параметр сО также показывает более высокую преобразованность пыжъёльского битумоида (-0,17 и -0,23 соответственно). Асфальтены из битумоидов открытых и закрытых пор пермского ОВ скважины Кельтменская-121 (глубина 87-89 м) Мезенского бассейна по данным ЯМР, как и по элементному составу, отличаются друг от друга. Асфальтены открытых пор соответствуют аквагенному типу ОВ и характеризуются более высоким содержанием алифатического углерода (37%) и более низким содержанием ароматического (37%) (рис. 4, 5, область В) по сравнению с асфальтенами террагенного ОВ из битумоидов закрытых пор (30% и 50% соответственно). Отличаются асфальтены открытых и закрытых пор и по параметру сО (-0,26 и -0,21 соответственно).

По данным структурно-группового состава изученные асфальтены аквагенного ОВ высокой стадии преобразованности выделяются в особую группу (рис. 4, 5, область В). Асфальтены из битумоидов рифейских отложений юго-востока Сибирской платформы (р. Мая) в целом характеризуются параметрами, занимающими промежуточные значения между асфальтенами аквагенного и террагенного типов зрелого ОВ Западной Сибири стадии MK_2 ($C_{ar} - 45-55\%$), но по содержанию углерода в конденсированных ароматических структурах ($C_{ar(cond)} - 25-35\%$) и по параметру сО (-0,2) соответствуют террагенному OB (рис. 5, область В).

Заключение

Таким образом, выявленные корреляционные связи между параметрами состава (сО) и структуры (C_{al} , C_{ar} , $C(CH_2+CH)^{\beta\gamma}$, $C_{ar(cond)}$) асфальтенов ОВ различной генетической природы показали направленный процесс изменения их строения через выделенные последовательные области термического созревания: незрелого, слабозрелого и зрелого ОВ. Как и в случае традиционно используемого в геохимии параметра H/C_{ar} , установленная зависимость изменения состава и структуры от параметра сО также носит линейный характер.

На всех рассмотренных стадиях преобразованности асфальтены террагенного ОВ имеют более высокие значения сО, содержат больше ароматического и меньше алифатического углерода.

Вместе с тем для высокопреобразованного (на стадиях выше MK₃) аквагенного OB, вероятно, происходит резкое увеличение степени конденсированности структур асфальтенов (о чем свидетельствует высокое содержание конденсированных ароматических фрагментов), что на высоких стадиях катагенеза приближает их по строению к асфальтенам террагенного типа OB.

Благодарности

Авторы выражают признательность рецензентам за внимательную проработку статьи, полезные замечания и рекомендации, позволившие значительно улучшить рукопись.

Литература

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.В., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселева С.М., Киселева Ю.А., Горюнова Е.А., Борисова Л.Б. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 128 с.

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. (2008). Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Филиал «Гео», 255 с.

Борисова Л.С. (2004). Гетероциклические компоненты рассеянного органического вещества и нефтей Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 884–894.

Борисова Л.С. (2016). Асфальтены – наследники генетического кода керогена. *Геология нефти и газа*, (6), с. 75–78.

Борисова Л.С. (2017). Геохимия, состав и структура протоасфальтенов в органическом веществе современных озерных осадков. *Геология и геофизика*, 58(3–4), с. 366–371. https://doi.org/10.15372/GiG20170302

Борисова Л.С., Конторович А.Э. (1991). Методические рекомендации по схеме изучения асфальтенов для целей диагностики нефтепроизводящих пород и количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 28 с.

Борисова Л.С., Тимошина И.Д. (20216). Трансформация состава и структуры асфальтенов в катагенезе. *Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. материалов Всерос. науч. конф.* М.: МГУ, с. 510–512. Борисова Л.С., Фурсенко Е.А., Костырева Е.А., Тимошина И.Д. (2019). Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нафтидов (методическое руководство). Новосибирск: РИЦ НГУ, 84 с.

Борисова Л.С., Тимошина И.Д. (2021а). Геохимия асфальтенов слабозрелого органического вещества. *Геохимия*, 66(3), с. 251–261. https:// doi.org/10.31857/S0016752521030031

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Мокеев М.В. (2019). Результаты ¹³С ЯМР и ИК-спектроскопии керогена верхнедевонских доманикитов Тимано-Печорского бассейна. *Геохимия*, 64(11), с. 1146–1157. https://doi. org/10.31857/S0016-752564111146-1157

Ван-Кревелен Д.В., Шуер Ж. (1960). Наука об угле. М.: Госгортехиздат, 303 с.

Веселовский В.С. (1951). Испытание горючих ископаемых. М.: Гос. изд-во геол. лит., 332 с.

Грицко Г.И., Каширцев В.А., Кузнецов Б.Н., Кочетков В.Н., Москвин В.И., Пармон В.Н., Старцев А.Н., Федорин В.А. (2011). Сапропелиты Барзасского месторождения Кузбасса. Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 126 с.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. (2014). Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 953–961. https://doi.org/10.1016/j. rgg.2014.05.018

Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нафтидогенеза. Новосибирск: СО РАН, 548 с.

Конторович А.Э., Борисова Л.С. (1994). Состав асфальтенов как индикатор типа рассеянного органического вещества. *Геохимия*, (11), с. 1660–1667.

Силина Н.П., Каплан З.Г., Кунаева Н.Т., Клиндухов В.П. (1992). Экспериментальная модель преобразования асфальтенов в зоне катагенеза (на примере клареновых углей Донбасса). Моделирование нефтегазообразования: Сб. науч. тр. М.: Наука, с. 63–69.

Соболев П.Н. (1987). Геохимия доманикитной малгинской свиты Юдомо-Майской впадины. *Геология угленосных сланцев Сибири: Сб. науч. тр.* Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 69–76.

Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В., Ахмедова А.Р. (2017). Новые данные о перспективах нефтегазоносности Алдано-Майской впадины. *Геология и геофизика*, 58(3–4), с. 643–656. https://doi.org/10.15372/ GiG20170325

Тимошина И.Д., Болдушевская Л.Н. (2020). Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы. *Георесурсы*, 22(4), с. 41–54. https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54

Тимошина И.Д., Фомин А.Н. (2020). Органическая геохимия кайнозойских пород Ушумунского буроугольного месторождения Среднеамурского осадочного бассейна. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(5), с. 147–157. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2646

Чернова Т.Г., Шишенина Е.П. (1979). Геохимические особенности смолисто-асфальтеновых веществ современных осадков. *Геохимия*, (10), с. 1526–1533.

Файзуллина Е.М., Жукова А.В., Соловьева И.Л. (1992). Эмпирическая модель преобразования химической структуры сапропелевого рассеянного органического вещества в зоне катагенеза и апокатагенеза. *Моделирование нефтегазообразования: Сб. науч. тр.* М.: Наука, с. 56–63.

Borisova L.S. (2019). The Origin of Asphaltenes and Main Trends in Evolution of Their Composition During Lithogenesis. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1118–1123. https://doi.org/10.1134/S0965544119100037

Borisova L.S., Fomin A.N. (2020). Transformation of Resin–Asphaltene Components of Dispersed Organic Matter in the Meso- and Apocatagenesis Zone. *Petroleum Chemistry*, 60(6), pp. 648–658. https://doi.org/10.1134/ S0965544120060031

Borisova L.S., Timoshina I.D. (2022). Regular Trends in Variation of the Asphaltene Composition and Structure in Dia- and Catagenesis. *Petroleum Chemistry*, 62(2), pp. 229–239. https://doi.org/10.1134/S0965544122060111

Сведения об авторах

Любовь Сергеевна Борисова – доктор геол.-минерал. наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3. e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru Ирина Дмитриевна Тимошина – кандидат геол.-мине-

рал. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтега-

зовой геологии и геофизики им А.А. Трофимука СО РАН Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга,

gr M

Статья поступила в редакцию 17.03.2023; Принята к публикации 11.09.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Catagenetic trends in composition and structure parameters of asphaltenes

L.S. Borisova^{*}, I.D. Timoshina

д. 3

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation *Corresponding author: Lyubov S. Borisova, e-mail:BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

Abstract. Catagenetic transformations of asphaltenes of organic matter (OM) from recent sediments and fossil rocks were studied on rocks sampled from different sedimentary basins (Timan-Pechora, Mezen, West Siberian, Kuznetsk, Aldan-Maya and Middle Amur) of Russia. Changes in the elemental composition of asphaltenes were analyzed with the Veselovsky's model of the formation of major groups of fossil fuels using cO parameter (cO = (O/8 - N)/(C/3)) as compared with the total carbon based on elemental analysis. Just as the Van-Krevelen diagram, the plot built in C-cO coordinates for OM of various genetic forms demonstrates a significant difference in the asphaltenes composition evolution during catagenesis. At the same time, the cO parameter has notably increased in asphaltenes of both types of OM. Structural transformations of asphaltenes during catagenesis were identified in the course of high-resolution NMR (nuclear magnetic resonance) spectroscopy. The research results comprise data on carbon distributions in the aromatic and aliphatic groups in the investigated asphaltenes of different type OM of sediments and rocks at different stages of lithogenesis. A correlation between the asphaltene composition and structural parameters depending on thermocatalytic transformations is revealed. The asphaltenes of terrestrial organic matter are distinguished by higher cO values and different carbon yields of aromatics (higher) and aliphatics (lower) throughout the catagenesis phase. The highly transformed marine OM is marked by surge condensation of aromatic rings in asphaltenes, which makes them similar to asphaltenes of the terrestrial type OM.

Keywords: organic matter, asphaltenes, elemental composition, NMR-spectroscopy, structure, catagenesis, evolution

Recommended citation: Borisova L.S., Timoshina I.D. (2023). Catagenetic Trends in Composition and Structure Parameters of Asphaltenes. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 233–239. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.19

References

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. et al. (2014). Oil and gas source formations, oil and gases of the Precambrian and lower-middle Cambrian of the Siberian platform. Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. (2008). Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin. St. Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Methods of study, geochemical interpretation. Novosibirsk: Branch "Geo", 255 p. (In Russ.) Borisova L. S., Fomin A. N. (2020). Catagenetic Transformation of the Composition and Structure of Insoluble Organic Matter in Deep Jurassic Sediments in the North of the West Siberian Basin. *Petroleum Chemistry*, 60(6), pp. 648–658. https://doi.org/10.1134/S0965544120060031

Borisova L.S. (2004). Heterocyclic components of dispersed organic matter and oils of Western Siberia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 884–894. (In Russ.)

Borisova L.S. (2016). Asphaltenes are heirs of the genetic code of kerogen. *Geologiya nefti i gaza* = *Geology of oil and gas*, 6, pp. 75–78. (In Russ.)

Borisova L.S. (2017). Geochemistry, composition and structure of protoasphaltenes in the organic matter of recent lake sediments. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 58(3–4), pp. 366–371. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG20170302

Borisova L.S. (2019). The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition in during lithogenesis. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1118–1123. https://doi.org/10.1134/S0965544119100037

Borisova L.S., Fursenko E.A., Kostyreva E.A., Timoshina I.D. (2019). A complex of chemical and physical methods for obtaining and studying the components of organic matter of rocks and naphthides. Novosibirsk: RIC NSU, 84 p. (In Russ.)

Borisova L.S., Kontorovich A.E. (1991). Guidelines for the study of asphaltenes for the purposes of diagnosing oil-producing rocks and quantifying the prospects for oil and gas potential. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 28 p. (In Russ.)

Borisova L.S., Timoshina I.D. (2021a). Geochemistry of asphaltenes of weakly mature organic matter. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, 66(3), pp. 251–261. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0016752521030031

Borisova L.S., Timoshina I.D. (2021b). Transformation of the composition and structure of asphaltenes during catagenesis. *New ideas in the geology of oil and gas: Proc. International scientific-practical. conference.* Moscow: Moscow State University, pp. 510–512. (In Russ.)

Borisova L.S., Timoshina I.D. (2022). Regular Trends in Variation of the Asphaltene Composition and Structure in Dia- and Catagenesis. *Petroleum Chemistry*, 62(2), pp. 229–239. https://doi.org/10.1134/S0965544122060111

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Mokeev M.V. (2019). Results of ¹³C NMR and IR spectroscopy of kerogen from the Upper Devonian domanikites of the Timan-Pechora basin. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, 64(11), pp. 1146–1157. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0016-752564111146-1157

Chernova T.G., Shishenina E.P. (1979). Geochemical features of resinousasphaltenic substances of recent sediments. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, (10), pp. 1526–1533. (In Russ.)

Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V. (2014). Generation characteristics of organic matter and the distribution of biomarkers in the bitumoids of the Riphean, Vendian, and Cambrian source rocks of the Siberian Platform. Russian Geology and Geophysics, 55(5–6), pp. 755–762. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.018

Fayzullina E.M., Zhukova A.V., Solov'eva I.L. (1992). An empirical model for the transformation of the chemical structure of sapropel dispersed organic matter in the zone of catagenesis and apocatagenesis. *Modeling of oil and gas formation. Coll. papers*, Moscow: Nauka, pp. 56–63. (In Russ.)

Gritsko G.I., Kashirtsev V.A., Kuznetsov B.N., Kochetkov V.N., Moskvin V.I., Parmon V.N., Startsev A.N., Fedorin V.A. (2011). Sapropelites of the Barzas deposit of Kuzbass. Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: INGG SO RAN, 126 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naftidogenesis. Novosibirsk: SB RAS, 548 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Borisova L.S. (1994). The composition of asphaltenes as an indicator of the type of dispersed organic matter. *Geokhimiya* = *Geochemistry*, (11), pp. 1660–1667. (In Russ.)

Silina N.P., Kaplan Z.G., Kunaeva N.T., Klindukhov V.P. (1992). Experimental model of asphaltene transformation in the catagenesis zone (on the example of clarene coals of Donbass). *Modeling of oil and gas formation. Coll. papers*, Moscow: Nauka, pp. 63–69. (In Russ.)

Sobolev P.N. (1987). Geochemistry of the Domanik Malgin Formation of the Yudomo-Maya Depression. *Geology of coal shales of Siberia: Coll. papers*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 69–76. (In Russ.)

Sobolev P.N., Shiganova O.V., Dykhan S.V., Akhmedova A.R. (2017). New data on the petroleum potential of the Aldan–Maya depression. *Russ. Geol. Geophys.*, 58(3–4), pp. 529–540. https://doi.org/10.1016/j. rgg.2017.03.002

Timoshina I.D., Boldushevskaya L.N. (2020). Geochemistry of organic matter of the Neoproterozoic in the southeast of the Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 41–54. https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54

Timoshina I.D., Fomin A.N. (2020). Organic geochemistry of Cenozoic rocks in the Ushumunskoe brown coal field of the Middle Amur sedimentary basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), pp. 147–157. (In Russ.)

Van-Krevelen D.V., Shuer Zh. (1960). Coal Science. Moscow: Gosgortekhizdat, 303 p. (In Russ.)

Veselovskiy V.S. (1951). Testing fossil fuels. Moscow: State Publishing House of Geological Literature, 332 p. (In Russ.)

About the Authors

Lyubov S. Borisova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Leading Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation. e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

Irina D. Timoshina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 17 March 2023; Accepted 11 September 2023; Published 30 December 2023



DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17

УДК 622.276

Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа

gr≁∖

А.А. Поляков¹, А.В. Ступакова², Н.А. Малышев¹, Р.С. Сауткин^{2*}, В.Е. Вержбицкий¹, Д.К. Комиссаров¹, С.В. Осипов¹

¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия ²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Комплексирование – это создание комплекса методов для повышения достоверности решения задачи (группы задач). Поскольку в нефтегазовой отрасли существует большое количество методов, зачастую направленных на решение схожих задач, необходимо сократить количество применяемых методов, но использовать их результаты для достоверного определения изучаемых параметров и критериев нефтегазоносности. Таким образом, под комплексированием методов в геологоразведочных работах для поиска месторождений нефти и газа понимается создание четкой последовательной структуры решения задач геологоразведочных работ (ГРР) и алгоритмов действий рационального сочетания методов, позволяющих надежно спрогнозировать нефтегазоносность разномасштабных объектов исследования. Система может быть использована не только для выбора рационального комплекса на современных этапах ГРР, но и для поиска пропущенных залежей на уже разрабатываемых месторождениях и сопредельных территориях, в том числе и для автоматизированного применения в производственных целях.

Ключевые слова: методы поиска месторождений нефти и газа, комплексирование, геологоразведочные работы

Для цитирования: Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В. (2023). Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 240–251. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17

Введение

Комплексирование методов поиска и разведки месторождений нефти и газа заключается в рациональном сочетании методов для повышения надежности прогноза нефтегазоносности разномасштабных объектов исследования. По сути, при реализации геологоразведочных работ (ГРР) комплексируются результаты методов, т.е. обобщаются и анализируются данные, полученные в ходе использования различных методов. Совокупность данных качественно и/или количественно подтверждает либо изменяет прогнозируемую модель поискового объекта, месторождения или залежи углеводородов (УВ). Необходимость комплексного анализа всех данных обусловлена неоднозначностью трактовки результатов, полученных с помощью одного метода, без учета данных, установленных другими методами. Одни и те же геологические объекты по-разному характеризуются геофизическими, геологическими, геохимическими и другими видами исследований. Поэтому требуется глубокий анализ всех показателей возможной нефтегазоносности региона, полученных разными способами, для того, чтобы прямо или косвенно подтвердить наличие и функционирование углеводородной системы в осадочном бассейне (ОБ).

Комплексирование данных происходит последовательно, как правило, от общего к частному, т.е. от анализа регионального положения поискового объекта до изучения его детального строения на локальном участке. Часто приходится идти и от обратного, а именно, имея отдельные характеристики локального объекта, встраивать историю его формирования в региональную картину геологической эволюции ОБ. Увязка детального строения объекта с региональными особенностями нефтегазоносности осадочного бассейна или зоны нефтегазонакопления является необходимым условием построения прогнозных моделей залежи УВ и позволяет избежать ошибочной интерпретации данных, полученных на локальном объекте.

На каждом этапе ГРР необходимо комплексировать информацию таким образом, чтобы последовательно подтверждать наличие элементов углеводородной системы и их работу. Элементы углеводородной системы, т.е. нефтегазоматеринская толща, коллектор, флюидоупор и ловушка, являются базовыми показателями/критериями нефтегазоносности. Элементы углеводородной системы ответственны за процессы генерации и миграции УВ и их аккумуляции в залежи, а также за вторичные постаккумуляционные процессы (Ступакова и др., 2023). При отсутствии в регионе хотя бы одного из базовых критериев нефтегазоносности формирование залежей УВ не происходит.

Все исследователи, занимающиеся поиском месторождений нефти и газа, в качестве основы ГРР использовали комплексирование данных, полученных разными



^{*} Ответственный автор: Роман Сергеевич Сауткин

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

методами, доступными для каждого исторического этапа изучения нефтегазоносности осадочного бассейна. Теоретическими и практическими основами комплексирования методов поиска и разведки месторождений нефти и газа занимались и занимаются многие ученые, а также институты Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Российской академии наук, ведущие университеты и компании энергетического сектора страны. Одними из первых вопросами поиска нефти и газа стали заниматься В.И. Вернадский, И.М. Губкин, А.Д. Архангельский. Позднее их исследования продолжили Ю.А. Косыгин, И.О. Брод, Н.А. Еременко, А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич, А.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, А.Э. Контрович, А.Н. Дмитриевский, Б.А. Соколов, Ю.К. Бурлин, О.К. Баженова и многие другие ученые, чья профессиональная деятельность связана с геологией нефти и газа.

В настоящей работе мы постарались показать, как в условиях развития современных технологий, изменения методов и последовательности решения задач на разных этапах ГРР исследователи подходят к подбору методов и комплексированию их результатов; какие методы являются приоритетными, а какие только косвенно подтверждают наличие скоплений нефти и газа, но являются необходимыми для достоверной оценки нефтегазоносности. Мы также попытались ранжировать методы, изучающие геологическое строение региона, и методы, изучающие непосредственно элементы углеводородной системы, показать их взаимосвязь и необходимость комплексировать их друг с другом.

1. Ранжирование методов геологоразведочных работ

Выбор комплекса методов для решения задач ГРР возможен только при системном подходе к ранжированию

методов. В настоящее время существует большое разнообразие методов ГРР на нефть и газ, общее число которых в авторском каталоге составляет более 500. Все методы прямо или косвенно позволяют решать задачи поиска и разведки месторождений УВ. Для рационального выбора методов необходимо проанализировать каждый из них с целью определения его информативности, достоверности и существующих ограничений в конкретных геологических условиях. Для этого методы ранжируются по направлениям и решаемым задачам ГРР. В каталоге методов, составленном нами, последние ранжированы по пяти направлениям в зависимости от той или иной применяемой технологии. Так, в каталоге выделяются методы геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промыслового направлений. Каждый из методов также ранжируется по параметрам, сгруппированным в блоки для их целевого использования.

Одним из унифицированных критериев ранжирования методов является область их применения. Последняя определяется по комплексу задач, реализуемых на каждом из этапов ГРР, результатом решения которых является информация о геологической характеристике объекта и базовых критериях его нефтегазоносности. Последовательный комплекс задач, на основе которых были ранжированы методы, основан на «Временном положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» (2001 г.). Задачи ГРР были нами несколько расширены и выстроены в последовательность действий с указанием методов, необходимых для их решения.

Как правило, отдельно взятый метод направлен на решение одной группы задач, но он также может косвенно решать задачи второй группы (рис. 1). При повышении степени изученности объекта увеличивается число задач, связанных с детальной характеристикой базовых



Рис. 1. Схема комплексирования методов поиска нефти и газа по информативности и задачам ГРР

критериев нефтегазоносности. Полученные результаты с помощью всех методов сопоставляются между собой и уточняются на разных этапах ГРР. Часто информация, полученная в ходе реализации метода на более поздних стадиях ГРР, используется для уточнения моделей, построенных на ранних этапах изучения региона.

Ранжирование методов производится на каждом этапе ГРР и имеет свои цели, задачи и объекты изучения, которые меняются от зоны нефтегазонакопления до изученности промышленных залежей УВ и разрабатываемых месторождений.

2. Региональный этап изучения

На региональном этапе для бассейнов (или отдельных зон и районов в их составе) слабой степени изученности задачи выстраиваются таким образом, чтобы максимально полно охарактеризовать геологическое строение объекта исследований и косвенно оценить его базовые критерии нефтегазоносности (табл. 1).

Геологическая характеристика объекта. Для нее на региональном этапе его изучения необходимо сначала определить структурный план и тип бассейна, провести его тектоническое районирование и выделить структурные этажи по данным дистанционных, сейсмо-, гравии магниторазведочных методов, а также по результатам бурения скважин. Для повышения информативности о строении региона исследований целесообразно также применение и тектонофизических методов, которые важны для понимания в нем современной геодинамической обстановки (табл. 2). При литолого-стратиграфическом расчленении разреза проводится стратификация выделенных по сейсморазведке комплексов отложений и дается первичное литологическое описание пород. Для этого используются методы сейсморазведки МОГТ 2D, стратиграфического расчленения разрезов скважин, литологии и литологофациального анализа. Результаты, полученные с помощью перечисленных методов, согласовываются с данными анализа современного структурного плана региона.

При тектонических реконструкциях обычно проводят общее описание этапов геологического развития региона. Вместе с тем для анализа изменения структурного плана во времени, оценки масштаба эрозионных процессов и определения этапов формирования ловушек необходимо выполнять региональные палеоструктурные построения. Восстановление истории развития осадочного бассейна должно проводиться совместно с анализом его термической эволюции (табл. 1).

При изучении истории развития бассейна выполняется литолого-фациальный анализ пород, результаты которого сопоставляются с данными палеогеографических реконструкций исследуемого бассейна. При этом используются материалы и данные камеральной обработки, уже полученные методами литологии и литолого-фациального анализа, сейсморазведки, анализа современного структурного плана, а также сведения по реконструкции истории геологического развития бассейна.

Характеристика базовых критериев нефтегазоносности. При определении базовых критериев и оценке нефтегазоносности региона исследований изучаются следующие элементы.

Область применения	Задачи регионального этапа ГРР	Результат
Выявление	 Определение типа бассейна и местоположения объекта исследований в региональном геологическом плане 	KTa HTB
структурного плана	• Анализ современного структурного плана региона] je g
бассейна	 Региональное тектоническое районирование 	лоб
	 Современные геодинамические обстановки 	Tel
	 Стратификация опорных разрезов (скважин, обнажений) 	LT I
crnaturna duueeroe	 Выделение сейсмо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий 	иd
расчленение разреза	 Выделение крупных трансгрессивно-регрессивных циклов (крупноячеистая цикличность разреза) 	pa KTG 130 Bbl
	• Оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных	xa] 1 6a
Тектонические	отложений	н
реконструкции	 Реконструкция палеоструктурного плана 	ler
	• Реконструкция термической истории развития бассейна	ич
Описание истории	• Палеогеографические реконструкции. Реконструкция обстановок осадконакопления	Bb
развития бассойна	 Выделение этапов геологического развития 	eo. Jis
развития бассенна	 Лито-фациальные комплексы отложений 	ΓŔ
	• НГК. Выделение региональных нефтегазоносных комплексов	
	о НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования.	
	Количество сгенерированных УВ	n E
	о Коллектор. Выделение интервалов развития коллекторов	ри
Определение	о Флюидоупор . Выделение региональных флюидоупоров	AT 6
нефтегазоносности	о Ловушка. Определение основных типов ловушек региона исследований.	кр
	Условия формирования ловушек	a30
	 Моделирование процессов 	0 BI
	формирования УВ (время их образования) и выделение зон нефтегазонакопления.	ed 33
	Прогноз фазового состава УВ.	_ _
Оценка ресурсов	 Выбор зон (объектов), перспективных на поиски УВ. Оценка прогнозных ресурсов категорий Д1 и частично Д2 	

Табл. 1. Задачи регионального этапа ГРР



Табл. 2. Региональный этап. Комплексирование методов для геологической характеристики объекта

• Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) и процессы генерации углеводородов. При этом определяются возможные интервалы развития в разрезе потенциальных НГМТ по выходам пород на дневную поверхность (обычно в горно-складчатых областях) и сравнению с регионами и месторождениями-аналогами. Прогнозируется также очаг нефтегазообразования, фазовый состав УВ в возможных скоплениях и устанавливаются корреляционные связи между НГМТ и составом УВ в этих скоплениях.

• Породы-коллекторы. Интервалы развития в разрезе коллекторов прогнозируются по результатам сейсмоили секвенс-стратиграфического анализов, данным ГИС, определяются их эффективные мощности, изучаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по керну скважин с месторождений-аналогов.

• Ловушка. Для региона строятся структурные карты по основным отражающим горизонтам. По разрезу и площади выделяются ловушки, определяются их морфолого-генетические параметры, время формирования и возможного расформирования и др.

• Флюидоупор. Для выделенных на исследуемой территории региональных флюидоупоров осуществляется прогноз их фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств на основе имеющейся классификации (Ступакова и др., 2023).

• Процессы формирования УВ-систем. Моделирование таких процессов позволяет обосновать перспективность разнородных объектов, спрогнозировать в них возможный фазовый состав УВ. Необходимо проведение анализа зоны нефтегазообразования – бассейновый анализ.

На завершающей стадии регионального этапа строятся схемы перспектив нефтегазоносности с выделением наиболее благоприятных зон и районов для обнаружения в них скоплений УВ, проводится оценка ресурсов, даются рекомендации по наиболее перспективным поисковым объектам, а также оцениваются геологические риски. Для каждой зоны нефтегазонакопления создается принципиальная (априорная) модель прогнозируемого месторождения с учетом теоретических знаний о базовых критериях нефтегазоносности: как об элементах, так и о процессах формирования УВ-систем (таких как нефтегазоматеринская толща, коллектор, ловушка и флюидоупор, процессы генерации и миграции УВ, аккумуляции УВ в ловушках и постаккумуляционные преобразования скоплений). Перед проведением поисковых работ обосновывается выбор направлений, зон, районов и конкретных объектов.

3. Поисково-оценочный этап

Целью поисково-оценочного этапа ГРР на нефть и газ является открытие месторождения УВ. Несмотря на то что основной упор в исследованиях на данном этапе делается на характеристику поискового объекта, продолжается также и дальнейшее изучение нефтегазоносного бассейна в целом, начатое на региональном этапе (табл. 3).

Геологическая характеристика объекта. На поисково-оценочном этапе проводятся более детальное изучение и расчленение разреза в пределах района исследований, корреляция разрезов по скважинам с применением группы методов стратиграфии, обработки и интерпретации данных геофизических исследований по пробуренным поисковым скважинам. На локальном объекте/участке используются также материалы 2D-сейсморазведки. Все полученные результаты увязываются с данными литологических и литолого-фациальных исследований регионального этапа (табл. 4). При этом выполняется реконструкция обстановок осадконакопления и детально изучаются литотипы пород с использованием результатов, полученных с помощью комплекса методов, аналогичных для литолого-стратиграфического расчленения разреза.

www.geors.ru

Область применения	Задачи поисково-оценочного этапа ГРР	Результат	
Выявление структурного плана ЗНГН	 Определение местоположения объекта для поисково-разведочного бурения в региональном плане НГБ, ЗНГН 	кие МКИ	
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	 Литолого-стратиграфическая корреляция разрезов и зональный сиквенс- стратиграфический анализ. Выделение мелких трансгрессивно-регрессивных циклов (анализ тонкой цикличности разреза) 	еологичес 1 рактерист	
Определение обстановок осадконакопления	Анализ литофаций.Выделение литотипов и их гнезис	I X8	
Выявление структуры ловушки и	 Определение местоположения ловушки для поисково-разведочного бурения в региональном плане НГБ, ЗНГН Определение структурного плана и типа ловушки 		
тектонические реконструкции ЗНГН	 Выявление этапов (времени) формирования ловушки Установление роли наложенных процессов зонального уровня в изменении геометрии ловушки и разрушения залежи 	сности	
	 НГМТ. Определение наличия (содержания), состав и свойства ОВ. Катагенетическая зрелость/преобразованность ОВ и пород 	егазонс	
Моделирование процессов миграции УВот очага к залежи	• Флюид. Определение состава, свойств и генезиса УВ, их связи по разрезу и площади. Связь ОВ-флюид	и нефт	
	• Определение количества и типов УВ, заполнивших ловушку	ери	
	 Определение состава и свойств пластовой воды в ЗНГН 	гид	
Создание концептуальной	 Порода коллектор. Выделение пород-коллекторов. Анализ фильтрационно-емкостных свойств. Анализ вторичных изменений в породах. Структура пустотного пространства и матрицы породы 	a30Bble K	
геологической модели	 Выделение флюидоупоров. Анализ фильтрационных свойств 	Й	
месторождения (залежи)	• Определение размера залежи. Прогноз положения зон контактов (ВНК, ГНК, ГВК)		
Оценка запасов	• Оценка запасов объекта в сумме категорий категории C1 и C2		

gr /m

Табл. 3. Задачи поисково-оценочного этапа ГРР



Табл. 4. Поисково-оценочный этап. Комплексирование методов для геологической характеристики объекта

Базовые критерии нефтегазоносности. Их изучение начинается с определения условий и времени формирования ловушки с выполнением тектонических реконструкций. При этом строятся структурные карты по основным отражающим горизонтам осадочного чехла на основе площадных данных 2D-сейсморазведки, определяется тип ловушки. Особое значение придается группе методов, позволяющих проследить историю формирования ловушки во времени, характер изменения ее структурного плана, что крайне важно также для прогноза нефтегазоносности сопредельных территорий.

При моделировании процессов миграции УВ от очага к ловушке и формировании в ней залежи изучаются нефтегазоматеринские толщи и оцениваются их количество в разрезе. С использованием методов органической геохимии и петрологии, а также результатов бассейнового анализа исследуются состав и свойства органического вещества, степень его катагенетического преобразования. Флюиды в залежах могут быть изучены двумя группами методов. Одна группа методов позволяет определить структурно-групповой состав нефти и экстракта, а также наличие нефтяных УВ или растворимого органического вещества в породе. Второй группой методов с целью определения путей миграции флюидов оцениваются состав попутной воды, содержание и состав водорастворенных органического вещества и газов.

Количество и фазовый состав УВ на данной стадии изучения определяются по результатам опробования скважин, обработки и интерпретации данных ГИС. Кроме того, дополнительно используются результаты бассейнового анализа.

Для решения проблем, связанных с обводненностью месторождения, необходимо исследовать состав и свойства воды в зоне нефтегазонакопления (ЗНГН), определить тип, минерализацию и макрокомпонентный состав пластовых вод. Гидрогеологический комплекс исследований необходим для прогноза изменения состава вод в залежи и определения источника при обводнении залежи. Кроме того, следует также отметить, что в водах часто растворены металлы и редкоземельные элементы (РЗЭ), которые представляют собой самостоятельный объект поиска и разведки (табл. 5).

На поисково-оценочном этапе ГРР модель месторождения уточняется за счет более детального изучения базовых элементов УВ-систем региона.

Породы-коллекторы. По данным ГИС прогнозируются интервалы развития в разрезе коллекторов, определяются их эффективные мощности, а по керну – ФЕС и следы миграции УВ. Породы-коллекторы изучаются с помощью группы петрофизических методов, которые позволяют оценить ФЕС породы, структуру ее пустотного пространства и матрицы (твердой фазы). Для прогноза свойств пород-коллекторов по площади и разрезу эти методы комплексируются с литологическими методами, включающими литолого-фациальный анализ и оценку вторичных изменений в породах.

Флюидоупор. По данным литолого-фациального анализа, обработки и интерпретации данных ГИС выявляются региональные флюидоупоры, оцениваются их фильтрационные свойства.

Размер залежи УВ устанавливается по данным 2D-сейсморазведки, результатам бурения, обработки и интерпретации данных ГИС. Кроме того, определяется положение водонефтяного контакта (ВНК) и/или газонефтяного контакта (ГНК). С целью выявления наличия залежи за пределами детально изученного участка иногда применяются методы прямого геохимического поиска (табл. 6).

На завершающей стадии поисково-оценочного этапа проводится оценка и подсчет запасов УВ в продуктивных пластах. Итоговым результатом этапа является создание концептуальной модели месторождения – модели, подтвержденной фактическими данными о свойствах элементов базовых показателей/критериев и результатами изучения процессов формирования месторождения в той или иной зоне нефтегазонакопления. Концептуальная модель месторождения позволяет оценить запасы УВ в его разбуренной поисковыми скважинами части и потенциальные ресурсы, а также выбрать методы разведочных работ.

4. Разведочный этап изучения

На разведочном этапе обобщаются полученные ранее фактические данные о свойствах всех базовых критериев нефтегазоносности, включая процессы формирования и переформирования залежи. Эти данные могут использоваться для уточнения геологического строения объекта (табл. 7).

Геологическая характеристика объекта сводится к уточнению структурного плана ловушки, определению ее глубины расположения, морфологии и размера



Табл. 5. Моделирование процессов миграции УВ от очага к залежи. Поисково-оценочный этап



Табл. 6. Создание геологической модели месторождения (залежи). Поисково-оценочный этап

Область применения	Задачи разведочного этапа ГРР	Результат	
Уточнение структурного плана ловушки	• Уточнение геологического строения ловушки	ические spистики	
Детализация обстановок осадконакопления	• Анализлитофаций и уточнение их границ распространения	Геолог характс	
	 Уточнение положения контуров залежи. Уточнение положения зон контактов (ВНК, ГНК, ГВК) 		
	 Порода-Коллектор. Выявление изменений фильтрационно-емкостных свойств пород в пределах залежи в зависимости от генезиса литотипа пород Порода-Коллектор. Определение влияния вторичных вторичных изменений на свойства коллектора в результате присутствия/движения в нём флюида (газ, нефть, вода) 		
Создание первичной геологической модели месторождения			
	• Порода-Коллектор. Определение капилярного давления. Флюидонасыщенности (степени насыщения). Смачиваемости пород	era30H	
	• Флюидоупор. Определение фильтрационных свойств флюидоупора и изменение их в залежи		
Моделирование процессов аккумуляции УВ в залежи и	 Флюид. Установление фазового распределения VB по составу и свойствам в залежи. Химическое окисление, биодеградация 		
постаккумуляционные процессы	• Определение состава и свойств пластовой воды в залежи	Bblek	
Создание прогнозной гидродинамической модели	 Определение термобарических условий в залежи. Зоны АВПД/АНПД. Прогноз дебитов скважин 		
месторождения	 Определение механических свойств пород-коллекторов и флюидоупоров 		
Переоценка запасов	 Уточнение геологических и извлекаемых запасов залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям С1 и частично С2 		

Табл. 7. Задачи разведочного этапа ГРР

выявленной в ней залежи. Важная роль при этом отводится изучению тектонических нарушений. Для решения этих задач применяется группа методов: 3D-сейсморазведка, бурение разведочных скважин, анализ современного структурного плана, реконструкция истории геологического развития территории в пределах локального объекта, на котором выполняются разведочные работы. Все полученные результаты увязываются с данными предыдущих этапов исследований, проводится комплексирование разномасштабных работ с целью прогнозирования объемов УВ в природных резервуарах разного типа (табл. 8).



Табл. 8. Геологическая характеристика объекта. Разведочный этап

На основе комплекса литологических и петрофизических методов, а также методов 2D- и 3D-сейсморазведки осуществляется детализация обстановок осадконакопления. В результате интерпретации новых данных строятся трехмерные сейсмогеологические модели продуктивных отложений, карты распространения сейсмофациальных зон, реконструируются условия формирования продуктивных пластов. В конечном итоге уточняется геологическая модель залежи, положение контура BHK, характер изменения по площади ФЕС пород-коллекторов и их эффективные мощности.

Детализация базовых критериев нефтегазоносности на разведочном этапе связана с моделированием процессов аккумуляции УВ в залежи, при этом изучаются флюиды и процессы, происходящие в залежи.

Преимущественно специальными геохимическими методами определяются свойства нефти и/или газа (фракционный, групповой и элементный составы) и их вариации в пределах залежи. Устанавливаются также взаимосвязь между ОВ НГМТ и флюидом, наличие признаков биодеградации нефти в залежи.

Гидрогеологическими методами исследуются состав и свойства пластовой воды в залежи. При необходимости отбираются новые пробы воды, рассчитывается совместимость вод, используемых для поддержания пластового давления в залежи, с водами продуктивных горизонтов.

На рассматриваемом этапе разрабатывается гидродинамическая модель залежи, определяются пластовые давления и температура, методами гидродинамических исследований скважин (ГДИС) уточняются ФЕС пластов-коллекторов, определяются параметры предельной депрессии при работе скважин для исключения разрушения призабойной зоны пласта. На базе новых результатов, полученных на разведочном этапе, проводится переоценка запасов УВ в залежах. Итоговым результатом этапа является создание прогнозной модели залежи/месторождения, описывающей особенности распределения свойств продуктивных пластов по площади (табл. 9).

5. Комплексирование методов ГРР для решения задач поиска и разведки нефти и газа

Комплексирование методов ГРР - это процесс итерационно-циркуляционный, по сути повторяющий реализацию методов, применяемых на предыдущих этапах работ, но уже с учетом новых данных или результатов ГРР. Так, например, анализ последовательности решения задач на разных этапах ГРР одного из хорошо изученных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области показал, что новая информация, получаемая на поздних этапах освоения месторождений, вызвала необходимость пересмотра их моделей, сформированных по данным региональных и поисково-оценочных исследований. Наиболее слабо изученным вопросом после проведения регионального и поисково-оценочного этапов ГРР оставался вопрос о времени структурных перестроек в районе месторождений, от которого зависит время работы углеводородной системы и время прихода углеводородов в сформированную ловушку.

Для Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (Непско-Ботуобинская антеклиза) одним из поисковых признаков нефтеносности региона является наличие древних разломов северо-западного простирания, по которым, скорее всего, в ходе истории развития территории происходило поступление гидротермальных вод. Однако гидротермы Восточной Сибири играли другую роль по сравнению с таковыми в Западно-Сибирском бассейне. Они обусловили формирование в разрезе зон засолонения (непроницаемых барьеров), которые не позволили разрушиться древним залежам УВ и способствовали сохранности месторождений до настоящего времени.



Табл. 9. Детализация базовых критериев нефтегазоносности. Разведочный этап

Выявление новых поисковых признаков нефтегазоносности происходит часто на этапе разведки и разработки месторождений нефти и газа, когда неизвестные ранее закономерности определяются после тщательной обработки кернового материала геохимическими и петрофизическими методами. Поэтому представляется необходимым постоянно обращаться к результатам предыдущих этапов геологоразведочных работ и интегрировать новые данные в геологические модели разного уровня.

Пример комплексирования методов для решения задач предшествующих этапов и интеграции их в общую программу работ для поиска пропущенных залежей. На примере нескольких месторождений из разных нефтегазоносных бассейнов проведен анализ результатов ретроспективных исследований от начала регионального этапа (40–50-е годы XX в.) до современных исследований на эксплуатационном этапе. Все методы были ранжированы на геофизические, геологические, геохимические, гидрогеологические и инженерно-промысловые, а также по информативности получаемой геологической информации и базовым критериям.

Информативность ретроспективных методов оценивалась на основании трех главных критериев:

 наличие геолого-геофизической, геохимической, гидрогеологической, инженерно-промысловой изученности и количество исследований, проведенных на пилотном объекте;

2) год выполнения или своевременность выполненных исследований согласно предложенной последовательности задач ГРР;

 информативность полученных результатов с помощью каждого метода для решения поставленной задачи.

Каждая задача из списка задач ГРР ранжировалась на «выполненную», «невыполненную» и «выполненную несвоевременно», т.е. выполненную на более поздних этапах ГРР. Таким образом, оценивалась возможность открытия месторождения минимальным комплексом методов с последующим его доизучением, в том числе и методами, применяемыми на начальных стадиях ГРР.

Оценка информативности методов заключалась в возможности использования результатов методов для прямого или косвенного ответа на вопросы, поставленные в ходе реализации программы ГРР. Если метод применяется на более поздних стадиях, то его результатами восполняются пробелы в предыдущем изучении, а также решают новые задачи детального прогноза. Чаще всего задачи до конца не решаются на региональном этапе. Отсутствие необходимых результатов восполняется на более поздних стадиях ГРР, а некоторые задачи так и остаются нерешенными или решаются формально.

Для всех изученных месторождений типичными «нерешенными» задачами остаются:

 оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных отложений;

 реконструкция палеоструктурного плана для конкретных участков и зон нефтегазонакопления;

 разработка критериев выделения элементов углеводородной системы для конкретного объекта;

 разработка критериев оценки работы углеводородной системы, т.е. процессов, которые приводят к формированию или переформированию залежи.

Отсутствие критериев, по которым прогнозируются процессы работы углеводородной системы, приводит к пропущенным залежам и неэффективному бурению. Так, залежь часто открывается в продуктивных отложениях, расположенных гипсометрически ниже, чем сводовая часть структуры, а сам контур нефтегазоносности слабо коррелируется со структурным планом (рис. 2). Поэтому





Рис. 2. Несоответствие гипсометрического положения открытой залежи прогнозу в наиболее приподнятой части структуры



Рис. 3. Пример последовательного встраивания результатов поискового этапа ГРР в анализ процессов формирования залежи на стадии разработки месторождений и доразведки сопредельных территорий

возникает принципиальный вопрос, как прогнозировать распространение залежи, какие виды работ и на каких этапах помогут недропользователю.

Для объяснения закономерностей распределения углеводородов по площади и по разрезу мы решили вернуться к анализу регионального этапа ГРР и последовательно проработать все нерешенные задачи регионального и поисково-оценочного этапов (рис. 3). Одной из таких задач, результаты которой не были получены или получены, но не встроены в единую модель формирования месторождений, была реконструкция палеоструктурного плана. Поскольку для ее решения были все необходимые ретроспективные данные, то мы смогли провести палеоструктурные реконструкции 2D-сейсмических профилей и палеоструктурный анализ, сопоставленные с интерпретацией результатов изопахических треугольников (в том числе зональных), с целью увязки региональных и локальных масштабов для определения времени формирования ловушки со временем генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Для определения времени формирования ловушек в региональном плане были построены 2D-палеопрофили,

показывающие изменение амплитуды поднятий в разное время. Амплитуда палеоподнятий варьировалась во времени от 70 до 100 м и более (рис. 3Б). Проследив изменения положения сводов структуры во времени по сети палеосейсмогеологических разрезов, была построена схема расположения палеосводов по площади (рис. 3В). Именно к этим палеподнятиям и оказались приурочены пропущенные залежи углеводородов. Выводы, сделанные по материалам анализа палеореконструкций, подтвердились результатами наземной геохимической съемки. На других месторождениях они подтверждаются данными электромагнитной съемки. Таким образом, при выполнении работ на разных стадиях поиска и разведки месторождений недропользователь должен добиваться ответа на все поставленные задачи этапа ГРР, оценивать полноту исследований предшествующих этапов, а также целесообразность применения того или иного метода или комплекса для их решения или восполнения недостающих результатов.

Заключение

Комплексирование методов ГРР для достоверного решения задач поиска и разведки нефти и газа возможно только при калибровке и интеграции разнородных данных и их корректной систематизации в каталоге методов, где каждый из методов ранжирован по своим параметрам и направлениям исследований. Ранжирование методов производится по следующим двум основным направлениям: 1) последовательное решение задач ГРР, и 2) определение базовых критериев нефтегазоносности.

Результаты предыдущих исследований должны стать основой для решения задач на последующих этапах ГРР и обязательно увязываться с новыми полученными результатами. Это позволяет уточнять модели объектов и устанавливать новые поисковые признаки для обнаружения в них скоплений нефти и газа. Стадийность изучения базовых критериев нефтегазоносности должна реализовываться последовательно на всех этапах ГРР. Особое внимание при этом необходимо уделять изучению процессов генерации и миграции УВ, их аккумуляции и консервации в залежах, а также постаккумуляционным преобразованиям последних, которые в конечном итоге и приводят к формированию современных залежи/месторождения или к отсутствию таковых в том или ином исследуемом регионе. Игнорирование последовательности и полного комплекса решения задач ГРР вынуждает недропользователя возвращаться к задачам более ранних этапов и проводить недовыполненные виды исследований.

Литература

gr

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (2001). Приложение 1 к Приказу Министерства природных ресурсов России от 7 февраля 2001 г. № 126.

Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. (2023). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Сведения об авторах

Андрей Александрович Поляков – кандидат геол.-минерал. наук, вице-президент – главный геолог, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115035, Москва, Софийская наб., д. 26/1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-минерал. наук, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

Николай Александрович Малышев – доктор геол.-минерал. наук, заместитель директора департамента ГРР, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

Владимир Евгеньевич Вержбицкий – кандидат геол.минерал. наук, начальник Управления ГРР по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Дмитрий Константинович Комиссаров – главный специалист Управления ГРР по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Сергей Владимирович Осипов – кандидат физ.-мат. наук, менеджер проекта ДНТРиИ, ПАО «НК «Роснефть» Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр.2

> Статья поступила в редакцию 13.11.2023; Принята к публикации 29.11.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration

A.A. Polyakov¹, *A.V.* Stoupakova², *N.A.* Malyshev¹, *R.S.* Sautkin^{2*}, *V.E.* Verzhbitsky¹, *D.K.* Komissarov¹, *S.V.* Osipov¹

¹Rosneft, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation *Corresponding author: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru
Abstract. Integration of petroleum geology methods is the process of applying results of several methods for solving a task or group of tasks in order to reduce the limits of uncertainties in its solution. Since in the oil and gas industry there are a large number of methods, often aimed at solving similar problems, it is necessary to reduce the number of methods solving the same tasks. Thus, the integration of petroleum geology methods means the creation of exploration structures and algorithms for prediction of oil and gas contents. The system can be used not only to select a rational complex of exploration methods, but also to predict petroleum potential in the area by different methods, including IT technologies.

Keywords: petroleum geology methods, integration, geological exploration

Recommended citation: Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V. (2023). Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 240–251. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.17

References

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Sitar K.A., Voronin M.E., Karpushin M.Yu., Mordasova A.V., Korobova N.I. (2023). Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Temporary regulations on the stages and phases of geological exploration for oil and gas (2001). Appendix 1 to Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated February 7, 2001. No. 126. (In Russ.)

> Manuscript received 13 November 2023; Accepted 29 November 2023; Published 30 December 2023

About the Authors

Andrey A. Polyakov-Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice President – Chief Geologist, Rosneft

26/1, Sofiyskaya emb., Moscow, 115035, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikolay A. Malyshev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director of the Exploration Department, Rosneft

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Vladimir E. Verzhbitsky – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Sergey V. Osipov – Cand Sci. (Physics and Mathematics), Manager DNTRiI, Rosneft

55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.23

УДК 532.546

Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор)

gr≁∖

А.В. Насыбуллин^{1*}, П.Е. Морозов^{1,2}, М.Н. Шамсиев^{1,2}, Л.Р. Шайхразиева¹, В.А. Саяхов¹, О.В. Денисов³, Л.К. Шайдуллин¹

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия ²Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия ³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В работе дан краткий обзор аналитических и полуаналитических методов, используемых для расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам. Отмечено, что принципиальным является учет вертикальной и азимутальной анизотропии проницаемости пласта, траектории горизонтального ствола и гидравлических потерь давления на трение. На модельных примерах показаны преимущества и недостатки рассмотренных методов.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, расчет притока, работающие участки горизонтального ствола скважины, вертикальная анизотропия проницаемости, азимутальная анизотропия проницаемости

Для цитирования: Насыбуллин А.В., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Шайхразиева Л.Р., Саяхов В.А., Денисов О.В., Шайдуллин Л.К. (2023). Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор). *Георесурсы*, 25(4), с. 252–259. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.23

Введение

В структуре запасов значительная часть приходится на трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к сложнопостроенным нефтяным месторождениям и низкопроницаемым коллекторам. Кроме того, увеличивается доля нефти высокой и повышенной вязкости, преимущественно характерной для карбонатных коллекторов. Одним из методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является применение горизонтальных скважин (ГС). Эффективность применения ГС во многом зависит от ряда факторов, к которым относятся геологическое строение продуктивного пласта, расчлененность, анизотропия, трещиноватость, неоднородность, пористость и проницаемость (Закиров и др., 2009).

История возникновения и применения ГС для разработки нефтегазовых месторождений насчитывает более 50 лет (Борисов и др., 1964; Joshi, 1991). Изначально проводилось бурение только единичных скважин. С конца 70-х годов XX в. технология разработки месторождений нефти и газа с применением ГС стала интенсивно развиваться как за рубежом, так и в нашей стране (Бердин, 2001; Брехунцов и др., 2004; Яртиев и др., 2008). Применение горизонтальных технологий существенно повлияло на объемы мировой добычи углеводородного сырья. Дебиты ГС с большой протяженностью ствола значительно возросли. Появилась также возможность эксплуатировать нефтегазовые месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессию на продуктивные пласты и увеличить продолжительность безводного периода. Многие запасы, которые раньше считались неизвлекаемыми, теперь могут разрабатываться в промышленных масштабах.

Целью настоящей работы является краткий обзор и анализ аналитических и полуаналитических методов расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам. С помощью рассмотренных методов исследовано влияние анизотропии проницаемости пласта, траектории горизонтального ствола и гидравлических потерь давления на трение на продуктивность ГС.

Аналитические формулы для расчета дебита горизонтальных скважин

Теоретическому и экспериментальному изучению характера притока жидкости к ГС посвящены многие работы (Борисов и др., 1964; Бердин, 2001; Брехунцов и др., 2004; Батлер, 2010; Houben et al., 2022). Первые аналитические формулы для расчета дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме получены П.Я. Полубариновой-Кочиной, Ю.П. Борисовым, В.П. Меркуловым, В.П. Пилатовским, В.П. Табаковым, А.П. Телковым и др. (Борисов и др., 1964; Брехунцов и др., 2004; Телков, Грачев, 2009). Из зарубежных стоит отметить работы (Joshi, 1991; Renard, Dupuy, 1991; Mukherjee, Economides, 1991; Suprunowicz et al., 1998; Ozkan et al., 1999; Chaudhry, 2004). В основе вывода большинства аналитических формул лежит замена пространственной фильтрации к горизонтальной скважине плоскими потоками. При этом формулы разных авторов отличаются способом задания внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений.

Одно из первых теоретических исследований стационарной фильтрации к наклонным и горизонтальным скважинам выполнено В.П. Меркуловым (Меркулов, 1958). Им, в частности, получена полуэмпирическая формула

^{*}Ответственный автор: Арслан Валерьевич Насыбуллин e-mail: arsval@bk.ru

^{@ 2022} IC

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

по определению дебита ГС в анизотропном пласте с круговым контуром питания

$$Q = \frac{2\pi k_h h\Delta p}{\mu \left[\frac{\pi b}{L} - \frac{\beta h}{L} \left(\ln \frac{a+c}{c} + \lambda\right) + \ln \left(\frac{2R_k}{a+b}\right) - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{2\pi r_c}{\beta h}\right)\right]}$$
(1)

где k_{v}, k_{h} – коэффициенты вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта, $\beta = \sqrt{\frac{k_{h}}{k_{v}}}$ – параметр анизотропии,

 μ – вязкость, h – эффективная толщина пласта, Q – дебит ГС, ΔP – перепад между давлением на контуре питания и забойным давлением, L – длина горизонтального ствола скважины, R_{κ} – радиус контура питания, r_{c} – радиус скважины, z_{w} – эксцентриситет,

$$\begin{aligned} a &= 0.5L + 2\beta h, \ b = \sqrt{2L\beta h} + 4(\beta h)^2, \ c &= 0.5L, \\ \lambda &= 0.213L/\beta h - 9.7\omega^2 + 1.284\omega + 4.45, \ \omega &= 0.5h - z_w. \end{aligned}$$

В формуле (1) для учета анизотропии проницаемости используется известный прием масштабного преобразования линейных размеров пласта: в формуле для изотропного пласта проницаемость заменяется ее средним значением $\sqrt{k_h k_v}$, а толщина пласта умножается на параметр анизотропии β .

С помощью метода фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисовым получена простая и удобная формула для расчета дебита ГС в изотропном пласте с круговым контуром питания (Борисов и др., 1964). В работе (Григулецкий, 1992) дается обобщение формулы Борисова на случай анизотропного пласта:

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\pi r_c}{\beta h}\right)}.$$
 (2)

Формула Джоши для расчета дебита ГС в анизотропном пласте с эллиптическим контуром питания имеет вид (Joshi, 1988, 1991):

$$Q = \frac{2\pi k_{h}h}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^{2} - (L/a)^{2}}}{(L/a)}\right) + \frac{\beta h}{L} \ln\frac{\beta h}{2r_{c}}},$$
(3)
$$e a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_{k}}{L}\right)^{4}}\right]^{0.5} - 6$$
ольшая полуось эллипса

дренирования.

где

Однако, как отмечается в (Mukherjee, Economides, 1991), для корректного учета анизотропии пласта в формулах (2) и (3) дополнительно необходимо заменить радиус ГС на эквивалентный радиус. С этой точки зрения анизотропия пласта корректно учитывается в формуле Ренара – Дюпюи (Renard, Dupuy, 1991):

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta P}{\operatorname{arch}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c'}},$$
(4)

где $r'_{c} = \frac{r_{c}(1+\beta)}{2\beta}, X = \frac{2a}{L}$ для эллиптического контура

питания и $X = ch(\pi a/2b)/\sin(\pi L/2b)$ для прямоугольного контура питания с большой *a* и малой *b* сторонами.

В работе (Морозов, 2008) приводится формула для определения дебита ГС в анизотропном пласте с круговым контуром питания

$$Q = \frac{2\pi\sqrt{k_x k_y} h\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{2R_k}{L} \left(1 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \right) \right) - \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \frac{h}{L} \ln \left(\frac{\pi c}{h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) \sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right) \right]}$$
(5)

где k_x, k_y, k_z – коэффициенты проницаемости пласта вдоль координатных осей (ствол ГС расположен параллельно оси x).

Для трансверсально-изотропного пласта, т.е. при $k_x = k_y = k_h$, $k_z = k_v$, формула (5) примет вид (Батлер, 2010; Морозов, 2018а):

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\pi r_c (\beta + 1)}{\beta h} \sin \frac{\pi z_w}{h}\right)}.$$
 (6)

В случае ГС, расположенной по центру изотропного кругового пласта, формулы (5) и (6) совпадают с формулой Борисова (2).

В работе (Насыбуллин и др., 2014) получена формула для расчета дебита ГС, основанная на композиции линейного и радиального притоков:

ſ

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \left(\frac{2\sqrt{2}R_k^2}{r_c \sqrt{\sqrt{L^4 + 64R_k^4 - L^2}}} - \frac{L}{2r_c} \right)} + \frac{LR_k^2}{\pi \left(\frac{\sqrt{\sqrt{L^4 + 64R_k^4 - L^2}}}{2\sqrt{2}} \right)^3} \right\}$$
(7)

В работе (Насыбуллин, Войкин, 2015) приведено аналитическое решение задачи расчета дебита ГС при площадной и рядных системах заводнения.

Полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине

В работе (Морозов, 2018а) на основе решения М. Маскета для точечного источника в анизотропном пласте, ограниченном двумя параллельными непроницаемыми плоскостями, предложен полуаналитический метод определения продуктивности радиальной системы ГС, состоящей из N симметрично расположенных стволов одинаковой длины. В частном случае при N = 2 получим систему интегральных уравнений для нахождения безразмерного давления одиночной ГС в анизотропном пласте:

$$p_d(x_d) = \frac{1}{2} \int_{-1}^{1} q_d(\alpha) F(x_d, \alpha) d\alpha, \qquad (8)$$

$$\frac{1}{2}\int_{-1}^{1}q_{d}(\alpha)d\alpha = 1,$$
(9)

гле

$$F(x_d, \alpha) = \ln \frac{r_{ed}}{|x_d - \alpha|} + 1$$

+ $2\sum_{m=1}^{\infty} K_0 (|x_d - \alpha| \xi_m) \cos \xi_m z_{wd} \cos \xi_m (z_{wd} + r_{wd}),$
 $x_d = \frac{2x}{L}, \ p_d = \frac{2\pi h k_h \Delta p}{\mu Q}, \ r_{ed} = \frac{2R_k}{L}, \ h_d = \frac{2\beta h}{L},$

www.geors.ru

$$z_{wd} = \frac{2\beta z_w}{L}, r_{wd} = \frac{r_w(\beta+1)}{\beta L}, q_d = \frac{2q}{QL}, \xi_m = \frac{\pi m}{h_d},$$

*K*₀(*x*)– модифицированная функция Бесселя второго рода нулевого порядка.

Для численного решения системы интегральных уравнений (8)–(9) ствол ГС разбивается на *n* сегментов и полагается, что приток в каждом сегменте равномерный, т.е.

$$q_d(x_d) = q_i, x_d \in [x_{i-1}, x_i], -1 = x_0 < x_1 < \ldots < x_n = 1$$

В результате получаем систему линейных алгебраических уравнений для определения безразмерного давления и притока жидкости к сегментам горизонтальной скважины:

$$\begin{bmatrix} A_{11} & \cdots & A_{1n} & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ A_{n1} & \cdots & A_{nn} & 1 \\ \Delta x_1 & \cdots & \Delta x_n & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_1 \\ \vdots \\ q_n \\ p_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix},$$
(10)

где $A_{ij} = -\int_{x_{j-1}}^{x_j} F(x'_i, \alpha) d\alpha, x'_i = 0.5(x_{i-1} + x_i)$ – координаты

центров сегментов, $\Delta x_j = x_{j+1} - x_j$. Следует отметить, что в случае изотропного пласта ($\beta = 1$) система линейных алгебраических уравнений (10) эквивалентна формулам Пилатовского для определения притока жидкости к «ломаной» скважине, состоящей из *n* прямолинейных звеньев (Борисов и др., 1964).

В результате проникновения в пласт бурового раствора могут образовываться различные формы загрязнения призабойной зоны ГС (Joshi, 1991). Для учета в полуаналитическом решении механического скин-эффекта, распределенного по длине ГС, необходимо прибавить величину скин-эффекта *i*-го сегмента ГС S_i к диагональному элементу A_{ii} матрицы системы (10). На рис. 16 приводятся графики распределения безразмерного притока жидкости по длине ствола ГС в случае цилиндрической или конической формы загрязнения призабойной зоны (рис. 1а).

Помимо фильтрационных сопротивлений пласта на продуктивность ГС могут оказывать влияние внутренние сопротивления, возникающие в результате потерь давления на трение при движении жидкости по стволу скважины (рис. 2). Гидравлические потери давления в стволе ГС определяются уравнениями сохранения массы и импульса в трубах с проницаемыми стенками (Ouyang, Aziz, 2001; Хайруллин и др., 20126; Морозов, 2018а):

$$\frac{dq_{w}(x)}{dx} = q, -\frac{dp(x)}{dx} = \frac{\rho\lambda}{\pi r_{w}^{5}} q_{w}^{2}(x) + \frac{2\rho q}{\pi^{2} r_{w}^{4}} q_{w}(x),$$
(11)



Рис. 1. Влияние формы загрязнения призабойной зоны на распределение притока жидкости по длине ствола ГС

где $q_w(x) = \int_{x}^{L} q(\alpha) d\alpha$ – расход жидкости в сечении ствола

скважины, *р* – плотность жидкости.

В случае ламинарного режима течения в стволе скважины коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляется на основе эмпирической зависимости (Ouyang, Aziz, 2001; Hill et al., 2008):

$$\lambda = \lambda_0 \left(1 + 0.04304 \cdot \operatorname{Re}_{w}^{0.6142} \right),$$

где $\lambda_0 = \frac{64}{\text{Re}} -$ коэффициент гидравлического сопротивле-

ния для трубы,

Re =
$$\frac{2\rho q_w}{\pi\mu r_w}$$
 – число Рейнольдса для трубы,
Re $_w = \frac{\rho q}{\pi\mu}$ – число Рейнольдса для пористой среды

При турбулентном режиме течения в стволе скважины коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется с помощью эмпирической зависимости (Ouyang, Aziz, 2001; Hill et al., 2008):

$$\lambda = \lambda_t \left(1 - 0.0153 \cdot \operatorname{Re}_w^{0.3978} \right).$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_t для трубы при турбулентном режиме течения жидкости определяется из соотношения Колбрука – Уайта (Ouyang, Aziz, 2001; Морозов, 2018а):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_t}} = -2 \lg \left[\frac{2.51}{\text{Re}\sqrt{\lambda_t}} + \frac{\varepsilon_d}{3.71} \right],$$

где ε_d – относительная шероховатость стенки трубы.

Из совместного решения системы нелинейных уравнений (8)–(9), (11) определяются распределения давления и притока жидкости по стволу ГС.

Для учета притока жидкости к скважине со сложной траекторией горизонтального ствола в работах (Michelevicius, Zolotukhin, 2002; Доманюк, 2011; Иктисанов, 2020) используется другой подход, основанный на моделировании скважины цепочкой сфер равного радиуса, ориентированных вдоль ствола скважины. В работе (Грачев и др., 2021) ствол скважины со сложной траекторией представляется как множество последовательно расположенных линейных стоков. Такое представление скважин сложного профиля позволяет учесть изменение давления и расходов по отдельным участкам скважины и гидравлические сопротивления в стволе скважины.

В работе (Нафиков, Саламатин, 2023) исследуется нестационарный приток жидкости к ГС в бесконечном



Рис. 2. Схема притока и течения жидкости в стволе горизонтальной скважины

анизотропном пласте с учетом изменения проницаемости пласта вдоль ствола скважины.

Коллективом авторов (Wolfsteiner et al., 2000) предложен полуаналитический метод решения задачи однофазного притока жидкости к скважинам сложной конфигурации (рис. 3) в замкнутом пласте, имеющем форму прямоугольного параллелепипеда. Скважины могут иметь произвольные конфигурацию и траекторию. Каждая скважина i_w из общего числа скважин n_w может иметь $n_i(i_w)$ боковых стволов, каждый из которых состоит из $n_s(i_w, i_l)$ сегментов (нижний индекс w означает well, l – lateral, s – segment). Общее число сегментов равно

$$N_{s} = \sum_{i_{w}=1}^{n_{w}} \sum_{i_{l}=1}^{n_{l}(i_{w})} n_{s}(i_{w}, i_{l}).$$

Полуаналитический метод позволяет рассчитывать дебиты притока и депрессию в средней точке $M(i_w,i_p,i_s)$ каждого сегмента скважины i_w (рис. 3). Для учета околоскважинной неоднородности проницаемости используется подход, называемый $S-k^*$ моделью (Wolfsteiner et al., 2000). В рамках данной модели неоднородность проницаемости учитывается при помощи постоянной фоновой проницаемости и задания локального скинэффекта, изменяющегося вдоль траектории скважины, при этом фоновую проницаемость получают методом апскейлинга. Вычислительная часть этого подхода реализована в симуляторе AdWell (Wolfsteiner et al., 2000)



Рис. 3. Разбиение многоствольной горизонтальной скважины на сегменты в полуаналитической модели (Wolfsteiner et al., 2000)

и может быть использована при моделировании скважин нетрадиционных типов (Закиров и др., 2018).

В работах (Морозов и др., 2005; Хайруллин и др., 2012а) для численного решения задач нестационарного притока жидкости к ГС со сложной траекторией стволов используется метод конечных элементов (МКЭ).

С целью повышения эффективности эксплуатации ГС, а также для обеспечения равномерной выработки пласта необходимо управление притоком вдоль горизонтального ствола скважины. В настоящее время существуют различные технологии, позволяющие регулировать приток из различных участков ствола горизонтальной скважины. В частности, в ПАО «Татнефть» разработана технология для управляемой эксплуатации ГС с интервалами пластов, обладающих различной проницаемостью (рис. 4). Данная технология позволяет селективно воздействовать на объект эксплуатации, проводить обработку призабойной зоны в необходимых интервалах, производить отбор нефти, а также при необходимости отключать обводненные участки (Хисамов и др., 2010, Тахаутдинов и др., 2013). Моделированию нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором посвящена работа (Морозов, 2018б), где на основе полуаналитического решения задачи построены типовые кривые изменения давления в изолированных друг от друга секциях ствола горизонтальной скважины.

Обсуждение результатов

Нами проведен сравнительный анализ различных методов расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам для прогнозирования их производительности. Исследовано влияние вертикальной и азимутальной анизотропии проницаемости пласта, а также гидравлических потерь давления на трение на продуктивность ГС.

Рассмотрен модельный круговой пласт со следующими данными: $R_k = 300$ м, L = 300 м, $r_c = 0,1$ м, h = 20 м, $z_w = 10$ м, $k_h = 0,02$ мкм², $\mu = 25$ мПа·с. В табл. 1 приведены результаты расчетов производительности ГС в зависимости от коэффициента анизотропии пласта по формулам различных авторов. Из таблицы видно, что формула Джоши (3) дает несколько заниженное значение продуктивности ГС.



Рис. 4. Многосекционная ГС с электроуправляемыми клапанами регулирования притока (Тахаутдинов и др., 2013)

gr / M

k_{ν} , мкм ²	$\beta = \sqrt{k_{\mu}/k_{\nu}}$	Коэффициент продуктивности ГС, $J_{\Gamma C} = Q/\Delta p$, м ³ /сут·МПа					
	, , ", " –	Формула					
	_	(1)	(2)	(3)	(4)	(6)	
0,5	0,2	6,5163	6,1559	6,0818	6,2119	6,2205	
0,2	0,31623	6,3033	6,0530	5,9449	6,1105	6,1189	
0,05	0,63246	5,8455	5,7413	5,5569	5,7749	5,7829	
0,02	1	5,4109	5,3716	5,1237	5,3652	5,3716	
0,01	1,41421	4,9908	4,9769	4,6822	4,9293	4,9347	
0,005	2	4,4855	4,4770	4,1466	4,3859	4,3902	
0,001	4,47214	3,0705	3,0322	2,7077	2,8828	2,8847	
0,0005	6,32456	2,4482	2,3974	2,1146	2,2529	2,2541	

Табл. 1. Влияние анизотропии пласта на продуктивность ГС

Известно, что если пласт имеет площадную анизотропию, например вследствие развития системы трещин определенной направленности, то для того чтобы ГС имела более высокую производительность, ее необходимо бурить поперек высокопроницаемых трещин. Например, если ГС пробурена вдоль высокопроницаемого направления ($k_x = 0,1 \text{ мкм}^2$, $k_y = 0,02 \text{ мкм}^2$), то, согласно формуле (6), продуктивность ГС будет в среднем в два раза ниже, чем в случае, когда она пробурена перпендикулярно этому направлению ($k_x = 0,02 \text{ мкм}^2$, $k_y = 0,1 \text{ мкм}^2$).

Безразмерный коэффициент продуктивности горизонтальной скважины имеет вид:

$$J_{d} = \frac{1}{\ln\left(\frac{R_{k}}{r_{w}}\right) + C},$$

где C – геометрический скин-фактор, зависящий от геометрических параметров горизонтальной скважины и области дренирования, а также параметра анизотропии β .

В табл. 2 приведены значения геометрического скин-фактора горизонтальной скважины, полученные экспериментально методом электрогидродинамической аналогии (ЭГДА) В.И. Щуровым (Борисов и др., 1964), а также на основе полуаналитического решения (8)–(9) и инженерных формул Борисова (2), Джоши (3) для пласта толщиной h = 7,5 м, радиуса скважины $r_w = 0,1$ м и различных длин ствола.

Из табл. 2 следует, что результаты, полученные с использованием полуаналитического решения, хорошо согласуются с экспериментальными данными. Отметим также, что формула Борисова (2) дает более точные результаты, чем формула Джоши (3). К аналогичному заключению пришли авторы работы (Suprunowicz et al., 1998) при сравнении данных эксперимента на основе электролитического моделирования притока жидкости к горизонтальной скважине с результатами, полученными по этим формулам. На рис. 5 представлены графики распределения притока и давления по стволу горизонтальной скважины с учетом и без учета потерь давления на трение, полученные при следующих данных (Ozkan et al., 1999): L = 800,1 м, $r_w = 0,1$ м, h = 21,9 м, $R_k = 846$ м, $p_k = 15,85$ МПа, $k_h = 8,5$ мкм², $k_v = 1,5$ мкм², $\mu = 1,43$ мПа·с, Q = 4767 м³/сут. На рисунке видно, что распределения притока и давления по стволу горизонтальной скважины, полученные с использованием полуаналитического метода (сплошные линии), хорошо согласуются с результатами работы (Ozkan et al., 1999). Расчеты показали, что гидравлические потери давления на трение являются существенными в случае протяженных и высокодебитных горизонтальных скважин.

Далее мы сравнили результаты моделирования нестационарной фильтрации жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам (МГС) различной конфигурации в анизотропном пласте в форме параллелепипеда (рис. 6), полученные на основе численного решения задачи МКЭ и полуаналитического решения задачи, реализованного в симуляторе AdWell.

В расчетах использовались следующие параметры: длина пласта 800 м, ширина – 800 м, толщина пласта 20 м, $Q = 50 \text{ м}^3$ /сут, радиус скважины 0,1 м, упругоемкость



Рис. 5. Распределение притока (а) и давления (б) по длине одиночной ГС: 1 – с учетом гидравлических потерь давления; 2 – без учета гидравлических потерь давления, ○ – результаты расчетов (Ozkan et al., 1999)

<i>L</i> , <i>м</i>	Геометрический скин-фактор С						
	Эксперимент Щурова	Полуаналитическое решение	Формула Борисова (2)	Формула Джоши (3)			
25	-3,35	-3,348	-3,391	-3,048			
50	-4,38	-4,411	-4,456	-4,285			
75	-4,95	-4,942	-4,986	-4,871			
100	-5,30	-5,294	-5,335	-5,250			
125	-5,56	-5,558	-5,596	-5,527			

Табл. 2. Сравнение расчетных и экспериментальных значений геометрического скин-фактора горизонтальной скважины

gr M



Рис. 6. Конфигурации МГС, используемые для сравнения численного и полуаналитического решений задачи



Рис. 7. Кривые изменения давления в МГС: а – численное решение МКЭ, о – полуаналитическое решение

 $\beta^* = 1 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, $k_h = 0,0987$ мкм², $k_v = 0,00987$ мкм², $\mu = 1$ мПа·с, пластовое давление 10 МПа. В первом случае (рис. 6а) МГС состоит из двух боковых стволов длиной 100 м, во втором случае (рис. 6б) – из основного и дополнительного стволов длиной 200 и 100 м соответственно. На рис. 7 представлены кривые изменения давления в МГС, работающей с постоянным дебитом в замкнутом пласте. Как видно из рисунка, численное и полуаналитическое решения задачи хорошо согласуются.

Заключение

В работе рассмотрены различные подходы к расчету притока жидкости к горизонтальным скважинам и скважинам сложной архитектуры в анизотропных пластах. Сравнительный анализ показал, что на продуктивность горизонтальных скважин помимо горизонтальной анизотропии проницаемости пласта существенное влияние может оказывать и латеральная анизотропия проницаемости. Гидравлические потери давления на трение в стволах высокодебитных горизонтальных скважин могут быть сопоставимы с депрессией на пласт.

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-19-00144, https://rscf.ru/ project/23-19-00144/.

Литература

Батлер Р.М. (2010). Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.; Ижевск: Ин-т комп. исслед., 536 с.

Бердин Т.Г. (2001). Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: Недра, 199 с. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. (1964). Разработка

нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 154 с.

Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. (2004). Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. Тюмень: Изд-во Тюмен. ун-та, 290 с.

Грачев С.И., Рогозина Т.В., Колев Ж.М., Мамчистова Е.И. (2021). Приток к нефтяной скважине со сложной траекторией ствола в продуктивном пласте. *Наука. Инновации. Технологии*, (2), с. 39–58. https://doi.org/10.37493/2308-4758.2021.2.3

Григулецкий В.Г. (1992). Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 10–12.

Доманюк Ф.Н. (2011). Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем. *Нефтепромысловое дело*, (7), с. 21–26.

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. (2018). Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения – полуаналитический метод Стэндфордского университета. Актуальные проблемы нефти и газа, (2), с. 1–10.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т., Фахретдинов Р.Н., Аникеев Д.П., Рощина И.В., Контарев А.А., Северов Я.А., Рощин А.А., Мамедов Э.А., Брадулина О.В., Лукманов А.Р. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Ин-т комп. исслед., 484 с.

Иктисанов В.А. (2020). Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации. Записки Горного института, 243, с. 305–312. https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305

Меркулов В.П. (1958). О дебите наклонных и горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*. (6), с. 51–56.

Морозов П.Е. (2008). Оценка продуктивности горизонтальной скважины в анизотропном пласте. Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении: Материалы докл. VI шк.семинара молодых ученых и специалистов под руководством акад. РАН В.Е. Алемасова. Казань: Изд-во Казан. ун-та, с. 340–343.

Морозов П.Е. (2018а). Исследование стационарного притока жидкости к лучевой системе горизонтальных скважин. *Прикладная механика и техническая физика*, 59(2), с. 99–107. https://doi.org/10.15372/ PMTF20180210

Морозов П.Е. (2018б). Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине. *Георесурсы*, 20(1), с. 44–50. https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50

Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. (2005). Численное решение прямой и обратной задачи при фильтрации флюида к горизонтальной скважине. *Вычислительные методы и программирование*, 6(1), с. 262–268.

Насыбуллин А.В., Войкин В.Ф. (2015). К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения. *Георесурсы*, (4), с. 35–38. http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.22

Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В., Васильев В.В., Астахова А.Н. (2014). Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности,* (6), с. 27–32.

Нафиков Р.И., Саламатин А.А. (2023). Представление поля давления и потоков в окрестности горизонтальной скважины на основе мгновенных точечных источников. *Георесурсы*, 25(1), с. 140–144. https://doi. org/10.18599/grs.2023.1.14

Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Вахитов И.Д., Низамов И.Г. (2013). Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины. *Нефтяное хозяйство*, (7), с. 26–27.

Телков А.П., Грачев С.И. (2009). Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений. Ч. 2. Тюмень: Тюмен. гос. нефтегазовый ун-т, 380 с.

Хайруллин М.Х., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н. (2012а). Гидродинамические исследования многоствольных горизонтальных скважин. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика,* 1(5), с. 1–8.

Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р., Абдуллин А.И. (2012б). Термогидродинамические исследования горизонтальных нефтяных скважин. *Теплофизика высоких температур*, 50(6), с. 830–834.

Хисамов Р.С., Фаткуллин Р.Х., Ханнанов Р.Г. (2010). Технология управляемой эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 110–112.

Яртиев А.Ф., Фазлыев Р.Т., Миронова Л.М. (2008). Применение горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана. М.: ВНИИОЭНГ, 153 с.

Chaudhry A. (2004). Oil Well Testing Handbook. Boston; Oxford: Gulf Prof. Publ., 689 p.

Hill A.D., Zhu D., Economides M.J. (2008). Multilateral Wells. SPE, 200 p. https://doi.org/10.2118/9781555631383

Houben G.J., Collins S., Bakker M., Daffner T., Triller F., Kacimov A. (2022) Review: Horizontal, directionally drilled and radial collector wells. *Hydrogeology Journal*, 30, pp. 329–357. https://doi.org/10.1007/s10040-021-02425-w

Joshi S.D. (1988). Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40(6), pp. 729–739. https://doi.org/10.2118/15375-PA

Joshi S.D. (1991). Horizontal Well Technology. PennWell Publ. Comp., 535 p.

Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. (2002). Evaluating Productivity of a Horizontal Well. *SPE International Thermal Operations* and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada. https://doi.org/10.2118/79000-MS

Mukherjee H., Economides M.J. (1991). A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(2), pp. 209–216. https://doi.org/10.2118/18303-PA

Ozkan E., Sarica C., Haci M. (1999). Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. *SPE Journal*, 4(3), pp. 288–301. https://doi.org/10.2118/57687-PA

Ouyang L.-B., Aziz K. (2001). A general single-phase wellbore/ reservoir coupling model for multilateral wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(4), pp. 327–335. https://doi.org/10.2118/72467-PA

Renard G., Dupuy J.M. (1991). Formation damage effects on horizontalwell flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 43(7), pp. 786–869. https://doi.org/10.2118/19414-PA

Suprunowicz R., Butler R.M., Ford C.O.K., Kry S.F. (1998). An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(10), pp. 51–57. https://doi.org/10.2118/98-10-04

Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. (2000). Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs. *SPE Journal*, 5(2), pp. 218–226. https://doi.org/10.2118/62812-PA

Сведения об авторах

Арслан Валерьевич Насыбуллин – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2 e-mail: arsval@bk.ru

Петр Евгеньевич Морозов – доктор физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2

Марат Назмиевич Шамсиев – доктор техн. наук, ведущий научный сотрудник, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2

Ляйсан Равилевна Шайхразиева – канд. техн. наук, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Вадим Аликович Саяхов – канд. техн. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт,

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Олег Владимирович Денисов – канд. техн. наук, ведущий бизнес-аналитик, ПАО «Татнефть»,

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ленар Камилевич Шайдуллин – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

> Статья поступила в редакцию 22.06.2023; Принята к публикации 05.09.2023; Опубликована 30.12.2023

> > IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Analytical and semi-analytical methods for modeling liquid inflow to a horizontal well (review)

A.V. Nasybullin^{1*}, P.E. Morozov^{1,2}, M.N. Shamsiev^{1,2}, L.R. Shaikhrazieva¹, V.A. Sayakhov¹, O.V. Denisov³, L.K. Shaidullin¹

gr /m

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation ²Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS, Kazan, Russian Federation ³Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation *Corresponding author: Arslan V. Nasybullin, e-mail: arsval@bk.ru

Abstract. The efficiency of using horizontal drilling technology largely depends on a number of factors, including the geological structure of the productive formation, fracturing, anisotropy, heterogeneity, porosity, and permeability. This necessitates the design of the process of oil inflow to the horizontal section of the well. The article presents analytical and numerical methods used in modeling liquid inflow to horizontal and multilateral wells. The main attention is paid to taking into account the anisotropy of reservoir permeability, the trajectory of the horizontal wellbore and hydraulic pressure losses due to friction.

Keywords: horizontal well, calculation of inflow, working sections of the horizontal wellbore, permeability anisotropy, hard-to-recover oil reserves

Acknowledgements

The research was carried out with the support of the Russian Science Foundation grant No. 23-19-00144, https://rscf.ru/project/23-19-00144/.

Recommended citation: Nasybullin A.V., Morozov P.E., Shamsiev M.N., Shaikhrazieva L.R., Sayakhov V.A., Denisov O.V., Shaidullin L.K. (2023). Analytical and semianalytical methods for modeling liquid inflow to a horizontal well (review). *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 252–259. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.23

References

Batler R.M. (2010). Horizontal wells for recovery of oil, gas and bitumen. Moscow – Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanii, NIC "Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika", 536 p. (In Russ.) Berdin T.G. (2001). Designing the development of oil and gas fields with horizontal well systems. Moscow: OOO "Nedra-Biznescentr", 199 p. (In Russ.)

Borisov Y.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. (1964). Development of oil deposits with horizontal and multilateral wells. Moscow: Nedra, 350 p. (In Russ.)

Brekhuncov A.M., Telkov A.P., Fedorcov V.K. (2004). Development of the theory of liquid and gas filtration to horizontal wellbores. Tyumen: OAO "SibNAC", 290 p. (In Russ.)

Chaudhry A. (2004). Oil Well Testing Handbook. Boston; Oxford: Gulf Prof. Publ., 689 p.

Domanyuk F.N. (2011). Steady-state liquid flow towards an undulating well. *Neftepromyslovoe delo*, 7, pp. 21–26. (In Russ.)

Grachev S.I., Rogozina T.V., Kolev ZH.M., Mamchistova E.I. (2021). Inflow to an oil well with a complex trajectory in the reservoir. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii*, 2, pp. 39–58. (In Russ.) https://doi. org/10.37493/2308-4758.2021.2.3

Griguletsky V.G. (1992). Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 10–12. (In Russ.)

Hairullin M.H., Morozov P.E., Shamsiev M.N. (2012). Hydrodynamic studies of multilateral horizontal wells. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 1(5), pp. 1–8. (In Russ.)

Hairullin M.H., Shamsiev M.N., Badertdinova E.R., Abdullin A.I. (2012). Thermohydrodynamic investigations of horizontal oil wells. *High Temperatures*, 50(6), pp. 774–778. https://doi.org/10.1134/S0018151X12050070

Hill A.D., Zhu D., Economides M.J. (2008). Multilateral Wells. *SPE*, 200 p. https://doi.org/10.2118/9781555631383

Houben G.J., Collins S., Bakker M., Daffner T., Triller F., Kacimov A. (2022) Review: Horizontal, directionally drilled and radial collector wells. *Hydrogeology Journal*, 30, pp. 329–357. https://doi.org/10.1007/s10040-021-02425-w

Iktisanov V.A. (2020). Description of steady inflow of fluid to wells with different con-figurations and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 305–312. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.3.305

Joshi S.D. (1988). Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40(6), pp. 729–739. https://doi.org/10.2118/15375-PA

Joshi S.D. (1991). Horizontal Well Technology. PennWell Publ. Comp., 535 p.

Khisamov R.S., Fatkullin R.K., Khannanov R.G. (2010). New technology of horizontal well completion and production. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 110–112. (In Russ.)

Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. (2002). Evaluating Productivity of a Horizontal Well. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada. SPE-79000-MS, pp. 1–10. https:// doi.org/10.2118/79000-MS

Morozov P.E. (2008). Evaluation of the productivity of a horizontal well in an anisotropic reservoir. *Problems of heat and mass transfer and hydrodynamics in power engineering: Proc. VI School-seminar*, Kazan, September 16–18, 2008. Kazan: Kazan University Publ., pp. 340–343. (In Russ.)

Morozov P.E. (2018). Steady fluid flow to a radial system of horizontal wells. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 59(2), pp. 273–280. https://doi.org/10.1134/S0021894418020104

Morozov P.E. (2018). Simulation of non-stationary fluid inflow to a multi-section horizontal well. *Georesursy* = *Georesources*, 20(1), pp. 44–50. https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50

Morozov P.E., Hairullin M.H., Shamsiev M.N. (2005). Numerical solution of direct and inverse problems during fluid filtration to a horizontal well. *Vychislitel'nye metody i programmirovanie = Numerical Methods and Programming*, 6(2), pp. 139–145. (In Russ.)

Mukherjee H., Economides M.J. (1991). A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(2), pp. 209–216. https://doi.org/10.2118/18303-PA

Nasybullin A.V., Voykin V.F. (2015). Definition of Production Rate in a Horizontal Well at Steady Mode in the Object of Flooding. *Georesursy* = *Georesources*, 4(63), pp. 35–38. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.22

Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V., Vasil'ev V.V., Astakhova A.N. (2014). Controlling over the model of stable inflow towards a horizontal well and a fracture of endless conductivity. *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti*, 6. pp. 27–32. (In Russ.) Nafikov R.I., Salamatin A.A. (2023). Representation of the pressure field and flows in the vicinity of a horizontal well based on instantaneous point sources. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 140–144. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14

Ozkan E., Sarica C., Haci M. (1999). Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. *SPE Journal*, 4(3), pp. 288–301. https://doi.org/10.2118/57687-PA

Ouyang L.-B., Aziz K. (2001). A general single-phase wellbore/ reservoir coupling model for multilateral wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(4), pp. 327–335. https://doi.org/10.2118/72467-PA

Renard G., Dupuy J.M. (1991). Formation damage effects on horizontalwell flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 43(7), pp. 786–869. https://doi.org/10.2118/19414-PA

Suprunowicz R., Butler R.M., Ford C.O.K., Kry S.F. (1998). An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(10), pp. 51–57. https://doi.org/10.2118/98-10-04

Tahautdinov Sh.F., Hisamov R.S., Ibatullin R.R., Abdrahmanov G.S., Vahitov I.D., Nizamov I.G. (2013). Controllable operation of horizontal wellbore intervals. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil industry*, 7, pp. 26–27. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50

Telkov A.P., Grachev S.I. (2009). Reservoir hydromechanics as applied to problems of oil and gas field development. Part II. Tyumen: TSOGU, 352 p. (In Russ.)

Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. (2000). Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs. *SPE Journal*, 5(2), pp. 218–226. https://doi.org/10.2118/62812-PA

Yartiev A.F., Fazlyev R.T., Mironova L.M. (2008). Application of horizontal wells in oil fields of Tatarstan. Moscow: VNIIOENG, 156 p. (In Russ.)

Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. (2018). Well Connection Conductivity Calculation – Stanford University Semi-Analytical Method. *Aktualnye problemy nefti i gaza*, 2(21), pp. 1–10. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Moscow – Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanii, 484 p. (In Russ.)

About the Authors

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation e-mail: arsval@bk.ru

Petr E. Morozov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS

2/31 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Marat N. Shamsiev – Dr. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS

2/31 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Laisan R. Shaikhrazieva– Cand. Sci. (Engineering), Assistant of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Vadim A. Sayakhov- Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute,

2 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Oleg V. Denisov – Cand. Sci. (Engineering), Lead business analyst, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Lenar K. Shaidullin – Graduate Student, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 22 June 2023; Accepted 5 September 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.22

УДК 536+550.3

Использование вронскиана для анализа термограммы добывающей скважины

gr≁∖

Р.А. Валиуллин, М.Ф. Закиров^{*} Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Проведены исследования функциональной зависимости термограмм в добывающих скважинах с целью определения начального распределения температуры по стволу скважины. Информация о первоначальном тепловом поле позволяет обеспечить достоверность решения задачи об определении работающих интервалов в эксплуатационных скважинах. В данной работе предлагается способ выделения линейной зависимости на профиле термограммы в интервалах отсутствия движения флюида (в зумпфе работающей и по стволу простаивающей скважины) с помощью построения специальной функции – вронскиана. Установлено, что применение вронскиана можно использовать для восстановления геотермического распределения, а также определения значения геотермического градиента и температуры при анализе термограммы. Для обсуждения возможностей предлагаемого способа использованы три случая: модельная и две термограммы при реальном промысловом исследовании. Первым вариантом рассмотрена синтетическая термограмма при квазистационарном режиме работы скважины. Во втором и третьем случае приводятся результаты термометрических исследований в скважине при кратковременном вызове притока с пласта при одинаковом и различающемся литологическом строении интервалов в зумпфе. Полученный алгоритм может использоваться для выделения количественных параметров работы системы «скважина – пласт».

Ключевые слова: скважина, тепловое поле, термограмма, геотермический градиент, линейная зависимость, квазистационарный режим

Для цитирования: Валиуллин Р.А., Закиров М.Ф. (2023). Использование вронскиана для анализа термограммы добывающей скважины. *Георесурсы*, 25(4), с. 260–266. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.22

Введение

Для решения задач промысловой геофизики в действующих скважинах наиболее информативным параметром является температура. Воздействие внешних и внутренних факторов в системе «скважина – пласт» отражается на распределении температуры и это можно использовать для решения разного класса задач. По мнению авторов (Валиуллин и др., 2015, 2022а; Рамазанов, 2017), изменение теплового поля по стволу добывающей скважины определяется совместным действием термодинамических эффектов, таких как эффект Джоуля – Томсона, калориметрический эффект и т.д. Однако при определенных режимах работы скважины один из тепловых эффектов может преобладать над остальными.

В практике скважинной термометрии (Рамазанов 2017; Захарченко, 2017) для анализа возникающих термоаномалий необходимо построение геотермического распределения. Получение такого распределения может быть осложнено многими факторами (предистория работ на скважине, нарушение герметичности колонны и возникновение заколонных перетоков, короткий зумпф и т.д.). В остановленной скважине (Меркулов, 2008) могут наблюдаться интервалы с различными градиентами температуры. Такое поведение обусловлено термическими свойствами горных пород (теплопроводность, теплоемкость и т.д.). Поэтому изучение теплового поля в скважине позволяет связать литологию окружающих пород и теплофизические процессы, происходящие в системе «скважина – пласт». Таким образом, для решения перечисленных задач возникает необходимость поиска на термограмме линейной зависимости по глубине.

В последнее время объем промысловых исследований возрос благодаря развитию технологий скважинных измерений: появлению распределенных датчиков (Валиуллин и др., 2013), оптико-волоконных систем измерений температуры. Это приводит к необходимости развития методов экспресс обработки термограмм (Закиров и др., 2020, 2022; Валиуллин и др., 2022б) и прогноза положения по глубине интервалов с заданной зависимостью (Митрофанов, 2019) с целью определения параметров работы системы «скважина - пласт». Т.е. необходимо разработать алгоритмы выделения физических закономерностей на регистрируемых промысловых результатах для того, чтобы предложить для геофизической отрасли эффективные методы по обработке материала. Это возможно сделать несколькими путями: 1) на основе математического моделирования; 2) отбора промыслово-геофизических результатов с созданием базы данных и знаний с характерными признаками.

Данная работа посвящена опробованию способа выделения на термограмме интервалов линейной зависимости для использования в автоматизированной обработке промысловых термограмм.



^{*} Ответственный автор: Марат Финатович Закиров e-mail: zakirovmf@mail.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Материалы и методы

Рассмотрим суть способа по определению интервалов с линейной зависимостью. Пусть функции $y_1(x)$, $y_2(x)$, $y_3(x)$, ..., $y_n(x)$ непрерывны вместе со своими производными (до n-1 порядка включительно) на интервале (a; b). Определитель Вронского (вронскиан) указанной системы функций задаётся следующей формулой (Ильин, 2010):

$$W(y_1, y_2, ..., y_n) = \begin{vmatrix} y_1(x) & y_2(x) & ... & y_n(x) \\ y_1'(x) & y_2'(x) & ... & y_n'(x) \\ ... & ... & ... & ... \\ y_1^{(n-1)}(x) & y_2^{(n-1)}(x) & y_n^{(n-1)}(x) \end{vmatrix}.$$
(1)

Для того, чтобы функции $y_1(x)$, $y_2(x)$, $y_3(x)$, ..., $y_n(x)$ были линейно независимыми на (a; b), достаточно выполнения условия $W(y_1, y_2, ..., y_n) \neq 0$ хотя бы в одной точке интервала (a; b). Т.е. если $W(y_1, y_2, ..., y_n) = 0$ для всех значений переменной из интервала (a; b), то функции $y_1(x)$, $y_2(x)$, $y_3(x)$, ..., $y_n(x)$ в общем случае будут линейно зависимы.

Рассмотрим пример термограммы в стволе добывающей скважины, зарегистрированной на притоке (рис. 1).

Как видно из термограммы, существуют интервалы с практически линейной завимостью: 1) нижний интервал (ниже подошвы работающего интервала) определяется характером геотермического распределения в интервале глубин (1350–1370 м); 2) выше кровли пласта – согласно конвективному теплообмену восходящего потока флюида – параллельно геотермическому распределению – выше глубины 1320 м.

В нашем случае, если две функции – экспериментальная и модельная термограммы – будут линейно зависимы, тогда вронскиан будет равен нулю. Следовательно согласно (1), в этом интервале из исходной промысловой термограммы можно выделить соответствующую линейную зависимость. Для получения коэффициентов линейной зависимости также необходимо использовать линейную регрессию при обработке температурного сигнала:



Рис. 1. Модельная термограмма для случая одного работающего интервала: а – термограмма на притоке; b – геотермическое распределение; с – интервал перфорации

В общем виде для выделения линейной зависимости на экспериментальных данных необходимо выполнить следующие шаги.

 выбор первоначального интервала обработки из промысловых результатов, начиная с забоя скважины (необходим интервал, где будет более 3-х точек отсчета из-за требований регрессионного анализа);

2) определение параметров линейной зависимости;

3) определение вронскиана с использованием промысловой термограммы и модельной линейной зависимости;

 анализ значений вронскиана во всем интервале глубин и определение интервала, где значения определителя Вронского стремятся к нулю;

 при отсутствии заданных интервалов расширение диапазона анализа промысловой термограммы вплоть до подошвы работающего интервала или устья скважины с последующим расчетом вронскиана согласно п.2;

 6) определение технологических характеристик из полученной линейной зависимости.

Результаты

Пример 1. Анализ модельной термограммы

Рассмотрим пример использования вронскиана. Для этого используем приведенную термограмму на рис. 1 и рассчитаем в каждой точке функциональную зависимость вронскиана (рис. 2).

В интервалах, где наблюдается минимальное показание вронскиана (рис. 2), кривая «w» (интервал 1357–1368 м, значение близкое к нулю) говорит о преимущественной линейной зависимости. В этом интервале «i» линейная зависимость термограммы определяется геотермическим распределением. Т.е. данный метод позволил автоматически (по поведению функции вронскиана) определить тип зависимости. В качестве дополнительного практического применения данный способ позволяет определить в интервале линейной зависимости геотермический градиент, который составил порядка 0,018 °C/м.



Рис. 2. Вид детализированного вронскиана в интервале зумпфа: w – вронскиан; i – интервал определения параметров

Пример 2. Опробование на реальных данных

Рассмотрим использование вронскиана при анализе термограмм в добывающей скважине при компрессорном опробовании (рис. 3).

В данной скважине выполнены исследования в остановленной скважине «а», в процессе компрессирования «b» (репрессии) и серии замеров при притоке

www.geors.ru ГЕПРЕСУРСЫ 261



Рис. 3. Промысловые термограммы: а – фоновый; b – при компрессировании; с – при прорыве 1 пуск муфты; d – через 1 ч после разрядки; е – потенциал собственной поляризации; I – перфорация; g₁-g₂ – поисковый интервал геотермического распределения

(депрессии) - термограммы «с, d». Согласно данным открытого ствола по кривой ПС (потенциала собственной поляризации), интервал g₁-g₂ выделяется как «неколлектор». Учитывая, что характерных признаков движения жидкости в зумпфе скважины не наблюдается, то данный участок от подошвы перфорации до забоя можно использовать для восстановления линейного геотермического распределения. При получении геотермического градиента производится дифференцирование термограммы по глубине. При детальном анализе на реальной термограмме (рис. 4) могут наблюдаться малые флуктуации. Это связано с осложнениями при регистрации термограмм (Санду, 2015; Демежко и др., 2020) вследствие влияния различных факторов (влияние работы скважины, шумы аппаратуры и т.д.). Поэтому возникает необходимость выполнения предварительного сглаживания реальной термограммы.

Так, при подробном анализе, несмотря на то что в интервале g₁-g₂ (рис. 3) термограммы «а-d» имеют практически линейный тренд, кривые необходимо предварительно сгладить и отфильтровать выбросы. Для упрощения визуализации графиков рассмотрим применение вронскиана на примере термограммы «d» на притоке через 1 ч после разрядки скважины (рис. 4).

Существуют различные способы сглаживания зависимостей (Туктамышева, 2008; Зеливянская, 2016; Гладких, 2011). В настоящей работе было использовано экспоненциальное сглаживание в связи со способом расчета производной термограммы как функции от двух соседних точек по глубине. В отличие от метода «скользящего среднего», где прошлые наблюдения имеют одинаковый вес, экспоненциальное сглаживание присваивает им экспоненциально убывающие веса, т.е. новые точки – результаты дают больший вес при прогнозировании, чем старые точки



Рис. 4. Детализация термограммы (рис. 3) в зумпфе: d – через 1 ч после разрядки; f – сглаженная кривая в режиме «d»; g – искомое геотермическое распределение

наблюдения. Это позволяет создавать прогноз на продолжительном интервале по глубине и при этом сохранять общий тренд функции. В случае экспоненциального сглаживания формула выглядит следующим образом:

$$T_{ceni} = \alpha^* T_{i-1} + (1 - \alpha)^* T_{ceni-1}$$
(2)

где $0 < \alpha < 1$; i > 2.

Параметр альфа определяет степень сглаживания. При значениях близких к 1, сглаженный ряд практически повторяет исходный ряд. Для медленно меняющегося ряда часто берут небольшие значения $\alpha = 0,1$; а для быстро меняющегося – 0,3–0,5. На рис. 4 приведен пример сглаживания с $\alpha = 0.05$.

Как видно из рис. 4, сглаживание позволяет убрать неоднозначности при вычислении производных по глубине. Т.к. параметр сглаживания будет являться также параметром влияния, исследуем поведение вронскиана, но при разных значения степени сглаживания.

Из графика на рис. 5 можно сделать вывод, что при уменьшении степени сглаживания (значения, меньшие 0,02) на вронскиане наблюдаются меньшие флуктуации, однако и необходимых точек, когда вронскиан будет стремиться к нулю, будет меньше. Т.е. необходимо соблюдать «золотую середину» - сгладить термограммы, при этом не сильно исказив входные массивы. Другим способом определения интервалов, где будет наблюдаться стремление вронскиана к нулю, будут графики отклонения от среднего значения (рис. 6).

Как видно из рис. 6, значение вронскиана, стремящееся к нулю, наблюдается в диапазоне глубин 1770-1810 м. Чем меньше степень сглаживания, тем «уже» диапазон глубин, где вронскиан стремится к нулю. Точки, попавшие в диапазон 1750–1760 м, можно также включить в анализ, однако представительность таких данных составляет менее 1%, и поэтому в анализ они не были включены. Учитывая, что максимальное частое попадание значения



Рис. 5. Вид вронскиана по глубине, шифр кривых – это степень сглаживания



Рис. 6. Отклонение от среднего значения для вронскиана по глубине, где шифр кривых – это степень сглаживания термо-граммы

вронскиана, стремящегося к нулю, наблюдается в интервале глубин 1770–1810 м, тогда можно оценить по каждой степени сглаживания полученный интервал линейного тренда (рис. 7).

Как видно из рис. 7, несмотря на разные степени сглаживания линейный тренд наблюдается в интервале 1775–1790 м (пунктирное выделение). Т.е. даже при сглаживании исходной термограммы и с помощью метода вронскиана возможно определение интервалов линейного тренда. Согласно выявленному положению глубин линейной зависимости, было определено геотермическое распределение «g» (рис. 4). Геотермический наклон для термограмм (рис. 3, 4) получился равным



Рис. 7. Интервалы по глубине прогнозного линейного тренда, где шифр кривых – это степень сглаживания термограмм

Г = 0,039 °С/м. Т.е. связка алгоритма экспоненциального сглаживания и вронскиана позволяет определить область линейного тренда на промысловых термограммах, зарегистрированных при проведении геофизических исследований скважин.

Пример 3. Опробование на реальных данных

Рассмотрим случай применения вронскиана для термограммы с множеством линейных участков. При детальном изучении геофизического материала таких объектов видна характерная корреляция с разным литологическим строением пластов и, соответственно, с отличающимися теплофизическими характеристиками, например, теплопроводностью интервалов. Так, на рис. 8 представлена термограмма в зумпфе простаивающей скважины. На термограмме «а» выделяются четыре участка с собственными линейными трендами (рис. 8, пунктирные линии $g_1...g_4$). Т.е. в данной скважине при формировании теплового поля возникли различающийся темп и условия теплообмена с окружающими скважину горными породами в установленных интервалах.

Условный наклон данных участков рассчитан на кривой «g» (рис. 8, пунктирные линии и числовые значения-маркеры кривой «g»). Данные кривой потенциала собственной поляризации «е» косвенно подтверждают границы выделенных интервалов. В верхнем интервале 960-975 м может наблюдаться остаточный эффект от воздействия работающего интервала 946-950 м, расположенного выше глубины 960 м. 100% корреляции термограммы с литологическим строением разреза скважины не всегда удается отметить, т.к. изменение теплового поля скважины связано со множеством процессов, происходящих в скважине и пластах. Однако при преимущественном проявлении одного из термодинамических процессов (в данном случае кондуктивного теплообмена) возможно возникновение ситуации, когда один или несколько участков термограммы имеют свой собственный линейный тренд (рис. 8, пунктирные линии). Воспользуемся методологией вронскиана (1) поинтервально для каждого участка (рис. 8, отрезки g₁...g₄). Образовавшаяся группа кривых вронскианов (рис. 8, w₁... w₄) имеет нулевые показания на участках, выделенных пунктирными прямоугольниками. Дополнительно можно отметить, что по стволу скважины можно найти участки линейного распределения температуры с одинаковыми наклонами (рис. 8, g₂, g₄).

www.geors.ru



Рис. 8 Результаты поиска линейного тренда: a - термограмма при остановке; <math>e - диаграмма потенциала собственной поляризации; g - градиент термограммы; $g_1...g_4 - участки ли$ $нейного тренда; <math>w_1...w_4 - функции вронскиана;$ красные точки – линия W = 0; v - обратная зависимость от вронскиана

Т.к. по определению вронскиан в интервалах линейной зависимости будет стремится к нулю, то для удобства анализа найдем вспомогательную функцию – обратную пропорциональность (Выгодский, 2006) от значений вронскиана:

$$f(z) = 1/w(z),$$
 (3)

где w(z) – значения вронскиана по глубине.

Тогда в интервалах с малыми значениями вронскиана будут наблюдаться максимумы (рис. 8, кривая «v» или рис. 9, w₁...w₄):

При таком способе анализа (рис. 9) каждый из вронскианов имеет характерный «резонансный» максимум (кривые $w_1...w_4$). Интервал максимума приурочен к области, где исходная термограмма имеет линейный тренд (рис. 8, отрезки $g_1...g_4$). Т.е. использование метода вронскиана в этом случае позволяет по всей длине скважины выделить участки с линейным и одинаковым трендом. Таким образом, предлагается новый метод и признак для выделения линейной зависимости на термограммах, зарегистрированных в остановленной скважине на основе обработки вронскианом. Это позволит автоматизировать процесс поиска линейных зависимостей на промысловой термограмме при одинаковом и различающемся литологическом строении пластов.

Заключение

В результате проведенных исследований показано, что при обработке термограммы с помощью построения специальной функции – вронскиана – возможно выделение линейной зависимости по глубине. Приведенный метод позволяет создать алгоритм по обработке промысловых термограмм с целью определения характеристик



gr M

Рис. 9. График обратной пропорциональности от вронскиана для поиска линейного тренда: w₁...w₄ – вронскианы

теплового поля вокруг скважин. В частности, возникает возможность выделения участков геотермического распределения используя свойство равенства нулю вронскиана в участках линейной зависимости температуры от глубины. Следует отметить, что предлагаемый метод использования вронскиана дополняет классический способ определения геотермического распределения в скважине. Полученное геотермическое распределение позволяет восстановить начальное, невозмущенное работой скважины, тепловое поле. Использование этой информации при решении задачи о выделении работающих интервалов повышает достоверность интерпретации промысловых термограмм.

Для подтверждения полученных закономерностей были привлечены результаты промысловых исследований добывающих скважин. Таким образом, использование методологии зависимости/независимости нескольких функций с применением вронскиана позволяет определить интервалы геотермического распределения из результатов обработки промысловых термограмм, а также определить теплофизические параметры системы «скважина – пласт».

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда по теме: «Разработка инновационной технологии на основе метода активной термометрии для решения задач экологии пресноводных горизонтов», соглашение № 23-17-20017 от 20 апреля 2023 г.

Авторы выражают большую благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Хабиров Т.Р., Ахметов К.Р., Мызников Ю.Г., Бакиев И.Р., Кудряшова С.Г. (2013). О количественном определении состава притока с использованием распределенных влагомеров. *Георесурсы*, 3(53), с. 21–24. http://dx.doi.org/10.18599/grs.53.3.7

Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Закиров М.Ф., Шарипов А.М., Ахметов К.Р., Азизов Ф.Ф. (2015). Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 93–95.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Закиров М.Ф. (2022а). Симулятор «Ansim» для расчета распределения температуры в многопластовой скважине по аналитическим моделям. Роспатент. Свидетельство о регистрации ПО №2022614547, Москва.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А, Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. (20226). Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. *PROHEФТЬ*. *Профессионально о нефти*, 7(1), с. 99–109.

Выгодский М.Я. (2006). Справочник по элементарной математике. М.: ACT:Астрель, 509 с.

Гладких Б.А. (2011). Методы оптимизации и исследование операций для бакалавров информатики. Томск: Издательство НТЛ, 264 с.

Демежко Д.Ю., Хацкевич Б.Д., Миндубаев М.Г. (2020). Методы подавления свободной тепловой конвекции в водонаполненных скважинах при проведении температурных исследований. *Георесурсы*, 22(1), с. 55–62. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.55-62

Закиров М.Ф., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. (2022). Влияние геотермического градиента на профиль квазистационарной термограммы в добывающей скважине. Материалы международной конференции TNS304. СПб: ГНИИ «Нацразвитие», с. 33–35.

Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Низаева И.Г. (2020). Математическое моделирование термогидродинамических процессов в пласте с гидроразрывом в режиме нагнетания флюида. *Тезисы* докладов EAGE Saint Petersburg 2020: 9-я международная геолого-геофизическая конференция «Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы». https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053031

Захарченко Л.И. (2017). Геофизические методы контроля разработки МПИ. Ставрополь: СКФУ, 249 с.

Зеливянская О.Е. (2016). Математическое моделирование: лабораторный практикум. Ставрополь: СКФУ, 144 с.

Ильин В.А. (2010). Линейная алгебра. Курс высшей математики и математической физики, 6-е изд. М.: Физматлит, 278 с.

Меркулов В.П. (2008). Геофизические исследования скважин. Томск: Изд-во ТПУ, 139 с.

Митрофанов Г.М. (2019). Обработка и интерпретация геофизических данных. 2-е изд. Новосибирск: НГТУ, 168 с. Рамазанов А.Ш. (2017). Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. Уфа: РИЦ БашГУ, 114 с.

Санду С. Ф. (2015). Оператор по исследованию скважин. Томск: Изд-во ТПУ, 120 с.

Туктамышева Л.М. (2008). Моделирование и прогнозирование на основе методов экспоненциального сглаживания: методические указания к лабораторному практикуму и самостоятельной работе студентов. Оренбург: ГОУ ОГУ, 53 с.

Ramazanov A., Valiullin R., Sharafutdinov R., Khabirov T., Sadretdinov A., Zakirov M., Islamov (2016). The use of simulators for designing and interpretation of well thermal survey. *7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences*, pp. 957–961.

Сведения об авторах

Марат Финатович Закиров – кандидат техн. наук, доцент кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий

Россия, 450074, Уфа, ул.Заки Валиди, д. 32 e-mail: zakirovmf@mail.ru

Рим Абдуллович Валиуллин – доктор техн. наук, профессор, заведующий кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий

Россия, 450074, Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32

Статья поступила в редакцию 14.04.2023; Принята к публикации 14.08.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Using the vronskian to analyse the thermogram of a producing well

R.A. Valiullin, M.F. Zakirov^{*}

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation *Corresponding author: Marat F. Zakirov, e-mail: zakirovmf@mail.ru

Abstract. The functional dependence of thermograms in producing wells has been studied in order to determine the initial temperature distribution along the wellbore. Information about the initial thermal field makes it possible to ensure the reliability of solving the problem of determining the operating intervals in production wells. In this paper, we propose a method for isolating the linear dependence on the thermogram profile in the intervals of the absence of fluid movement (in the sump of a working and along the trunk of an idle well) by constructing a special function - the vronskian. In this paper, it is established that the use of the vronskian can be used to restore the geothermal distribution, as well as to obtain the value of the geothermal gradient and temperature in the analysis of the thermogram. To discuss the possibilities of the proposed method, three cases were used: a model and two thermograms in a real field study. The first option considered is a synthetic thermogram with a quasi-stationary mode of operation of the well. In the second and third cases, the results of thermometric studies in the well with a short-term inflow from the reservoir with the same and different lithological structure of the intervals in the sump are presented. The obtained algorithm can be used to isolate the intervals of linear dependence during express processing of registered

thermograms in order to obtain quantitative parameters of the operation of the borehole-formation system.

Keywords: well, thermal field, thermogramm, geothermal gradient, linear dependence, quasi-stationary mode

Recommended citation: Valiullin R.A., Zakirov M.F. (2023). Using the vronskian to analyse the thermogram of a producing well. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 260–266. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.22

Acknowledgements

The work was carried out with the financial support of the Russian Science Foundation on the topic: «Development of innovative technology based on the method of active thermometry for solving problems of ecology of freshwater horizons», agreement No. 23-17-20017 of April 20, 2023.

References

Demezhko D.Yu., Khatskevich B.D., Mindubaev M.G. (2020). Methods of suppressing free thermal convection in water-filled wells during temperature research. *Georesursy = Georesources*, 22(1), pp. 55–62. https:// doi.org/10.18599/grs.2020.1.55-62

Gladkih B. A. (2011). Optimization Methods and Operations Research for Computer Science Bachelors. Tomsk: NTL, 264 p. (In Russ.) Ilin V.A. (2010). Linear Algebra. Course of Higher Mathematics and Mathematical Physics, 6th ed. Moscow: Fizmatlit, 278 p. (In Russ.)

Merkulov V.P. (2008). Geophysical research of wells. Tomsk: TPU, 139 p. (In Russ.)

Mitrofanov G.M. (2019). Processing and interpretation of geophysical data. 2nd ed. Novosibirsk: NGTU, 168 p. (In Russ.)

Ramazanov A., Valiullin R., Sharafutdinov R., Khabirov T., Sadretdinov A., Zakirov M., Islamov (2016). The use of simulators for designing and interpretation of well thermal survey. *7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences*, pp. 957–961. (In Russ.)

Ramazanov A.Sh. (2017). Theoretical foundations of borehole thermometry. Ufa: RITS BSU, 114 p. (In Russ.)

Sandy S.F. (2015). Well Survey Operator. Tomsk: TPU, 120 p. (In Russ.) Tuktamysheva L.M. (2008). Modeling and forecasting based on exponential smoothing methods: guidelines for laboratory practice and independent work of students. Orenburg: GOU OGU, 53p. (In Russ.)

Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov R.T., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Sharafutdinov R.F., Jarullin R.K. (2022a). The experience of using simulators in the interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PRONEFT. Professionalno o nefti*, 7(1), pp. 99–109. (In Russ.)

Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Zakirov M.F. (2022b). Simulator «Ansim» for calculating the temperature distribution in a multilayer well according to analytical models. Russian Agency for Patents and Trademarks. Sertificate No. 2022614547. (In Russ.)

Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Fedotov V.J., Zakirov M.F., Sharipov A.M., Achmetov K.R., Azizov F.F. (2015). The use of non-stationary thermometry to diagnose the condition of wells. *Neftyanoe khozyaystvo* = *Oil industry*, 5, pp. 93–95. (In Russ.)

Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Khabirov R.T., Ahmetov K.R., Misnikov U.G., Bakiev I.R., Kudryashova S.G. (2013). The Quantitative Measurement of Inflowing Stream Composition with the Use of Distributed Moisture Meters. *Georesursy* = *Georesources*, 3(53), pp. 21–24. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.53.3.7

Vygodskij M. YA. (2006). Handbook of Elementary Mathematics. Moscow: AST:Astrel, 509 p. (In Russ.)

Zaharchenko L.I. (2017). Geophysical methods of monitoring the development of MPI. Stavropol: SKFU, 249 p. (In Russ.)

Zakirov M.F., Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F. (2022). The effect of the geothermal gradient on the profile of the quasi-stationary thermogram in the producing well. *Proc. International Conference TNS304*.St. Petersburg: GNII "Natsrazvitie", pp. 33–35. (In Russ.)

Zakirov M.F., Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Nizaeva I.G. (2020). Mathematical modeling of thermohydrodynamic processes in a reservoir with hydraulic fracturing in the fluid injection mode. *EAGE Saint Petersburg 2020:* 9th International Geological and Geophysical Conference "St. Petersburg 2020. Geosciences: transforming knowledge into resources". Abstracts. (In Russ.) https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053031

Zelivyanskaya O.E. (2016). Mathematical modeling: laboratory workshop. Stavropol: SKFU, 144 p. (In Russ.)

About the Authors

Marat F. Zakirov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of the Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology

32 Zaki Validi st., Ufa, 450074, Russian Federation e-mail: zakirovmf@mail.ru

Rim A. Valiullin – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Ufa University of Science and Technology

32 Zaki Validi st., Ufa, 450074, Russian Federation

Manuscript received 14 April 2023; Accepted 14 August 2023; Published 30 December 2023 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.21

УДК 622.276.1

Моделирование работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме с помощью регрессионного анализа

gr∕∕∾

И.В. Афанаскин^{*}, С.Г. Вольпин, В.А. Юдин, П.В. Крыганов, А.А. Глушаков Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, Москва, Россия

Одной из важных задач анализа разработки нефтяных месторождений является прогнозирование показателей работы скважин. Для этого часто используются характеристики вытеснения, представляющие собой зависимости одних показателей разработки от других. Для определения параметров этих зависимостей применяется регрессионный анализ исторических данных. Зависимости описывают обводнение добывающих скважин водой, закачиваемой в нагнетательные скважины, или водой из законтурного водоносного горизонта.

Особенностью характеристик вытеснения обычно считается, что их можно использовать только в случае, если потоки жидкости в пласте являются установившимися. Это связано с тем, что при классическом подходе характеристики вытеснения не учитывают в явном виде интерференцию скважин. Поэтому поиск характеристик вытеснения, с помощью которых можно учитывать взаимовлияние скважин, является важной задачей. Этому посвящена настоящая работа.

Обводненность и водонефтяной фактор (ВНФ) связаны известной формулой. В работе предложены регрессионные модели для ВНФ. Они получены путем совершенствования классической линейной зависимости логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти.

Обводненность рассчитывается из водонасыщенности. Предложенные регрессионные модели для водонасыщенности основаны на анализе уравнений теории двухфазной фильтрации в разностной форме.

Исследовано 11 моделей обводнения, включая две классические и 9 новых. Также были разработаны зависимости для пластового и забойного давлений. Предложенные модели предназначенные для анализа работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме. Модели были протестированы на реальном месторождении, их эффективность была проанализирована. Некоторые новые модели показали хорошие результаты на тестовой выборке. В частности, все предложенные модели показали результаты лучше, чем классическая модель вида: логарифм водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти.

Ключевые слова: анализ разработки, оптимизация разработки, регрессионный анализ, характеристики вытеснения, упруговодонапорный режим, прогноз показателей разработки

Для цитирования: Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Юдин В.А., Крыганов П.В., Глушаков А.А. (2023). Моделирование работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме с помощью регрессионного анализа. *Георесурсы*, 25(4), с. 267–285. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.21

Введение

Разработка нефтяных месторождений – это сложный и трудоемкий процесс. Для правильного использования технологий разработки нефтяных месторождений требуется анализ истории разработки, включающий в себя обобщение информации большого количества исследований скважин, пластов и флюидов. Одной из главных задач такого анализа является прогнозирование показателей работы скважин, для чего часто используются характеристики вытеснения (Craig, 1971; Dake, 2001; Smith, Cobb, 1997; Willhite, 1986; Wolcott, 2009). Метод характеристик вытеснения основан на аппроксимации исторических данных разработки. Для прогнозирования показателей разработки применяется экстраполяция полученных зависимостей. Как правило, используются линеаризованные характеристики вытеснения. Например, сложную зависимость водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти описывают линейной зависимостью логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти.

Для более детального анализа разработки, построения прогнозных моделей и оценки нефтеотдачи часто строят модели для каждой скважины отдельно, хотя можно строить модели для групп скважин, дренирующих один и тот же пласт.

Характеристики вытеснения представляют собой наборы зависимостей одних показателей разработки от других (дебит по фазам, обводненность, накопленная добыча и др.). Для определения параметров этих зависимостей используется регрессионный анализ данных разработки за исторический период.

Характеристики вытеснения принято разделять на две группы: дифференциальные и интегральные.

Дифференциальные характеристики вытеснения представляют собой зависимости дифференциальных показателей разработки (дебит по фазам, доля нефти

^{*}Ответственный автор: Иван Владимирович Афанаскин e-mail: ivan@afanaskin.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

или обводненность, ВНФ) от интегральных показателей разработки (накопленной добычи по фазам, коэффициента извлечения нефти). Общеизвестным примером дифференциальной характеристики вытеснения можно считать зависимость «логарифм ВНФ – накопленная добыча нефти».

Интегральные характеристики вытеснения представляют собой взаимосвязь разных интегральных показателей разработки. Это, например, линейная зависимость накопленной добычи нефти от обратной величины накопленной добычи жидкости.

Интегральные характеристики вытеснения являются существенно более гладкими, чем дифференциальные. Это связано с тем, что интегральные показатели разработки могут расти только с течением времени, а дифференциальные показатели могут достаточно хаотично меняться в обе стороны, придерживаясь при этом некоторого тренда. Поэтому более зашумленными являются дифференциальные характеристики вытеснения.

Возможность использования характеристик вытеснения при анализе разработки нефтяного месторождения зависит от наличия воды. Характеристики позволяют описать обводнение добывающих скважин водой, закачиваемой в нагнетательные скважины, или водой из законтурного водоносного горизонта. Поэтому такие характеристики можно использовать только для случая двухфазной фильтрации нефти и воды в пласте. Как правило, область их применения ограничена снизу весьма высоким значением минимально возможной обводненности. Этот недостаток осложняет использование подавляющего большинства известных характеристик вытеснения.

При классическом подходе к определению характеристик вытеснения их можно использовать только при установившейся фильтрации в пласте, т.е. когда условия фильтрации не изменяются со временем. Поэтому они неприменимы в следующих случаях:

значительное изменение режимов работы окружающих скважин (добывающих и нагнетательных), имеющих гидродинамическую связь с изучаемой скважиной по пласту;

включение или выключение окружающих скважин;

3) перевод добывающих скважин в нагнетательные.

При соблюдении условий применения характеристики вытеснения можно использовать для следующих целей:

1) анализ показателей разработки скважины, группы скважин, пласта или месторождения;

 прогнозирование показателей разработки на краткосрочный и среднесрочный период;

3) оценка конечной нефтеотдачи;

 оценка эффективности реализованных методов воздействия на пласт и призабойную зону (методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти).

Для определения параметров характеристик вытеснения, являющихся функциональными зависимостями (обычно, но не обязательно – линейными относительно коэффициентов), как правило, используют регрессионный анализ соответствующих исторических показателей разработки. Подавляющая часть характеристик вытеснения не имеет строгого математического вывода, так как получены эмпирическим путем в конкретных геолого-физических условиях.

Определение характеристик вытеснения, которые способны учитывать взаимовлияние скважин, является важной задачей. Решение такой задачи позволит существенно расширить область применения характеристик вытеснения как инструмента для анализа разработки. Таким исследованиям мы планируем посвятить несколько статей. Эта работа является второй в серии. Первая работа (Афанаскин и др., 2022) была посвящена случаю обводнения скважин водой из законтурной водоносной области. Настоящая работа посвящена развитию того же случая. В отличие от первой работы здесь приведено развернутое обоснование предлагаемых моделей, рассмотрен дополнительный промысловый пример, проведен подробный анализ результатов, сделан анализ литературы по проблеме. Влияние системы поддержания пластового давления здесь рассматриваться не будет. Это вопрос дальнейших исследований.

Рассмотрим некоторые примеры работ по характеристикам вытеснения.

Различные способы прогнозирования показателей разработки и обоснования выбора характеристик вытеснения представлены в классических работах по анализу разработки (Craig, 1971; Wolcott, 2009; Dake, 2001) и по заводнению (Willhite, 1986; Smith, Cobb, 1997). В частности, в работе (Wolcott, 2009) рассмотрены зависимости ВНФ от накопленной добычи, дебита жидкости и дебита нефти от накопленной добычи, обводненности от нефтеотдачи и т.д.

Рассмотрим подробнее некоторые наиболее интересные зависимости в хронологическом порядке.

Кривые Арпса (Arps, 1945) хотя и используются иногда для анализа заводнения, но не могут называться характеристиками вытеснения, поскольку они описывают падение дебита нефти от времени. Характеристики вытеснения связывают одни показатели заводнения с другими, они не зависят от времени. Вопрос корректности использования кривых Арпса для анализа падения дебита нефти в результате роста обводненности до сих пор обсуждается в литературе, например (Yang, 2009). Считается, что кривые Арпса хорошо описывают падение дебита нефти в результате прорыва законтурной воды. Иногда эти кривые используют для анализа обводненность.

В работе (Ershaghi, Omorigie, 1978) предложен подход к экстраполяции данных о добыче с помощью X-plot, который представляет собой метод анализа заводнения, основанный на одномерном уравнении Баклея – Леверетта с использованием полулогарифмической зависимости между отношением относительных проницаемостей нефти и воды и водонасыщенностью (далее модель Эршаги – Омориги). Этот метод неявно учитывает конфигурацию пласта, неоднородность и эффективность вытеснения. Развитие предложенного метода для различных схем заводнения, свойств коллектора и условий эксплуатации месторождения представлено в (Ershaghi, Abdassah, 1984).

Работа (Мирзаджанзаде и др., 1999) посвящена разработке подходов к обоснованию выбора характеристик вытеснения и повышению устойчивости оценок, получаемых с их помощью. Авторами разработана обобщенная модель с накопленным отбором нефти, воды и жидкости:

$$\frac{dQ_o}{dQ_l} = \alpha Q_o^k Q_l^m \left(Q_o^\infty - Q_o \right)^n, \tag{1}$$

gr M

где Q_o – накопленный отбор нефти, Q_l – накопленный отбор жидкости, Q_o^{∞} – начальные извлекаемые запасы нефти, α , k, m, n – параметры модели, определяемые при адаптации. Как показано в (Мирзаджанзаде и др., 1999), из этой модели можно вывести множество других, более простых моделей, например (Мирзаджанзаде и др., 1999; Савельев и др., 2008):

 $\ln(Q_o) = a + b \ln(Q_l)$, (модель Абызбаева), (2)

$$\ln(Q_l) = a + bQ_o, (модель Сазонова),$$
(3)

$$Q_o = a + \frac{b}{Q_l}$$
, (модель Камбарова), (4)

$$Q_o = a + \frac{b}{\sqrt{Q_l}}$$
, (модель Пирвердяна), (5)

$$Q_o = a + bQ_l$$
, (модель Казакова), (6)

$$\frac{Q_l}{Q_o} = a + bQ_l$$
, (модель Гайсина – Тимашова), (7)

где *а* и *b* – параметры моделей, определяемые при адаптации.

Потенциальные диагностические возможности характеристик вытеснения, связанных с ВНФ, были изучены в работах (Yortsos et al., 1999; Yang, Ershaghi, 2005). В первой работе представлены аналитические и численные результаты для различных условий заводнения.

Работа (Bondar, Blasingame, 2002) является развитием традиционных методов WOR-анализа на случай псевдостационарного течения. Предложенная авторами псевдостационарная модель (далее модель Бондаря – Блазингейма) воспроизводит прогнозирование значительно лучше, чем любая из стационарных моделей. В этой работе представлены новые эмпирические и полуаналитические модели для анализа и интерпретации данных по добыче нефти и воды.

В работах (Севостьянов, 2005; Сергеев и др., 2014) рассмотрены характеристики вытеснения с переменными во времени параметрами. Предложен подход к построению модели с учетом дополнительной априорной информации и адаптивные алгоритмы идентификации параметров.

В работе (Савельев и др., 2008) предложена классификация характеристик вытеснения и рассмотрены условия использования ряда характеристик вытеснения: Назаров, Сипачев, Максимов, Пирвердян, Говорова – Рябинина и др.

Исследование (Yang, 2009) показывает невозможность использования кривых Арпса при заводнении. Автором был разработан метод прогноза добычи нефти специально для заводнения на основе теории Баклея – Леверетта, введено понятие *Y*-функции.

В статье (Can, Kabir, 2014) рассмотрена эффективность некоторых часто используемых инструментов для анализа заводнения, таких как кривые ВНФ, У-функция и кривые Арпса. Помимо этих инструментов предлагается полуаналитический подход, который представляет собой модифицированную версию У-функции. Результаты, основанные на синтетических и промысловых данных, показывают, что метод Арпса чрезвычайно точен при заводнении, независимо от лежащих в его основе физических механизмов. Нужно отметить, что этот вывод противоречит работе (Yang, 2009). На наш взгляд, результаты, полученные в (Yang, 2009), представляются более логичными и обоснованными.

В работе (Cheng, Li, 2014) показано, что из рассмотренных в ней моделей Эршаги – Омориги, Первиса (R.A. Purvis), Арпса, Бондаря – Блазингейма и Уоррена (B.E. Warren) ни одна модель не может быть универсальной и удовлетворять всем задачам прогнозирования. Каждая модель имеет свои преимущества и ограничения. Отмечено, что модель Уоррена является лучшей статистической моделью среди рассмотренных.

Кроме задач поиска новых характеристик вытеснения и обоснования их эффективности важной остается проблема выбора оптимальной характеристики вытеснения.

С помощью одномерной аналитической модели и промысловых данных произведен анализ метода X-plot (Yang, 2017). Предложен новый подход к использованию этого метода анализа данных о добыче, основанный на применении заранее рассчитанной библиотеки типовых графиков X-plot для различных сочетаний свойств породы и жидкости. Оценка показала, что при наличии лишь минимальных данных о добыче после прорыва воды новый подход к методу X-plot уменьшает неопределенность и погрешность долгосрочного прогноза извлечения нефти.

В статье (Юлмухаметов, 2017) предложен метод обработки исходных данных для анализа зависимости логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти. Этот метод позволяет получить зависимость, близкую к линейной функции, даже если работа фонда скважин нестабильна. Суть метода заключается в следующем:

 для каждой скважины реконструируется история ее работы с постоянным дебитом жидкости, равным последнему фактическому значению;

– затем, используя этот реконструированный набор данных, строится зависимость логарифма ВНФ от накопленной добычи.

Метод (Юлмухаметов, 2017) позволяет получить более точную зависимость логарифма ВНФ от накопленной добычи, чем если бы данные обрабатывались без учета нестабильности работы фонда скважин.

Среди работ последнего времени стоит выделить следующие три статьи.

В работе (Liu, 2021) для прогнозирования показателей разработки на ранней стадии заводнения предлагается использовать кривые Арпса, а на поздней стадии – интегральные характеристики заводнения (зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости).

В работе (Sun, 2021) отмечена сложность использования характеристики вытеснения для прогнозирования конечной накопленной добычи нефти на месторождениях с активной законтурной водоносной областью. Это связано с тем, что в результате изменения дебитов жидкости меняется приток воды из законтурной водоносной области в нефтяную залежь, что, свою очередь, приводит к нестационарному течению в пласте и точность применения характеристик вытеснения падает. Поэтому в (Sun, 2021) предложена характеристика вытеснения, прямо учитывающая приток воды из законтурной водоносной области. Работа (Elmabrouk, Mahmud, 2022) посвящена развитию подходов к оценке извлекаемых запасов углеводородов (Estimated Ultimate Recovery – EUR). Для оценки извлекаемых запасов нефти и газа успешно применены семь методов линейной экстраполяции (семь характеристик вытеснения). Расчеты проводились для трех нефтяных скважин, эксплуатирующих один пласт. Сравнение показывало очень похожие оценки EUR.

Кроме моделей для ВНФ или обводненности для анализа работы скважин нужны модели для забойного и пластового давлений.

Метод материального баланса применяется для анализа и прогноза пластового давления, однако его использование сопряжено с некоторыми сложностями. Первая сложность заключается в том, что пластовое давление измеряется в отдельных скважинах, а расчеты по методу материального баланса ведутся по всему пласту или крупным его участкам. Это приводит к необходимости учитывать перетоки между скважинами, что может быть затруднительно. Вторая состоит в том, что записать уравнение материального баланса для одной скважины проблематично. Это связано с тем, что количество замеров пластового давления по каждой скважине, как правило, невелико, и не всегда понятно, как учитывать перетоки жидкости между соседними скважинами. Чтобы преодолеть эти сложности, в настоящей работе предлагается использовать специальные регрессионные модели, позволяющие строить зависимость пластового давления от различных факторов, таких как дебит жидкости, обводненность и накопленный объем добычи. Это позволяет более точно прогнозировать пластовое давление, чем метод материального баланса.

Для анализа и прогноза забойного давления применяются различные модели, которые зависят от конструкции скважины. Такие модели требуют большого количества фильтрационно-емкостных и геометрических параметров (Елкин и др., 2016; Guo, Tu, 2008), которые могут быть труднодоступны или неточно определены. Чтобы преодолеть эти сложности, в настоящей работе предлагается использовать специальных регрессионных моделей, позволяющих строить зависимость забойного давления от различных факторов. Это позволяет более точно прогнозировать забойное давление, чем традиционные модели.

Следует отметить, что в последние годы широкое распространение получил метод CRM-моделирования (Olenchikov, Posvyanskii, 2019; Ruchkin et al., 2018; Sayarpour, 2008; Sayarpour et al., 2009a; Sayarpour et al., 2009b; Sayarpour et al., 2011). В этом методе уравнение притока к скважине подставляется в уравнение материального баланса. Таким образом получают формулу для связи дебита жидкости и забойного давления, из которой исключено пластовое давление. Однако CRM-модели предназначены для анализа заводнения, т.е. для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие. В настоящей работе мы рассмотрим разработку нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме без закачки воды в пласт.

Материалы и методы

Рассмотрим работу группы добывающих скважин. Будем учитывать влияние соседних скважин на работу каждой конкретной скважины, а также влияние законтурной водоносной области. Нагнетательных скважин нет, поэтому пластовое давление поддерживается только притоком из законтурной области. Забойное давление выше давления насыщения нефти газом, что означает, что в пласте преобладает жидкая фаза. В этих условиях пластовое давление, забойное давление и ВНФ либо обводненность связаны между собой.

gr M

В поставленных условиях будем анализировать пластовое и забойное давления, ВНФ либо обводненность, которые явно связаны между собой:

$$w_i(t) = \frac{1}{\frac{1}{WOR_i(t)} + 1},$$
 (8)

где $w_i(t)$ и $WOR_i(t)$ – обводненность и водонефтяной фактор *i*-й скважины в момент времени *t*. Формула (8) верна при любых условиях. Ее можно легко получить, комбинируя формулу для обводненности, записанную через дебит воды и нефти (по определению обводненности), и формулу для ВНФ, записанную также через дебит воды и нефти (по определению ВНФ).

Для оценки эффективности предлагаемых новых моделей обводнения необходимо выбрать опорные классические модели, с которыми и будет производиться сравнение. В качестве первой такой модели возьмем линейную модель, связывающую логарифм ВНФ и накопленную добычу нефти:

$$log(WOR_i(t)) = a_0 + a_1 Q_{o,i}(t),$$
 (9)

где a_0 и a_1 – параметры модели, определяемые путем регрессионного анализа исторических данных, $Q_{o,i}(t)$ – накопленная добыча нефти *i*-й скважины в момент времени *t*.

Формула (9) явно не учитывает интерференцию скважин и влияние законтурной водоносной области (под интерференцией скважин понимается влияние режима работы одних скважин на показатели эксплуатации других, с которыми имеется гидродинамическая связь по пласту). Однако она учитывает влияние законтурной водоносной области косвенно через накопленную добычу нефти. Динамика дебита нефти зависит от многих факторов, в том числе от активности законтурной водоносной области. Приток воды из законтурной водоносной области приводит к стабилизации пластового давления, но повышает обводненность продукции скважин, что, в свою очередь, приводит к стабилизации дебита жидкости, но снижает дебит нефти. Поэтому накопленная добыча нефти, которая является одной из величин формулы (9), частично отражает влияние законтурной водоносной области на работу скважин.

В качестве простейшей модели учета интерференции логично взять зависимость ВНФ от накопленной добычи нефти окружающих скважин (в нашем случае – добывающих, так как ППД нет):

$$log(WOR_i(t)) = a_0 + a_1 Q_{o,i}(t) + a_2 \sum_{j=1}^{N_i} Q_{o,j}(t),$$
(10)

где a_2 – постоянная, определяемая путем регрессионного анализа; j – номер соседней скважины, которая интерферирует с анализируемой *i*-й; $Q_{o,j}(t)$ – накопленная добыча нефти *j*-й скважины в момент времени *t*; Ni – количество скважин, интерферирующих с *i*-й.

Для пластов с подошвенной водой актуально учитывать влияние изменения дебита жидкости на ВНФ. В таких условиях часто развивается конус подошвенной воды. Следовательно, при росте дебита жидкости обводненность увеличивается. Тогда формула (10) будет иметь следующий вид:

$$log(WOR_i(t)) = a_0 + a_1 Q_{o,i}(t) + a_2 \sum_{j=1}^{N_i} Q_{o,j}(t) + a_3 \frac{dq_{l,i}}{dt}, \quad (11)$$

где a_3 – постоянная, определяемая путем регрессионного анализа; $q_{l,i}(t)$ – дебит жидкости *i*-й скважины в момент времени *t*.

Естественно различные скважины влияют на обводнение *i*-й скважины по-разному. Формула (10) в этом случае будет иметь вид

$$log(WOR_{i}(t)) = a_{0} + a_{1}Q_{o,i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{i}} b_{j}Q_{o,j}(t), \qquad (12)$$

где b_j – постоянные, определяемые путем регрессионного анализа.

Второй опорной моделью для анализа обводнения скважины будем считать модель (Bondar, Blasingame, 2002):

$$WOR_{i}(t) = \frac{a_{o}Q_{o,i}(t)/q_{o,i}(t) + b_{psso}}{a_{w}Q_{w,i}(t)/q_{w,i}(t) + b_{pssw}},$$
(13)

где $a_o, a_w, b_{psso}, b_{pssw}$ – параметры, определяемые путем регрессионного анализа. Эти константы зависят от РVТ-свойств фаз, площади зоны дренирования и ее формы, пористости, эффективной толщины пласта, фазовых проницаемостей. Следует отметить, что эта модель не является линейной, и аппроксимация фактических данных с ее помощью сопряжена с некоторыми вычислительными сложностями.

Модель Бондаря – Блазингейма является более современной, чем модель (9). Она основана на предположении о том, что в пласте установился псевдостационарный режим фильтрации. По мнению авторов модели, она может быть применена к любым резервуарам, в которых имеется заводнение. По нашему мнению, она также может быть применена и к резервуарам, в которых происходит обводнение скважин пластовой водой. В настоящей работе мы не рассматриваем заводнение, однако можем использовать модель Бондаря – Блазингейма для анализа зависимости ВНФ от времени, поскольку эта модель во многих случаях хорошо описывает реальную зависимость ВНФ от времени.

Далее перейдем к более сложным моделям.

Обводненность и водонасыщенность на стенке скважины можно связать с помощью теории Баклея – Леверетта следующим образом:

$$w(t) = \frac{k_{rw}(S_{L}(t))}{k_{rw}(S_{L}(t)) + k_{ro}(S_{L}(t))\frac{\mu_{w}B_{w}}{\mu_{o}B_{o}}},$$
(14)

где $S_L(t)$ – водонасыщенность на стенке скважины; $k_{ro}(S)$ и $k_{rw}(S)$, μ_o и μ_w , B_o и B_w – относительные фазовые проницаемости (ОФП), динамические вязкости, объемные коэффициенты для нефти и воды соответственно.

Уравнение Баклея – Леверетта позволяет связать водонасыщенность на стенке скважины со средней водонасыщенностью в пласте следующим образом:

$$S_{M}(t) = S_{L}(t) + \frac{1 - f_{w}(S_{L}(t))}{f'_{w}(S_{L}(t))}, \ S_{L}(t) \ge S_{c},$$
(15)

где $S_M(t)$ и S_c – средняя водонасыщенность в пласте и водонасыщенность на фронте вытеснения, $f_w(S)$ и $f'_w(S)$ – функция Баклея – Леверетта и ее производная по водонасыщенности.

При всем удобстве теории Баклея – Леверетта следует помнить ее ограничения и учитывать их при расчетах. Однако для реальной скважины (при известных функциях ОФП) с помощью уравнения Баклея – Леверетта можно перейти от обводненности к эффективной средней насыщенности в дренируемом объеме, соответственно, можно произвести и обратный переход.

При 100%-ной компенсации отбора жидкости из нефтяной залежи водой, поступающей из законтурной области или закачиваемой через систему ППД, без учета сжимаемости фаз и упругости пласта и интерференции скважин (простейший случай) водонасыщенность будет описываться известной линейной функцией от накопленной добычи нефти. Построим зависимости для водонасыщенности, которые позволят достаточно легко определить входящие в них коэффициенты с помощью регрессионного анализа.

Запишем классические законы сохранения для фильтрации несмешивающихся жидкостей (нефти и воды). Тогда уравнения сохранения объемов нефти и воды в стандартных условиях (Aziz, Settari, 1979) примут вид

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_o}{B_o} \right) + div \left(\frac{W_o}{B_o} \right) = -q_o', \tag{16}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_w}{B_w} \right) + div \left(\frac{W_w}{B_w} \right) = -q'_w + q'_a, \qquad (17)$$

где *m* – пористость, S_o и S_w – нефтенасыщенность и водонасыщенность, B_o и B_w – объемные коэффициенты нефти и воды, W_o и W_w – вектора скоростей фильтрации нефти и воды, q'_o , q'_w и q'_a – дебит нефти, воды и расход воды из законтурной области на единицу объема пласта.

Проинтегрируем уравнения (16) и (17) по пространству и запишем их для *i*-й зоны дренирования:

$$F_{i}h_{i}\frac{d}{dt}\left(\frac{mS_{o}}{B_{o}}\right)_{i} = -q_{o,i} - \sum_{j=1}^{N_{i}}(q_{o})_{jj}, \qquad (18)$$

$$F_{i}h_{i}\frac{d}{dt}\left(\frac{mS_{w}}{B_{w}}\right)_{i} = -q_{w,i} - \sum_{j=1}^{N_{i}} (q_{w})_{jj} + q_{a}, \qquad (19)$$

где F_i – площадь зоны дренирования в области *i*-й скважины, h_i – эффективная толщина в области *i*-й скважины; $q_{o,i}$ и $q_{w,i}$ – дебиты *i*-й скважины по фазам; $q_{o,ij}$ и $q_{w,ij}$ – потоки фаз из *i*-й зоны дренирования в *j*-ю; $q_{a,i}$ – приток воды в *i*-ю зону дренирования из законтурной водоносной области; N_i – количество скважин, интерферирующих с *i*-й.

Будем считать, что пласт упругий, а жидкости слабосжимаемые. Тогда из уравнений (18) и (19) получим дифференциальные уравнения для давления и насыщенности:

$$F_{i}h_{i}m_{0,i}\left[C_{r}+\left(C_{w}-C_{o}\right)S_{i}(t)+C_{o}\right]\frac{dP_{i}}{dt}=-B_{o0}\left[q_{o,i}(t)+\sum_{j=1}^{Ni}q_{o,j}(t)\right]-B_{w0}\left[q_{w,i}(t)-q_{a,i}(t)+\sum_{j=1}^{Ni}q_{w,j}(t)\right]$$
(20)

www.geors.ru

$$-B_{w0}\left[q_{w,i}(t) - q_{a,i}(t) + \sum_{j=1}^{m} q_{w,ij}(t)\right],$$
(21)

$$m = m_0 [1 + C_r (P - P_0)], \qquad (22)$$

$$B_{o} = B_{o0} [1 - C_{o} (P - P_{0})], \qquad (23)$$

$$B_{w} = B_{w0} [1 - C_{w} (P - P_{0})], \qquad (24)$$

$$S_{a} + S_{w} = 1$$
, (25)

где $m_{0,i}$, B_{o0} и B_{w0} – пористость в *i*-й зоне дренирования, объемный коэффициент нефти и воды соответственно при начальном пластовом давлении, C_r , C_w и C_o – сжимаемость пласта, воды и нефти; S_i и P_i – водонасыщенность пласта и пластовое давление в *i*-й зоне дренирования ($S_i = S_M$).

Уравнения (20) и (21) получены из уравнений (18) и (19) с учетом (22)–(25). Для их решения необходимо задать начальные условия для насыщенности и давления.

Уравнения (20) и (21) представляют собой обыкновенные дифференциальные уравнения. С помощью метода Рунге – Кутта первого порядка (метода Эйлера) составим разностную схему для расчета давления и насыщенности (Афанаскин, 2016):

$$P_{i}^{n+1} = P_{i}^{n} - \Delta t^{n+1} \frac{B_{o0}\left[\left(q_{o}\right)_{i}^{n} + \sum_{j=1}^{N_{i}}\left(q_{o}\right)_{ij}^{n}\right] + B_{w0}\left[\left(q_{w}\right)_{i}^{n} - \left(q_{a}\right)_{i}^{n} + \sum_{j=1}^{N_{i}}\left(q_{w}\right)_{ij}^{n}\right]}{F_{i}h_{i}(m_{0})_{i}\left[C_{r} + \left(C_{w} - C_{o}\right)S_{i}^{n} + C_{o}\right]}$$
(26)

$$S_{i}^{n+1} = S_{i}^{n} - \Delta t^{n+1} \frac{B_{w0}}{F_{i}h_{i}(m_{0})_{i}} \left[(q_{w})_{i}^{n} - (q_{a})_{i}^{n} + \sum_{j=1}^{N_{i}} (q_{w})_{ij}^{n} \right] - (C_{r} + C_{w})S_{i}^{n} (P_{i}^{n+1} - P_{i}^{n}),$$
(27)

где n – номер шага по времени. Благодаря большим объемам зон дренирования при временных шагах от нескольких часов до нескольких дней схема (26), (27) хорошо сходится.

Проанализируем соотношения (26), (27). Определим, от каких показателей разработки зависит изменение насыщенности и давления.

Изменение давления за единицу времени зависит от добычи нефти и воды, перетоков нефти и воды между зонами дренирования скважин и притока воды из законтурной водоносной области в зону дренирования скважины за эту единицу времени.

Изменение насыщенности за единицу времени зависит от добычи воды, перетока воды между зонами дренирования скважин и притока воды из законтурной водоносной области в зону дренирования скважины за эту единицу времени, изменения давления за единицу времени.

На основании этого анализа предложим следующие регрессионные модели (приведены в порядке усложнения):

$$P_{i}(t) = a_{0} + a_{1}q_{I,i}(t) + \sum_{j=1}^{Ni} b_{j}q_{I,j}(t), \qquad (28)$$

$$P_{i}(t) = a_{0} + a_{1}Q_{l,i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{i}} b_{j}Q_{l,j}(t), \qquad (29)$$

$$P_{i}(t) = a_{0} + a_{1}Q_{l,i}(t) + \sum_{j=1}^{Ni} b_{j}Q_{l,j}(t - \Delta t), \qquad (30)$$

$$S_i(t + \Delta t) = a_0 + a_1 Q_{o,i}(t),$$
 (31)

$$S_{i}(t + \Delta t) = a_{0} + a_{1}Q_{o,i}(t) + \sum_{\tau=0}^{i} \left\{ \Delta t \sum_{j=1}^{N_{i}} \left[b_{j} \left(P_{i}(\tau + \Delta t) - P_{j}(\tau + \Delta t) \right) \right] \right\},$$
(32)

$$S_{i}(t + \Delta t) = a_{0} + a_{1}S_{i}(t) + a_{2}Q_{o,i}(t), \qquad (33)$$

$$S_{i}(t + \Delta t) = a_{0} + a_{1}S_{i}(t) + a_{2}\Delta tq_{o,i}(t), \qquad (34)$$

$$S_{i}(t + \Delta t) = a_{0} + a_{1}S_{i}(t) + a_{2}\Delta tq_{o,i}(t) + a_{2}\Delta tq_{o,i}(t)$$

$$\sum_{\tau=0}^{t} \left\{ \Delta t \sum_{j=1}^{Ni} \left[b_j \left(P_i (\tau + \Delta t) - P_j (\tau + \Delta t) \right) \right] \right\},$$
(35)

$$S_{i}(t + \Delta t) = a_{0} + a_{1}Q_{o,i}(t) + \sum_{j=1}^{Ni} b_{j}Q_{o,j}(t), \qquad (36)$$

где $q_{l,i}$ и $q_{l,j}$ – дебиты по жидкости скважин *i* и *j*; $Q_{l,i}$ и $Q_{l,j}$ – накопленная добыча жидкости этих скважин соответственно; $Q_{o,i}$ и $Q_{o,j}$ – накопленная добыча нефти скважин *i* и *j*; a_{i} , *i* = 0,1,...,2 и b_{j} , *j* = 1,..., N_{i} – параметры, определяемые путем регрессионного анализа.

С учетом линейной зависимости между дебитом жидкости и депрессией на пласт построим следующие регрессионные модели для забойного давления:

$$P_{w,i}(t) = a_0 + a_1 P_i(t) + a_2 q_{l,i}(t), \qquad (37)$$

$$P_{w,i}(t) = a_0 + a_1 q_{l,i}(t) + \sum_{j=1}^{N_i} b_j q_{l,j}(t).$$
(38)

Рассмотрим более подробно предложенные регрессионные модели (28)–(38).

Модели для пластового давления

1. Формула (28). При использовании этой модели будем считать, что законтурная водоносная область хорошо компенсирует отборы жидкости, оказывая, таким образом, сильное влияние на показатели разработки.

2. Формула (29). Предполагается, что законтурная водоносная область слабо влияет на разработку или вообще отсутствует.

3. Формула (30). Влияние законтурной водоносной области соответствует модели 2. Одновременно реакция одной скважины на изменение режима работы другой происходит с задержкой из-за низких фильтрационно-емкостных свойств.

Модели для забойного давления

1. Формула (37). При использовании этой модели будем принимать линейную зависимость между дебитом жидкости и депрессией. Разница с классической моделью состоит в наличии свободного члена. Имеется принципиальное ограничение: для настройки модели требуется знать (или рассчитать) пластовое давление.

2. Формула (38). При использовании этой модели будем считать, что законтурная водоносная область хорошо компенсирует отборы жидкости, оказывая, таким образом, сильное влияние на показатели разработки, что соответствует модели 1 для пластового давления. При этом пластовое давление исключено из формулы для забойного давления, его знание не требуется.

272 GEDRESURSY www.geors.ru

При отсутствии в достаточном количестве достоверных данных о пластовом давлении можно исключить его из регрессионной модели для забойного давления. Для этого нужно подставить выражение для пластового давления (модели 2 или 3 для пластового давления) в модель 1 для забойного давления. Тогда забойное давление будет зависеть от дебита жидкости рассматриваемой скважины и накопленной добычи жидкости рассматриваемой скважины и окружающих ее скважин. Такой подход к построению модели похож на CRM-моделирование.

Модели обводнения

 Формула (9). Опорная модель. С ней будем сравнивать остальные модели. Эта модель является классической характеристикой вытеснения. Она не учитывает взаимовлияние скважин. Влияние законтурной водоносной области она учитывает лишь косвенно.

2. Формула (10). Развитие модели 1. Простая модель, позволяющая учесть влияние интерференции добывающих скважин на обводнение. Особенность модели – влияние всех скважин одинаково.

3. Формула (11). Развитие модели 2. Учитывается дополнительно влияние на обводнение изменения дебита жидкости. Актуально для вертикального обводнения скважин в пластах с подошвенной водой.

4. Формула (12). Развитие модели 2. Влияние интерференции добывающих скважин на обводнение индивидуально.

 Формула (13). Вторая опорная модель – модель Бондаря – Блазингейма. Рассматривается псевдоустановившийся характер двухфазной фильтрации.

6. Формула (31). Простая модель для водонасыщенности.

7. Формула (32). Развитие модели 6. Учитываются перетоки между зонами дренирования. Расход пропорционален разнице пластовых давлений.

8. Формула (33). Развитие модели 6. Добавлено слагаемое, содержащее насыщенность на предыдущем шаге по времени.

9. Формула (34). Развитие модели 6. Модификация модели 8. Добавлено слагаемое, содержащее насыщенность на предыдущем шаге по времени. Накопленная добыча нефти за все время работы скважины заменена на добычу нефти за один шаг по времени (произведение дебита нефти на шаг по времени).

10. Формула (35). Развитие модели 9. Учитываются перетоки между зонами дренирования методом, аналогичным модели 7.

Формула (36). Простая модель для насыщенности.
 Учитывается интерференция добывающих скважин.

В настоящей работе рассмотрены две модели ОФП – аналитическая (39) и регрессионная (40):

$$k_{rw}(S) = A \left(\frac{S(t) - S_{wcr}}{1 - S_{wcr}} \right)^{\alpha}, k_{ro}(S) = B \left(\frac{1 - S_{owcr} - S(t)}{1 - S_{owcr} - S_{wcr}} \right)^{\beta}, (39)$$
$$k_{rw}(S) = a_0 + \sum_{n=1}^{6} a_n S^n(t), \ k_{ro}(S) = b_0 + \sum_{m=1}^{6} b_m S^m(t), \quad (40)$$

где S_{wcr} и S_{owcr} – насыщенность связанной водой и остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой соответственно; $A, B, \alpha, \beta, a_{0}, \dots, a_{6}, b_{0}, \dots, b_{6}$ – коэффициенты,

определяемые при аппроксимации лабораторных данных по исследованиям керна. Их можно уточнять при анализе истории.

Результаты

Рассмотрено применение предложенных регрессионных моделей при анализе работы скважин реального однопластового нефтяного месторождения, разрабатываемого на упруговодонапорном режиме и расположенного в Северо-Кавказской НГП. Пласт терригенный. Залежь массивного типа с подошвенной водой. Глубина ВНК - 3350 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,6 м. Пористость – 0,22 д.ед. Начальная нефтенасыщенность – 0,71 д.ед. Проницаемость – 64 мД. Вязкость нефти в пластовых условиях – 0,34 мПа·с. Начальное пластовое давление – 336 бар. Давление насыщения нефти газом - 188 бар. Пластовое давление на протяжении истории падает слабо и находится существенно выше давления насыщения. На рис. 1 приведена карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Из 20 пробуренных на залежь скважин в разработке находилось 12: это 2, 4, 7, 26, 27, 28, 39, 30, 37, 38, 37, 40. Все скважины – добывающие. Режим разработки залежи – упруговодонапорный с активной законтурной водой. Это доказывается историей пластового давления (рис. 2). Основные показатели разработки по залежи представлены на рис. 3 и 4. Пластовое давление по залежи в целом линейно зависит от среднегодовой суточной добычи жидкости с коэффициентом детерминации $R^2 = 0.72$ (рис. 5).

На рис. 6 показаны относительные фазовые проницаемости в системе нефть – вода, а на рис. 7 – зависимость водонасыщенности от обводненности, полученная по результатам аппроксимации керновых данных с помощью формул (14), (39), (40).

Рассмотрим показатели работы скважин № 2 и № 4: пластовое давление, забойное давление и обводненность. Эти скважины имеют наиболее длинную историю работы.

Скважина № 2 эксплуатируется 23 года. Будем использовать первые 18 лет в качестве истории работы (обучающей выборки), а последние 5 лет в качестве прогнозного периода (контрольной выборки) для оценки качества прогноза по построенным моделям.

Коэффициент детерминации R^2 – доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая принятой моделью. Известно, что значение коэффициента детерминации R^2 увеличивается (не уменьшается) от добавления в модель новых переменных.



Рис. 1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин



Рис. 2. История пластового давления, суточной и годовой добычи жидкости по залежи



Рис. 3. Дифференциальные показатели разработки залежи



Рис. 4. Интегральные показатели разработки залежи, количество работающих скважин

gr M



Рис. 5. Зависимость пластового давления по залежи в целом от годовой добычи жидкости. R² – коэффициент детерминации



Рис. 6. Относительные фазовые проницаемости



Рис. 7. Зависимость водонасыщенности от обводненности

Это происходит даже в том случае, когда добавляемые переменные не зависят от анализируемой переменной. Поэтому, начиная с рис. 8 и далее, для сравнительной оценки качества рассматриваемых моделей использован так называемый скорректированный коэффициент детерминации R_a^2 . Он позволяет сравнивать между собой модели с разным количеством переменных.

Скорректированный коэффициент детерминации R_a^2 может использоваться при выборе модели для расчета прогноза показателей работы скважины при расчетах, когда отсутствует контрольная выборка.

Для оценки применимости предлагаемых новых моделей по контрольной выборке рассчитывалась сумма квадратов отклонений расчетной кривой от фактической *S*.

На рис. 8–19, где это необходимо, применяется нумерация кривых двумя числами, разделенными точкой. Первое число соответствует номеру варианта расчетов, второе число – номеру модели.

На рис. 8 представлены результаты анализа пластового давления в районе скв. № 2. Рассмотрено пять вариантов построения модели. Варианты 1–3 являются независимыми и описываются моделями 1–3 для пластового давления. Варианты 4 и 5 – линейная комбинация вариантов 1, 2 и 1, 3. Наилучший результат (минимальные значения *S*) дают варианты 1 и 4, что подтверждает тезис об упруговодонапорном режиме работы залежи с активной законтурной водой.

Вариант 3 на рис. 8 дает максимальное значение $R_a^2 = 0,7893$ на периоде истории (обучающей выборке). Но этот вариант показывает самый плохой результат на прогнозном периоде (контрольной выборке). Это подтверждает известный факт, что для правильного выбора модели для прогноза показателей работы скважин кроме

обучающей выборки и прогнозного периода (когда нет фактических данных) необходимо выделять еще и тестовую (контрольную) выборку данных, не участвующую в обучении модели, для финальной оценки качества модели.

На рис. 9 представлены результаты анализа забойного давления в скв. № 2. Рассмотрено шесть вариантов построения модели. Варианты 1–5 описываются моделью 1 для забойного давления с пятью разными вариантами расчета пластового давления. Вариант 6 описывается моделью 2 для забойного давления. Наилучший результат дают варианты 1 и 6. Это подтверждает тезис об упруговодонапорном режиме работы залежи с активной законтурной водой. Хорошие результаты на контрольной выборке также дает вариант 2. Однако он описывает обучающую выборку хуже, чем варианты 1 и 6.

На рис. 10 показана динамика обводнения скв. № 2 для вариантов 1–5. Во всех этих вариантах использована опорная модель 1. Варианты 1–5 отличаются длительностью истории от 3 до 7 лет. Вариант 4 имеет самый высокий $R_a^2 = 0.9703$. При этом вариант 4 на контрольной выборке показывает результаты хуже, чем варианты 1 и 5



Рис. 8. Анализ пластового давления в районе скв. № 2. R_a^2 – скорректированный коэффициент детерминации, S – сумма квадратов ошибок по контрольной выборке



Рис. 9. Анализ забойного давления в скв. № 2. Р.(t) – пластовое давление в районе скв. № 2. Другие обозначения см. на рис. 8.

На рис. 11 представлена динамика обводнения скв. № 2 для вариантов 6–12. При этом использованы модели 2–7. Для модели 6 рассмотрены два варианта задания функций ОФП: с помощью многочленов и с помощью аналитических формул. Лучший результат дают аналитические формулы. Варианты 6–8 и 12 учитывают интерференцию скважин. Варианты 6–8 и 12 учитывают интерференцию скважин. Вариант 9 использует модель 5, которая так же, как и модель 1, является опорной. Варианты 6, 9, 11 и 12 показывают хорошие результаты на прогнозном периоде.

На рис. 12 показана динамика обводнения скв. № 2 для вариантов 13–18. Здесь использованы модели 8–10. Для моделей 8 и 9 рассмотрены два варианта задания функций ОФП с помощью: многочленов и аналитических формул. Лучший результат получается при использовании многочленов. Варианты 17 и 18 учитывают интерференцию скважин. Варианты 13 и 15 показывают хорошие результаты на прогнозном периоде. Варианты 17 и 18 лучше описывают последние два года прогнозного периода.

Из рассмотренных на рис. 10–12 вариантов 1–18 хорошие результаты на прогнозном периоде дают варианты 12, 17 и 18. Все три модели учитывают интерференцию. Рассмотрим их подробнее.

Вариант 12 описывается моделью 7. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от накопленной добычи нефти по анализируемой скважине. Учет перетоков между зонами дренирования скважин осуществляется пропорционально перепаду пластового давления.

Вариант 17 описывается моделью 10. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от водонасыщенности на предыдущем шаге и дебита нефти по анализируемой скважине. Учет перетоков между



gr M

Рис. 10. Динамика обводнения скв. № 2. Варианты 1–5. Обозначения см. на рис. 8



Рис. 11. Динамика обводнения скв. № 2. Варианты 6–12. кг – относительная фазовая проницаемость. Другие обозначения см. на рис. 8

gr M



Рис. 12. Динамика обводнения скв. № 2. Варианты 13–18. Обозначения см. на рис. 11

зонами дренирования скважин также осуществляется пропорционально перепаду пластового давления.

Вариант 18 описывается моделью 11. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от накопленной добычи нефти анализируемой скважины и окружающих ее скважин.

Далее была сделана попытка усреднить наилучшие варианты 12, 17 и 18.

На рис. 13 показана динамика обводнения скв. № 2 для вариантов 19–22. Вариант 19 представляет собой среднее арифметическое для насыщенности по вариантам 12, 17 и 18. Вариант 20 – взвешенное среднее арифметическое для насыщенности по вариантам 12, 17 и 18. Вариант 21 – среднее арифметическое для обводненности по вариантам 12, 17 и 18. Вариант 22 – взвешенное среднее арифметическое для обводненности по вариантам 12, 17 и 18. Наилучшие результаты на прогнозном периоде дают варианты 21 и 22.

На рис. 14 представлена динамика водонасыщенности на стенке скв. № 2 по вариантам, для которых эта насыщенность рассчитывалась: это 10–20. Оценка водонасыщенности по сглаженной фактической обводненности проведена с помощью аппроксимационной кривой, показанной на рис. 7.

Рассмотрим скв. № 4. Она эксплуатируется 22 года. Будем использовать первые 17 лет в качестве истории работы (обучающей выборки), а последние 5 лет в качестве прогнозного периода (контрольной выборки) для оценки качества прогноза по построенным моделям.

На рис. 15 представлены результаты анализа пластового давления в районе скв. № 4. Рассмотрено шесть вариантов построения модели. Варианты 1 и 4 являются



Рис. 13. Динамика обводнения скв. № 2. Варианты 19–22. $S_2(t)$ – насыщенность на стенке скв. № 2, $w_2(t)$ – обводненность скв. № 2. Другие обозначения см. на рис. 8



Рис. 14. Динамика водонасыщенности S₂(t) на стенке скв. № 2 для вариантов, в которых она рассчитывается. Обозначения см. на рис. 11



Рис. 15. Анализ пластового давления в районе скв. № 4. Обозначения см. на рис. 8

независимыми и описываются моделью 1 для пластового давления. Варианты 2 и 5 являются независимыми и описываются моделью 2 для пластового давления. Вариант 1 отличается от варианта 4, а вариант 2 – от варианта 5 набором влияющих скважин. Модель 3 пластового давления не рассматривается, так как она плохо подходит для данного пласта, что показано на примере скв. № 2. Варианты 3 и 6 – это линейная комбинация вариантов 1, 2 и 4, 5 соответственно. Наилучший результат показывают варианты 1 и 4. Варианты, учитывающие только накопленную добычу, дают плохие результаты на прогнозном периоде. Это подтверждает тезис об упруговодонапорном режиме работы залежи с активной законтурной водой. Вариант 4 с большим количеством влияющих скважин дает лучшие результаты, чем вариант 1. На рис. 16 представлены результаты анализа забойного давления в скв. № 4. Рассмотрено два варианта построения модели. Они описываются моделью 1 для забойного давления. В вариантах 1 и 2 для забойного давления используются модели 1 и 4 пластового давления. Оба варианта моделей для забойного давления показывают хорошие результаты на прогнозном периоде (контрольной выборке), но при этом их коэффициенты детерминации на историческом периоде (обучающей выборке) несколько отличаются. Вариант 2 дает лучший результат на контрольной выборке, чем вариант 1.

На рис. 17 приведена динамика обводнения скв. № 4 для вариантов 1–8. Использовались модели 2, 4–7, 9–11. Простейшая опорная модель 1 плохо описывает динамику обводнения скв. № 2, поэтому при анализе скв. № 4 она не использовалась. Вариант 3 использует модель 5, которая



Рис. 16. Анализ забойного давления в скв. № 4. Р (t) – пластовое давление в районе скв. № 4. Обозначения см. на рис. 8



Рис. 17. Динамика обводнения скв. № 4. Варианты 1–8. Обозначения см. на рис. 11

так же, как и модель 1, является опорной. Варианты 1, 2, 5, 7 и 8 учитывают интерференцию скважин. Худшие результаты дают варианты 2 и 4. Из оставшихся вариантов, дающих хорошие результаты на прогнозной выборке, наиболее физически обоснованными и учитывающими интерференцию скважин являются 5, 7 и 8. Рассмотрим их подробнее.

Вариант 5 описывается моделью 7. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от накопленной добычи нефти по анализируемой скважине. Учет перетоков между зонами дренирования скважин осуществляется пропорционально перепаду пластового давления.

Вариант 7 описывается моделью 10. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от водонасыщенности на предыдущем шаге и дебита

нефти по анализируемой скважине. Учет перетоков между зонами дренирования скважин осуществляется пропорционально перепаду пластового давления.

Вариант 8 описывается моделью 11. Обводненность рассчитывается через водонасыщенность, которая зависит от накопленной добычи нефти анализируемой скважины и окружающих ее скважин.

При анализе скв. № 2 наилучшие результаты показали те же модели.

Затем была сделана попытка усреднить наилучшие варианты 5, 7 и 8.

На рис. 18 показана динамика обводнения скв. № 4 для вариантов 9-12. Вариант 9 представляет собой среднее арифметическое для насыщенности по вариантам 5, 7 и 8. Вариант 10-взвешенное среднее арифметическое для насыщенности по вариантам 5, 7 и 8. Вариант 11 - среднее



Рис. 18. Динамика обводнения скв. № 4. Варианты 9–12. $S_4(t)$ – насыщенность на стенке скв. № 4, $w_4(t)$ – обводненность скв. № 4. Другие обозначения см. на рис. 8



Рис. 19. Динамика водонасыщенности S₄(t) на стенке скв. № 4 для вариантов, в которых она рассчитывается. Обозначения см. на рис. 11

арифметическое для обводненности по вариантам 5, 7 и 8. Вариант 12 – взвешенное среднее арифметическое для обводненности по вариантам 5, 7 и 8. Наилучшие результаты на прогнозном периоде дают варианты 11 и 12. Те же варианты дали наилучшие результаты на прогнозном периоде при анализе скв. № 2.

На рис. 19 представлена динамика водонасыщенности на стенке скв. № 4 по вариантам, для которых эта насыщенность рассчитывалась: это 4–10. Оценка водонасыщенности по сглаженной фактической обводненности проведена с помощью аппроксимационной кривой, показанной на рис. 7.

Обсуждение результатов

В работе предложены новые характеристики вытеснения. Часть из них позволяет учитывать взаимовлияние скважин. Всего рассмотрено 11 моделей обводнения. Две модели из них являются классическими, в них не учитывается интерференция, использованы в качестве опорных для сравнения результатов. Кроме того, предложены зависимости для пластового и забойного давления.

Обводненность и ВНФ связаны хорошо известной зависимостью. Предложены регрессионные модели для ВНФ. Они получены с помощью развития классической линейной относительно коэффициентов модели логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти. Взаимовлияние скважин учитывается с помощью включения в характеристику вытеснения накопленной добычи нефти окружающих скважин

Обводненность через водонасыщенность выражается с помощью известной формулы Баклея – Леверетта. Для водонасыщенности предложены регрессионные модели, в которых интерференция скважин учитывается пропорционально перепаду пластового давления. Представлена зависимость водонасыщенности от накопленной добычи нефти исследуемой скважины и окружающих.

Анализ пластового и забойного давлений в работе предлагается проводить с помощью специально разработанных регрессионных моделей.

По аналогии с CRM-моделями можно исключить пластовое давление из регрессионных моделей для забойного давления.

Предлагаемые регрессионные модели разработаны на основе анализа численного решения классической системы дифференциальных уравнений сохранения объемов нефти и воды с помощью метода Эйлера. Система уравнений записана в предположении слабосжимаемости жидкостей и упругости пласта.

Разработанные регрессионные модели апробировались на примере двух реальных скважин месторождения Северо-Кавказской НГП. Показано преимущество одних моделей над другими. Отметим, что данное месторождение разрабатывается на упруговодонапорном режиме. Влияние законтурной водоносной области велико.

В этих условиях хорошие результаты при анализе пластового давления дает линейная регрессионная модель среднегодового пластового давления в районе анализируемой скважины от среднегодового дебита жидкости этой скважины и окружающих ее скважин.

Хорошие результаты при анализе забойного давления дает линейная регрессионная модель забойного давления от среднегодового пластового давления в районе анализируемой скважины и дебита жидкости этой скважины. Следует подчеркнуть, что эта модель отличается от классической линейной модели с коэффициентом продуктивности, так как имеет три коэффициента, а не один. Хорошие результаты показывает также линейная регрессионная модель забойного давления от дебита жидкости этой скважины и окружающих ее скважин. При этом пластовое давление из анализа исключается.

При анализе обводнения скважины на основе зависимости логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти имеем наихудшие результаты. Неплохие результаты показывает модель Бондаря – Блазингейма. Хорошие результаты получаются при расчете обводненности в зависимости от водонасыщенности по формуле Баклея – Леверетта, причем водонасыщенность рассчитывается по линейной относительно коэффициентов регрессионной модели от накопленной добычи нефти изучаемой скважины и взаимодействующих с ней добывающих скважин. Наилучшие результаты получаются при использовании линейной относительно коэффициентов регрессионной модели водонасыщенности от накопленной добычи нефти данной скважины и накопленного перетока нефти между ее зоной дренирования и соседними зонами. Этот переток определяется пропорционально перепаду пластового давления между зонами дренирования анализируемой скважины и окружающих ее скважин.

Заключение

В работе предложены регрессионные модели для анализа работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме. Изучался случай обводнения скважин водой из законтурной водоносной области.

Всего рассмотрено 11 моделей обводнения, две модели из них – классические (для сравнения) и девять новых.

Кроме того, предложены зависимости для пластового и забойного давлений. Они имеют ценность для анализа энергетического состояния пласта. Они также используются в формулах для насыщенности, по которым затем вычисляется обводненность.

Большинство предлагаемых регрессионных моделей сформулировано на основании анализа решения нульмерной системы дифференциальных уравнений двухфазной фильтрации нефти и воды, полученного методом конечных разностей.

Рассмотрено применение предложенных моделей на примере реального месторождения, разрабатываемого на упруговодонапорном режиме. Проанализирована эффективность использования рассматриваемых моделей. Выявлены новые модели, дающие хорошие результаты на прогнозном периоде (на контрольной выборке). Все предложенные модели показывают результаты лучше, чем классическая модель: зависимость логарифма ВНФ от накопленной добычи нефти.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН «Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП)» по теме № FNEF-2022-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов», рег. № 1021060909165-8-1.2.1.

Авторы выражают большую благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Афанаскин И.В. (2016). Адресная оценка эффективности реализуемых систем разработки нефтяных месторождений. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, (8), с. 44–54.

Афанаскин И.В., Колеватов А.А., Ахапкин М.Ю., Королев А.В., Кундин А.С., Миронов Д.Т., Солопов Д.В. (2022). Технология анализа, прогноза и оптимизации работы группы скважин с помощью регрессионного анализа и характеристик вытеснения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (11), с. 60–70. https:// doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-60-70

Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. (2016). Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта. Инженерная практика, (7), с. 82–88.

Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. (1999). Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи: Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Уфа: Гилем, 462 с.

Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. (2008). Геологопромысловые методы прогноза нефтеотдачи. Ижевск: Изд. дом «Удмуртский университет», 147 с. Севостьянов Д.В., (2005). Оценка эффективности ГТМ методом интегрированных моделей. Проблемы геологии освоения недр: Труды IX Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова. Томск: Изд-во ТПУ, с. 449–451.

Сергеев В.Л., Наймушин А.Г., Лонг Ч.Н. (2014). Интегрированные системы идентификации характеристик вытеснения в задачах мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений. Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники, (3), с. 152–158.

Юлмухаметов Д.Р. (2017). Методика обработки исходных данных для полулогарифмической зависимости водонефтяного отношения от нефтеотдачи в условиях нестабильной работы фонда скважин. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 44–47. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-44-47

Arps J.J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(1), pp. 228–247. https://doi.org/10.2118/945228-G

Aziz, K., Settari A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. London: Appl. Sci. Publ., 476 p.

Bondar V.V., Blasingame T.A. (2002). Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 77569. https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Public/ TAB_Publications/SPE_077569_(Bondar)_WOR_Analysis.pdf

Can B., Kabir C.S. (2014). Simple tools for forecasting waterflood performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, pp. 111–118. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.028

Cheng C., Li K. (2014). Comparison of models correlating cumulative oil production and water cut. *Journal of Energy Resources Technology*, 136(3), 032901. https://doi.org/10.1115/1.4026459

Craig F. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME, 134 p.

Dake L.P. (2001). The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, 572 p. Elmabrouk S.Kh., Mahmud W.M. (2022). Production data analysis techniques for the evaluation of the estimated ultimate recovery (EUR) in oil and gas reservoirs. *HighTech and Innovation Journal*, 3(1), pp. 85–101. http://doi.org/10.28991/HIJ-2022-03-01-09

Ershaghi I., Abdassah D. (1984). A prediction technique for immiscible processes using field performance data. *Journal of Petroleum Technology*, 36(4), pp. 664–670. https://doi.org/10.2118/10068-PA

Ershaghi I., Omorigie O. (1978). A method for extrapolation of cut vs recovery curves. *Journal of Petroleum Technology*, 30(2), pp. 203–204. https://doi.org/10.2118/6977-PA

Guo B., Tu X. (2008). A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured horizontal wells. *CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*, SPE-114452-MS. https://doi.org/10.2118/114452-MS

Liu B. (2021). February. Application of water drive characteristic curve in oil field development planning index prediction. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 651, 032074. http://doi.org/10.1088/1755-1315/651/3/032074

Olenchikov D., Posvyanskii D. (2019). Application of CRM-like models for express forecasting and optimizing field development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-196893-MS. https://doi.org/10.2118/196893-MS

Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. (2018). Applying CRM model to study well interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(4), pp. 148–168. https://doi. org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Sayarpour M. (2008). Development and application of capacitanceresistive models to water/ CO_2 dioxide floods: Ph.D. Diss. The University of Texas at Austin. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1798.3847

Sayarpour M., Kabir C.S., Lake L.W. (2009a). Field applications of capacitance-resistance models in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(6), pp. 853–864. https://doi.org/10.2118/114983-PA

Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K., Lake L.W. (2011). Probabilistic history matching with the capacitance-resistance model in waterfloods: A precursor to numerical modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(1), pp. 96–108. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.05.005 Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. (2009b). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3–4), pp. 227–238. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006

Smith J.T., Cobb W.M. (1997). Waterflooding. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.

Sun W. (2021). Two kinds of water drive characteristic curve control systems are recoverable reserves of water drive oilfield. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 1384. https://doi.org/10.1007/978-3-030-74811-1_127

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Dallas: SPE, 326 p.

Wolcott D. (2009). Applied Waterflood Field Development. Houston: Energy Tribune Publ., 417 p.

Yang Z. (2009). Analysis of production decline in waterflood reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-124613-MS. https:// doi.org/10.2118/124613-MS

Yang Z. (2017). Clarifying and improving the application of waterflood analytical methods in X-plot conditions – from empirical approach to analytical approach. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-185726-MS. https://doi.org/10.2118/185726-MS

Yang Z., Ershaghi I. (2005). A method for pattern recognition of WOR plots in waterflood management. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-93870-MS. https://doi.org/10.2118/93870-MS

Yortsos Y.C., Choi Y., Yang Z., Shah P.C. (1999). Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 4(4), pp. 413–424. https:// doi.org/10.2118/59477-PA

Сведения об авторах

Иван Владимирович Афанаскин – кандидат техн. наук, ведущий научный сотрудник, Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., 36, к.1 e-mail: ivan@afanaskin.ru

Сергей Григорьевич Вольпин – кандидат техн. наук, зав. отделом, Федеральный научный центр Научноисследовательский институт системных исследований РАН

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., 36, к.1

Валерий Адольфович Юдин – кандидат физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., 36, к.1

Павел Викторович Крыганов – кандидат техн. наук, ведущий научный сотрудник, Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., 36, к.1

Алексей Александрович Глушаков – младший научн. сотрудник, ведущий научный сотрудник, Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., 36, к.1

Статья поступила в редакцию 28.08.2023; Принята к публикации 27.11.2023; Опубликована 30.12.2023

www.geors.ru

И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, В.А. Юдин, П.В. Крыганов, А.А. Глушаков

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling of well performance during oil reservoir development on the elastic-water-drive mode using regression analysis

I.V. Afanaskin^{*}, S.G. Volpin, V.A. Yudin, P.V. Kryganov, A.A. Glushakov Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation *Corresponding author: Ivan V. Afanaskin, e-mail: ivan@afanaskin.ru

Abstract. One of the important tasks of analyzing oil field development is predicting well performance. For this purpose, displacement characteristics are often used, which represent the dependence of some indicators on others. To determine the parameters of these dependencies, regression analysis of historical data is used. Dependences of the choice of watering production wells with water pumped into injection wells, water or the law of the exhausted aquifer.

A feature of displacement characteristics is generally considered to be that they can only be used when fluid flows in the formation are established. This is due to the fact that with the classical approach, displacement of characteristics is not observed in the explicit form of well interference. Therefore, the search for displacement characteristics, with the help of which we can talk about the mutual influence of wells, is an important factor. This is the subject of this work.

Water cut and water-oil ratio (WOR) are related by a well-known formula. The paper proposes regression models for WOR. They obtained the result taking into account the classical logic of the WOR from accumulated oil production.

Water cut is calculated from water saturation. The proposed regression models of water saturation are based on the analysis of equations of theories of two-phase filtration in difference form.

11 watering models were studied, two including classical ones and 9 new ones. Dependencies for reservoir and bottomhole pressures were also developed. The proposed models are intended to analyze the operation of wells during the development of an oil reservoir in an elastic-water-pressure mode. The models were tested on a real field and their effectiveness was analyzed. Some new models perform well in a selection of tests. In particular, all the proposed models give better results than the classical model: the logarithm of the water-oil ratio from the accumulation of oil production.

Keywords: production analysis, production optimization, regression analysis, water-oil displacement characteristics, elastic water drive, forecast of production indicators

Recommended citation: Afanaskin I.V., Volpin S.G., Yudin V.A., Kryganov P.V., Glushakov A.A. (2023). Modeling of well performance during oil reservoir development on the elastic-water-drive mode using regression analysis. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 267–285. https://doi. org/10.18599/grs.2023.4.21

Acknowledgements

Research conducted with support of Russian state program for SRISA RAS "Fundamental science research (47 GP)", theme N°FNEF-2022-0019 "Non-developed zones identifications of oil fields and remaining reserves evaluation which is based on complexing of mathematic modeling, field development analysis and reservoir surveillance", reg. No.1021060909165-8-1.2.1.

References

Afanaskin I.V. (2016). Address efficiency evaluation of implemented systems of oil fields development (Russian). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 8, pp. 44–54. (In Russ.)

Afanaskin I.V., Kolevatov A.A., Akhapkin M.Yu., Korolev A.V., Kundin A.S., Mironov D.T., Solopov D.V. (2022). Technology of analysis, forecasting and optimization of a group of producing wells operation by means of regression analysis and fluid's displacement characteristics. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (11), pp. 60–70. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-60-70

Arps J.J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(1), pp. 228–247. https://doi.org/10.2118/945228-G

Aziz, K., Settari A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. London: Appl. Sci. Publ., 476 p.

Bondar V.V., Blasingame T.A. (2002). Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 77569. https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Public/ TAB_Publications/SPE_077569_(Bondar)_WOR_Analysis.pdf

Can B., Kabir C.S. (2014). Simple tools for forecasting waterflood performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, pp. 111–118. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.028

Cheng C., Li K. (2014). Comparison of models correlating cumulative oil production and water cut. *Journal of Energy Resources Technology*, 136(3), 032901. https://doi.org/10.1115/1.4026459

Craig F. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME, 134 p.

Dake L.P. (2001). The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, 572 p. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. (2016). Model for express calculation of the fluid flow rate of a horizontal well depending on the number of hydraulic fractures, taking into account the anisotropy of the formation. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, (7), pp. 82–88. (In Russ.)

Elmabrouk S.Kh., Mahmud W.M. (2022). Production data analysis techniques for the evaluation of the estimated ultimate recovery (EUR) in oil and gas reservoirs. *HighTech and Innovation Journal*, 3(1), pp. 85–101. http://doi.org/10.28991/HIJ-2022-03-01-09

Ershaghi I., Abdassah D. (1984). A prediction technique for immiscible processes using field performance data. *Journal of Petroleum Technology*, 36(4), pp. 664–670. https://doi.org/10.2118/10068-PA

Ershaghi I., Omorigie O. (1978). A method for extrapolation of cut vs recovery curves. *Journal of Petroleum Technology*, 30(2), pp. 203–204. https://doi.org/10.2118/6977-PA

Guo B., Tu X. (2008). A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured horizontal wells. *CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*, SPE-114452-MS. https://doi.org/10.2118/114452-MS

Liu B. (2021). February. Application of water drive characteristic curve in oil field development planning index prediction. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 651, 032074. http://doi.org/10.1088/1755-1315/651/3/032074

Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. (1999). Studies on modeling complex oil production systems: Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty. Ufa: Gilem, 462 p. (In Russ.)

Olenchikov D., Posvyanskii D. (2019). Application of CRM-like models for express forecasting and optimizing field development. SPE

Russian Petroleum Technology Conference, SPE-196893-MS. https://doi. org/10.2118/196893-MS

Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. (2018). Applying CRM model to study well interference. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*, 4(4), pp. 148–168. (In Russ.) https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Savelev V.A., Tokarev M.A., Chinarov A.S. (2008). Geological and field methods for forecasting oil recovery. Izhevsk: Udmurtskij universitet, 146 p. (In Russ.)

Sayarpour M. (2008). Development and application of capacitanceresistive models to water/ CO_2 dioxide floods: Ph.D. Diss. The University of Texas at Austin. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1798.3847

Sayarpour M., Kabir C.S., Lake L.W. (2009a). Field applications of capacitance-resistance models in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(6), pp. 853–864. https://doi.org/10.2118/114983-PA

Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K., Lake L.W. (2011). Probabilistic history matching with the capacitance-resistance model in waterfloods: A precursor to numerical modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(1), pp. 96–108. https://doi.org/10.1016/j. petrol.2011.05.005

Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. (2009b). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3–4), pp. 227–238. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006

Sergeev V.L., Naimushin A.G., Long Ch.N. (2014). Integrated systems for identifying displacement characteristics in monitoring and control of oil field development. *Doklady Tomskogo gosudarstvennogo universiteta sistem upravleniya i radioelektroniki = Proceedings of TUSUR University,* (3), pp. 152–158. (In Russ.)

Sevost'yanov D.V., (2005). Assessment of the effectiveness of geological and technical measures using the method of integrated models. *Problems of geology of subsoil development: Proc. IX International Symposium.* Tomsk: "TPU" Publ., pp. 449–451. (In Russ.)

Smith J.T., Cobb W.M. (1997). Waterflooding. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.

Sun W. (2021). Two kinds of water drive characteristic curve control systems are recoverable reserves of water drive oilfield. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 1384. https://doi.org/10.1007/978-3-030-74811-1 127

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Dallas: SPE, 326 p.

Wolcott D. (2009). Applied Waterflood Field Development. Houston: Energy Tribune Publ., 417 p.

Yang Z. (2009). Analysis of production decline in waterflood reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-124613-MS. https:// doi.org/10.2118/124613-MS

Yang Z. (2017). Clarifying and improving the application of waterflood analytical methods in X-plot conditions – from empirical approach to analytical approach. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-185726-MS. https://doi.org/10.2118/185726-MS

Yang Z., Ershaghi I. (2005). A method for pattern recognition of WOR plots in waterflood management. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-93870-MS. https://doi.org/10.2118/93870-MS

Yortsos Y.C., Choi Y., Yang Z., Shah P.C. (1999). Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 4(4), pp. 413–424. https://doi.org/10.2118/59477-PA

Yulmukhametov D.R. (2017). A Method of processing source data for the water-oil ratio vs recovery semi-log plot in unstable well stock operation conditions. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 11, pp. 44–47. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-44-47

About the Authors

Ivan V. Afanaskin – Cand Sci. (Engineering), Leading Researcher, Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences

36, Build. 1, Nakhimovsky ave., Moscow, 117218, Russian Federation

e-mail: ivan@afanaskin.ru

Sergej G. Volpin – Cand Sci. (Engineering), Head of Department, Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences

36, Build. 1, Nakhimovsky ave., Moscow, 117218, Russian Federation

Valerij A. Yudin – Cand Sci. (Physics and Mathematics), Leading Researcher, Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences

36, Build. 1, Nakhimovsky ave., Moscow, 117218, Russian Federation

Pavel V. Kryganov – Cand Sci. (Engineering), Leading Researcher, Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences

36, Build. 1, Nakhimovsky ave., Moscow, 117218, Russian Federation

Aleksej A. Glushakov – Junior Researcher, Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences

36, Build. 1, Nakhimovsky ave., Moscow, 117218, Russian Federation

Manuscript received 28 August 2023; Accepted 27 November 2023; Published 30 December 2023

www.geors.ru ГЕПРЕСУРСЫ 285

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.24

УДК 622.691

Использование модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для аналитического контроля объемов газа в пластах-коллекторах подземного хранилища газа

gr≁∖

А.А. Михайловский^{*}, А.В. Уколов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, Московская область, Россия

Одна из главных задач анализа хранения газа в водоносных пластах-коллекторах заключается в оперативном контроле дренируемых объемов газа, от величины которых в значительной степени зависят технологические и технико-экономические показатели создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Эффективным инструментом решения этой задачи является использование газогидродинамических прокси-моделей пластов.

Представлена одна из таких моделей, которую с учетом реализованной системы группового (по сборным пунктам) размещения вертикальных эксплуатационных скважин кратко можно описать как модель зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа в пласте.

Приведен пример расчетов изменения в процессе циклической эксплуатации подземных хранилищ газа газонасыщенных поровых объемов и объемов газа в разнодренируемых зонах, в том числе в слабоконтролируемой периферийной зоне пласта, с учетом сезонных межзональных перетоков газа, а также объемов техногенных скоплений газа в контрольных горизонтах, образовавшихся вследствие межпластовых перетоков.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, водоносные пласты, дренируемые объемы газа, аналитический контроль, гидродинамические прокси-модели, искусственная газовая залежь, межпластовые перетоки газа

Для цитирования: Михайловский А.А., Уколов А.В. (2023). Использование модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для аналитического контроля объемов газа в пластах-коллекторах подземного хранилища газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 286–291. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.24

Введение

Для аналитического контроля дренируемых объемов газа в водоносных пластах-коллекторах подземных хранилищ газа (ПХГ) на практике широко используются газогидродинамические прокси-модели, представляющие собой балансовые модели искусственной газовой залежи, в которых учитываются наиболее важные особенности ее формирования и циклической эксплуатации при проявлении водонапорного режима (Бузинов и др., 1984; Закиров, 1998; Зотов, 2000; Колбиков, 1999; Левыкин, 1973; Михайловский, 2013; 2018). Такие модели позволяют получать адекватные оценки балансовых показателей эксплуатации в целом для газовых залежей, таких как средневзвешенное пластовое давление, дренируемый объем газа и общее количество вторгшейся в залежь воды, в пластах простого геологического строения и при равномерной или однозональной системе размещения эксплуатационных скважин.

Цель настоящего исследования – модификация балансовой модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для оценки дренируемых объемов газа в сложнопостроенном водоносном пласте ПХГ при недостаточном объеме достоверных детальных сведений о геологическом строении пласта и многозональной системе размещения эксплуатационных скважин и ее апробация. Определяются дренируемые газонасыщенные поровые объемы и объемы газа по зонам пласта – объекта хранения газа – в условиях проявления водонапорного режима, сезонные внутрипластовые перетоки газа между смежными зонами расположения эксплуатационных скважин, сезонные перетоки газа в удаленную в северо-восточном направлении слабоконтролируемую зону, межпластовые перетоки газа из объекта хранения в расположенные выше по разрезу контрольные горизонты.

Общие сведения о геологическом строении и системе размещения скважин рассматриваемого ПХГ

На рассматриваемом ПХГ ловушка газа в объекте хранения характеризуется сложным геологическим строением. Ее кровля имеет форму узкой, вытянутой в северовосточном направлении вдоль глубинного тектонического разлома фундамента, антиклинальной гребнеобразной складки с размерами 50 км × 3 км и амплитудой около 13 м по изогипсе –975 м. Эта малоамплитудная складка осложнена пятью, расположенными вдоль большой оси, куполками с амплитудами до 3–5 м. Пласт – объект хранения – не выдержан по толщине, в юго-западной и центральной частях ловушки его толщина изменяется от 2 м до 6–9 м, в северо-восточной части он недостаточно разведан.



^{*}Ответственный автор: Александр Артемович Михайловский

e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

^{© 2023} Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)
На хранилище реализована зонально-групповая по сборным пунктам (СП) система размещения вертикальных эксплуатационных скважин преимущественно в куполках структуры при среднем расстоянии между скважинами в пределах нескольких десятков метров.

gr

Модельная схема разнодренируемых газовых зон пласта и сезонных межзональных перетоков газа на ПХГ

С учетом существующих геолого-гидродинамических условий рассматриваемого ПХГ используется двухобъектная газогидродинамическая модель пластовой части хранилища.

В первом объекте исследования, который используется как объект хранения, проводится закачка и отбор газа. В условиях формирования значительно вытянутой по главной оси структуры искусственной газовой залежи с учетом промысловых данных объемов закачки и отбора газа по группам скважин выделяются газовые зоны пласта в районах СП 1, СП 2 и СП 3 (рис. 1). На основе данных по контролю пластовых давлений рассматриваются сезонные внутрипластовые перетоки газа между смежными зонами СП 1, СП 2, СП 3 и слабоконтролируемой удаленной (в северо-восточном направлении) зоной наблюдательных скважин № 37 (Н 37). Эти сезонные внутрипластовые межзональные перетоки газа определяют соответствующие объемы оттоков и притоков газа в зонах.

Согласно имеющимся геолого-промысловым данным в хранилище имеют место межпластовые перетоки газа из объекта хранения в расположенные выше по разрезу контрольные горизонты, которые принимаются в качестве 2-го объекта исследования с техногенными скоплениями переточного газа. Между 1-м и 2-м модельными объектами исследования учитывается газодинамическая связь в виде межпластовых перетоков газа, которые локализуются в зоне СП 1 в районе переточной скважины № 101 (20б).



Рис. 1. Модельная схема газовых разнодренируемых зон пласта

Математическое описание газогидродинамической модели пласта

Для описания основной по количеству эксплуатационных скважин и объемам закачки и отбора газа газовой зоны СП 1 и с целью учета общей репрессионной и депрессионной воронок пластового давления используется простая (схема полного вытеснения флюидов) балансовая модель двухобъемного дренирования при водонапорном режиме с выделением внутренней, где располагаются эксплуатационные скважины, и внешней подзон. Газовые зоны СП 2, СП 3, Н 37 и 2-й объект описываются простыми балансовыми моделями при водонапорном режиме, в которые входят средние пластовые давления. Водонапорный режим эксплуатации выделенных зон учитывается путем использования для каждой зоны агрегированного коэффициента приемистости/продуктивности водоносного пласта.

В математической модели зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа для рассматриваемого ПХГ в соответствии со схемой (рис. 1) выделяется 6 виртуальных газонасыщенных поровых объемов (ГПО) – Ω_1 (с двумя подзонами), Ω_2 , Ω_3 , Ω_{37} и Ω_{206} , относящихся соответственно к зонам СП 1, СП 2, СП 3, Н 37 и 2-му объекту.

Для каждого из 6 неизвестных ГПО указанных выше зон уравнение материального баланса газа имеет вид

$$d(\Omega_i \frac{P_i}{z})/dt = q_i, \tag{1}$$

где Ω_i , P_i/z и q_i – соответственно газонасыщенный поровый объем, приведенное среднее пластовое давление и изменение объема (количества) газа в *i*-том объеме (*i* = 1, 2, 3,...*n*; *n* = 6).

Изменение объема газа в каждом виртуальном объеме складывается из расходов закачки и отбора газа через скважины в этом объеме q_{icks} и перетоков газа в сопредельные объемы q_{incc} .

$$q_i = q_{i_{CKB}} + q_{i_{nep}}.$$
(2)

Эти перетоки считаются пропорциональными перепаду квадратов давлений, причем в силу несимметричности допустимы разные значения коэффициентов межзональных перетоков в зависимости от направления потока в сезоне:

$$q_{i \,\mathrm{nep}} = \alpha_{i,i+1} \, \left(P_i^2 - P_{i+1}^2 \right), \tag{3}$$

где $\alpha_{i,i+1}$ – коэффициент сезонных межзональных перетоков газа, P_i – среднее пластовое давление.

Внутренний переток газа между подзонами СП 1 также описывается формулой (3), величинами которой в данном случае являются постоянный коэффициент перетока и средние давления в подзонах.

Находящиеся в окружении водоносной системы, ГПО изменяют свою величину пропорционально разнице между текущим давлением P_i и начальным гидростатическим давлением P_0 в соответствующем объеме по формуле:

$$d\Omega_i/dt = C_i(P_i - P_0), \tag{4}$$

где C_i – коэффициент приемистости/продуктивности водоносного пласта зоны.

Для зоны СП 1 в уравнении (4) за текущее значение давления принимается давление во внешней подзоне.

Таким образом, представленная газогидродинамическая модель зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа для рассматриваемого ПХГ содержит 20 неизвестных взаимосвязанных параметров по выделенным газовым зонам: 6 дренируемых газонасыщенных поровых объемов зон СП 1 (в т.ч. внутренней и внешней подзон), СП 2, СП 3, Н 37 и 2-го объекта на начало периода адаптации; 5 коэффициентов приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам; 2 (1 пара) коэффициента сезонных перетоков газа между 1-м и 2-м объектами; 6 (3 пары) коэффициентов сезонных

www.geors.ru ГЕПРЕСУРСЫ 287

межзональных перетоков газа между смежными зонами в 1-м объекте; 1 коэффициент внутренних перетоков газа между подзонами СП 1.

gr M

 $\sqrt{}$

Адаптация газогидродинамической модели пласта по промысловым данным

Рассмотрен период адаптации модели с 31 марта 2016 г. по 30 апреля 2023 г., в течение которого эксплуатация хранилища осуществлялась в квазициклическом режиме закачки и отбора газа при одинаковом общем объеме газа в пласте. Принималось, что все коэффициенты перетоков газа и коэффициенты приемистости/продуктивности водоносного пласта постоянны в соответствующих сезонах и не изменяются по годам. Начальное гидростатическое давление в 1-м объекте составляет 11,5 МПа, во 2-м – 11 МПа. В табл. 1 приведены объемы закачки и отбора газа на СП 1, СП 2 и СП 3 в разные сезоны за период адаптации.

В расчетах с целью наиболее точного учета фактических режимов закачки и отбора газа на ПХГ шаг по времени принимался равным одним суткам.

Адаптация модели проведена методом последовательного группового перебора параметров по сгущающейся сетке. С целью регуляризации решения некорректной задачи идентификации параметров модели на область изменения варьируемых параметров накладывались дополнительные ограничения.

Для адаптации используемой газогидродинамической модели по истории эксплуатации искусственной газовой залежи хранилища в условиях проявления водонапорного режима необходимо иметь две группы

Сезон закачки,	СП 1	СП 2	СП 3	Суммарно
отбора, годы				по СП
2016	1070	270	59	1399
2016/2017	852	340	174	1366
2017	1059,5	232	100,8	1392,3
2017/2018	813	277,7	228,5	1319,2
2018	997	269,3	60,6	1326,9
2018/2019	776	232	205	1213
2019	1030	187	16	1233
2019/2020	776	225	173	1174
2020	1038	271,3	17	1326,3
2020/2021	842,6	272,3	172	1286,9
2021	1080	156	15,6	1251,6
2021/2022	814	218,5	196,6	1229,1
2022	1122	100	18	1240
2022/2023	841	167	142	1150
Суммарная закачка газа за период адаптации	7396,5	1485,6	287,0	9169,1
Среднегодовая закачка	1056,6	212,2	41,0	1309,9
Суммарный отбор газа за период адаптации	5714,6	1732,5	1291,1	8738,2
Среднегодовой отбор	816,4	247,5	184,4	1248,3

Табл. 1. Объемы закачки и отбора газа на СП 1, СП 2 и СП 3 в сезонах за период адаптации, млн м³

геолого-промысловых данных, первая – по изменению контролируемых средних пластовых давлений и вторая – по изменению ГПО выделенных газовых зон пласта СП 1, СП 2, СП 3, зоны Н 37 и 2-го объекта.

При существующей практике на рассматриваемом ПХГ средние пластовые давления в зонах определяются как среднеарифметические значения контролируемых пластовых давлений в останавливаемых для замера эксплуатационных скважинах.

Дополнительными геолого-промысловыми данными для оценки изменения дренируемых ГПО выделенных зон могут быть данные ГИС-контроля по продвижению газоводяного контакта и обводнению скважин, укрупненные оценки объемов оттеснения/вторжения в залежь пластовых вод по изменению уровней и давлений в пьезометрических скважинах.

В связи с ограниченным объемом достоверных данных для оценки изменения ГПО выделенных зон СП 1, СП 2, СП 3, зоны Н 37 и 2-ого объекта адаптация описанной модели проведена только по промысловым данным контроля пластовых давлений в зонах.

В качестве критерия оптимальности принимался минимум среднеквадратического отклонения расчетных по модели от контролируемых средних пластовых давлений в зонах за период адаптации с учетом «веса» последних по точности определения

$$\frac{\sum_{1}^{n} (P_{\text{pacy}} - P_{\text{KOHTP}})_{i}^{2} \varepsilon_{i}}{n} = \min,$$
(5)

где $P_{\text{расч}}$ и $P_{\text{контр}}$ – расчетное и контролируемое средние пластовые давления в зоне соответственно; ε_i – «вес» по точности определения контролируемых средних пластовых давлений в зонах (0, 1); *n* – количество используемых в расчетах контролируемых средних пластовых давлений (*i* = 1, 2,...*n*).

Для одного из расчетных вариантов в табл. 2 представлены дренируемые ГПО и объемы газа по зонам на начало периода адаптации, а также результаты идентификации коэффициентов приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам и коэффициентов сезонных межзональных перетоков газа.

Для полученных значений модельных параметров среднееквадратическое отклонение расчетных по модели от контролируемых средних пластовых давлений в зонах СП 1 (внутренняя подзона), СП 2, СП 3 и периферийной зоне Н 37 за период адаптации составило 0,34, 0,35, 0,39 и 0,63 МПа соответственно (рис. 2).

Необходимо отметить, что при большом количестве искомых параметров описанной газогидродинамической модели и ограниченном объеме геолого-промысловых данных по контролю дренируемых ГПО выделенных зон приведенные в качестве примера результаты идентификации следует рассматривать как один из возможных вариантов значений параметров адаптированной модели, которые незначительно отличаются по критерию оптимальности минимума среднеквадратического отклонения расчетных от контролируемых пластовых давлений (5).

Для рассмотренного примера изменения в течение периода адаптации модели расчетных дренируемых ГПО и объемов газа в выделенных зонах с учетом сезонных

Зона	Начальный газонасыщенный	Коэффициент приемистости/продуктивно	Направление перетока	Коэффициент перетока, (млн м ³ /сут)/(кгс/см ²)	
	поровый объем/объем сти водоносного пласта, (из зоны – е газа, млн м ³ млн м ³ /сут/(кгс/см ²) СП)		(из зоны – в зону СП)	в сезонах закачки	в сезонах отбора
СП 1	12,47/1285	0,5194	СП 1 – СП 2	1,625	
			СП 2 – СП 1		0,312
СП 2	2,5/218	0,0216	СП 2 – СП 3	1,993	
			СП 3 – СП 2		0,378
СП 3	1,0/104	0,3423	СП 3 – Н 37	0,839	
			Н 37 – СП 3		1,025
Н 37	1,5/191	0,2619			
2 объекта	2,5/282	0,0973	СП 1 – 2 объекта	0,0424	
			2 объекта – СП 1		0,0883
Сумма	19,97/2080				

Табл. 2. Расчетные дренируемые газонасыщенные поровые объемы и объемы газа по зонам на начало периода адаптации, коэффициенты приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам, коэффициенты сезонных межзональных перетоков газа

межзональных перетоков газа в условиях проявления водонапорного режима представлены на рис. 3, 4.

Полученные значения коэффициентов сезонных межзональных перетоков газа показывают следующее. Коэффициенты оттока газа из зоны СП 1 в СП 2 и далее из СП 2 в СП 3 примерно в 5 раз превышают коэффициенты обратного притока. Это означает, что с учетом известного приближения $(P_1^2 - P_2^2) = 2P_{cn}(P_1 - P_2)$ при одинаковом перепаде давления (Р – Р) расход оттока газа из зоны СП 1 в СП 2 и далее из СП 2 в СП 3 примерно в 5 раз больше расхода притока. Поэтому для обеспечения равенства указанных перетоков газа необходимо, чтобы соответствующий перепад пластовых давлений в сезонах закачки был бы примерно в 5 раз меньше, чем в сезонах отбора газа. В противном случае следует ожидать продолжение межзональных перетоков газа. Очевидно, что на практике выполнить такое технологическое условие по перепадам давлений не представляется возможным.

Расчетные коэффициенты сезонных перетоков газа между зоной СП 3 и периферийной зоной наблюдательной скважины № 37 имеют примерно одинаковое значение. Поэтому для баланса объемов сезонных перетоков газа между этими зонами необходимо стремиться обеспечить равенство импульсов повышенного и пониженного перепадов давления.

Значения коэффициентов сезонных перетоков газа СП 1 – 2-й объект более чем на порядок меньше коэффициентов межзональных перетоков газа в 1-м объекте, что указывает на локально ограниченную газодинамическую связь между ними. Пониженное значение коэффициента перетока газа из СП 1 в 2-й объект по сравнению с обратным направлением перетока может быть связано с погрешностью малых значений, вносимой некорректностью исходных промысловых данных по 2-му объекту.

Заключение

На основании проведенных исследований по использованию модели зонального дренирования искусственной газовой залежи ПХГ можно сделать следующие выводы.

 Созданная с учетом геолого-гидродинамических особенностей рассмотренного ПХГ и реализованной системы зонально-группового (по сборным пунктам)



Рис. 2. Сопоставление средних расчетных и контролируемых пластовых давлений по зонам СП 1, СП 2, СП 3, Н 37 и во 2-м объекте



Продолжение рис. 2

размещения вертикальных эксплуатационных скважин газогидродинамическая модель позволяет проводить оперативный аналитический контроль газонасыщенных поровых объемов и объемов газа в разнодренируемых зонах, включая слабоконтролируемую периферийную зону объекта хранения, с учетом сезонных межзональных перетоков газа, а также объемов техногенных скоплений газа в контрольных горизонтах, образовавшихся в результате межпластовых перетоков.

2. Для уточнения параметров модели, адаптированной по промысловым данным контроля пластовых давлений в выделенных зонах в условиях проявления водонапорного режима эксплуатации газовой залежи ПХГ, требуются дополнительные геолого-промысловые данные контроля по движению пластовых вод и изменению ГПО зон.

3. Адаптированная модель зонального дренирования искусственной газовой залежи может быть использована для прогнозных технологических расчетов по регулированию закачки и отбора газа по группам скважин СП и зонам пласта в процессе циклической эксплуатации ПХГ.

Литератур

Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. (1984). Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра. 269 с.

Закиров С.Н. (1998). Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 628 с.



Рис. 3. Динамика расчетных газонасыщенных поровых объемов по зонам СП 1-го объекта и во 2-м объекте



Рис. 4. Динамика расчетных объемов газа по зонам 1-го объекта и во 2-м объекте

Зотов Г.А. (2000). Геотехнологические основы использования газодинамических методов оценки дренируемых запасов газа. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 54 с.

Колбиков С.В. (1999). Метод подсчета запасов по падению пластового давления. Газовая промышленность, (1), с. 18–22.

Левыкин Е.В. (1973). Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М.: Недра, 207 с.

Михайловский А.А. (2013). Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 248 с.

Михайловский А.А. (2018). Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ. *Вести газовой науки*, (1), с. 193–202.

Сведения об авторах

Александр Артемович Михайловский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр.1

Антон Вадимович Уколов – кандидат тех. наук, начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр.1

Статья поступила в редакцию 09.06.2023; Принята к публикации 11.10.2023; Опубликована 30.12.2023

Using a model of zonal drainage of an artificial gas deposit for analytical control of gas volumes in reservoirs of UGS

gr⊿∖∖∕

A.A. Mikhailovsky*, A.V. Ukolov

Gazprom VNIIGAZ LLC, p. Razvilka, Moscow region, Russian Federation *Corresponding author: Alexander A. Mikhailovsky, e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. One of the main tasks of the analysis of gas storage in aquifers-reservoirs is the operational control of drained volumes of gas, the value of which largely depends on the technological and technical and economic indicators of the creation and operation of UGS. An effective tool for solving this problem is the use of gas-hydrodynamic proxy models of formations.

One of such models is presented, which, taking into account the implemented system of group (by assembly points) placement of vertical production wells, can be briefly described as a model of zonal drainage and seasonal interzonal gas flows in the reservoir.

An example of calculations of changes in the cyclic operation of UGS of gas-saturated pore volumes and gas volumes in different drained zones, including in the peripheral poorly controlled zone of the formation, taking into account seasonal interzonal gas flows, as well as the volumes of manmade gas accumulations in the control horizons formed as a result of interplastic flows is given.

Keywords: underground gas storage, aquifers, analytical control of drained gas volumes, hydrodynamic proxy models, artificial gas deposits, interzonal gas flows in the reservoir, interplastic gas flows

Recommended citation: Mikhailovsky A.A., Ukolov A.V. (2023). Using a model of zonal drainage of an artificial gas deposit for analytical control of gas volumes in reservoirs of UGS. *Georesursy* = *Georesources*, 25(4), pp. 286–291. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.24

References

Buzinov S.N., Umrikhin I.D. (1984). Investigation of oil and gas wells and reservoirs. Moscow: Nedra. 269 p. (In Russ.) Kolbikov S.V. (1999). Method of calculating reserves by reservoir pressure drop. *Gasovaya promyshlennost*, (1), pp. 18–22. (In Russ.)

IN ENGLISH

Levykin E.V. (1973). Technological design of gas storage in aquifers. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)

Mikhailovsky A.A. (2013). Analytical control of gas volumes in reservoir collectors of UGS. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 250 p. (In Russ.)

Mikhailovsky A.A. (2018). Application of simplified gashydrodynamic proxy models for operational technological calculations of gas fields and UGS. *Vesti gazovoy nauki*, (1), pp. 193–202. (In Russ.)

Zakirov S.N. (1998). Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. Moscow: Struna, 626 p. (In Russ.)

Zotov G.A. (2000). Geotechnological foundations of the use of gas-dynamic methods for assessing drained gas reserves. Moscow: VNIIGAZ, 54 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander A. Mikhailovsky – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC

Build. 1, 15, Gazovikov st., p. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Anton V. Ukolov – Cand. Sci. (Engineering), Head of the laboratory, Gazprom VNIIGAZ LLC

Build. 1, 15, Gazovikov st., p. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Manuscript received 9 June 2023; Accepted 11 October 2023; Published 30 December 2023

ORIGINAL ARTICLE