

ISSN 1608-5043

научно-технический журнал

Георесурсы

2(34) 2010



на стыке наук свершаются открытия.

INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE

- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гагиятуллин, Н.П. Запивалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместитель главного редактора:
Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Технический редактор: В.Н. Малинина.
Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова,
И.С. Абросимова. Дизайн обложек:
А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский государственный университет
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел\факс: +7 843 2924454
Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru. e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел\факс +7 843 2924454
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций
(Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
Журнал распространяется через ООО «Информнаука».
Электронная версия журнала содержится на сайте:
«eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в
онлайне».

Подписано в печать 15.05.2010. Цена договорная
Отпечатано в ООО «КартИ». Тираж 1000
420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 100
Тел\факс: +7 843 5121291, e-mail: karti@inbox.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал
«ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

- Н.П. Запивалов*
Нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов в карбонатных породах 2
- Л.Н. Бружес, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова*
Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 6
- Н.В. Шкаликов, В.Д. Скирда, И.В. Николин, С.С. Сафонов*
Исследование n-парафинов в составе нефти методом ядерного магнитного резонанса 9
- А.П. Кистерский, В.В. Лапаева, Ю.А. Нефедьев, М.В. Кутленков*
Расчет малых величин уклонений местной отвесной линии, вызванных техногенными факторами 13
- А.В. Радаев, Н.Р. Батраков, И.А. Кондратьев, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов*
Экспериментальное исследование процесса вытеснения высоковязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода в широком диапазоне термобарических условий 16
- Д.В. Булыгин, Р.Р. Ганиев*
Моделирование геологических тел с использованием структурно-генетических особенностей 18
- И.С. Абросимова*
Результаты исследований водоносных горизонтов геотермическими методами (на примере Шугуровской и Куак-Башской площадей Ромашкинского месторождения) 22
- Л.М. Ситдикова, О.Г. Сони́на*
Петроструктурные исследования пород кристаллического фундамента Южно-Татарского свода 25
- М.Д. Хуторской, Е.А. Тевелева, Л.А. Цыбуля, Г.И. Урбан*
Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии – сравнительный анализ 27
- В.А. Шляховский*
Выявление неоднородностей литосферы как источников формирования залежей углеводородов 35
- Г.В. Романов, М.Р. Якубов, Д.Н. Борисов, Ю.М. Ганеева, К.И. Якубсон*
Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов...38
- А.А. Корнев, С.И. Дембицкий, М.Х. Уртенев*
Математическое моделирование процесса деструкции нефтяного загрязнения в Азовском море 42
- В.В. Зубарев*
Результаты вычислительных экспериментов по повышению эффективности сайклинг-процесса 46

На обложках

200 лет астрономии и геодезии в Казани
Кафедре радиоэлектроники Казанского государственного университета – 50 лет

НАНОЭФФЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов. Предлагается инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать высокопродуктивные очаги на месторождениях. Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

Ключевые слова: доломитизация, метасоматоз, наноструктуры, нефтеотдача.

1. Нефть в доломитах

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. В Северной Америке большое количество залежей нефти и газа приурочены именно к доломитовым коллекторам. Они характеризуются большими дебитами, главным образом благодаря их высокой пористости.

Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость. Например, в Канаде в известняковых коллекторах проницаемость равна $6 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в доломитовых – $8 \cdot 10^{-1}$ мкм².

Доломиты бывают первичные-седиментационные и вторичные-эпигенетические.

Вторичная доломитизация всегда сопровождается трещинообразованием, которое может обеспечить высокую проницаемость пород. Чем новее трещины, тем они шире, и выше их проницаемость. Изменяются капиллярные силы, и уменьшается возможность создания целиклов (зон запирания). В целом, усиливаются перколяционные процессы. Самые лучшие трещиноватые коллекторы представлены доломитизированными известняками Асмари в Иране.

Химическая формула доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. В его кристаллической решетке катионы Ca^{+2} и Mg^{+2} попеременно чередуются вдоль тройной оси. Цвет доломита серовато-белый, иногда с желтоватым, буроватым или зеленоватым оттенком. Твердость 3,5–4,0, плотность 2,8–2,9 г/см³. По растворимости в HCl он занимает промежуточное положение между кальцитом и магнезитом.

Доказано, что молекулярное замещение известняка доломитом приводит к уменьшению объема твердой породы на 12–13%. Химическое уравнение этого замещения выглядит следующим образом: $2\text{CaCO}_3 + \text{MgCl}_2 \rightarrow \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaCl}_2$ или в морской воде: $2\text{CaCO}_3 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Кристаллы в известняках обладают четко выраженной тенденцией ориентировать свои оси параллельно плоскостям напластования. В доломитах же кристаллы ориентированы совершенно беспорядочно. Отличаясь от известняков значительно боль-

шим объемом межкристаллического порового пространства, доломиты обладают соответственно большей поверхностью взаимодействия минеральной части с циркулирующими в них флюидами.

2. Концепции и факты

Вторичные эпигенетические процессы характеризуются огромным разнообразием и быстрой динамикой их проявления. Это зависит от многих геофлюидодинамических факторов, которые определяют существенные превращения даже в процессе разработки нефтяных месторождений. В практическом плане важно проследить динамику современного состояния флюидонасыщенной системы. Наиболее важными параметрами этого состояния является пустотное пространство коллектора, его проницаемость и перколяционная эксергия. Под последней понимается работоспособность пласта (очага). В большой степени этому способствуют активные метасоматические процессы в современных породах. Некоторые исследователи с этими же процессами связывают генерацию углеводородов (Трофимук и др., 1999; 1981).

Например, в основе концепции образования гигантского Куямбо-Юрубчено-Тайгинского нефтегазового месторождения в Восточной Сибири лежат представления о метасоматозе осадочных карбонатных пород в эпигенезе под действием вначале кислотных, а затем щелочных термальных вод (Трофимук, Молчанов, Параев, 1999). Указанные авторы считают, что «... доломитизация известняка и замещение карбоната сульфатом под действием сульфидных гидротерм в эпигенезе является необходимым и достаточным условием синтеза углеводородов и формирования их залежей в доломитовом коллекторе».

Следует признать очаговый (зональный) характер нефтегазообразования и насыщения углеводородами отдельных стратиграфических интервалов. В связи с этим отмечается и «очаговая» высокая продуктивность на разрабатываемых месторождениях (Запивалов и др., 2009; Запивалов, Попов, 2003).

Можно назвать большое число залежей нефти и газа, связанных с доломитами и доломитизированными известняками. Так, например, к доломитам приурочены залежи нефти в органогенных рифах Западной Канады.

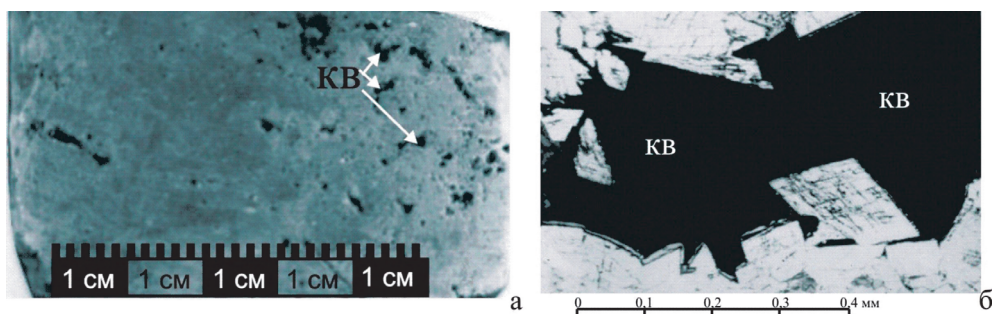


Рис. 1. Доломиты замещения с кавернами. а – Керн, скв. Урманская 7, глубина 3120 м; б – Шлиф (в проходящем свете), скв. Северо-Останинская 7, глубина 2812 м.

На месторождении Лима-Индиана в штате Огайо нефть содержится в пористых доломитизированных зонах известняков Трентон (ордовик). Со времени открытия этого месторождения в 1884 г. из него было добыто свыше 500 млн. баррелей нефти. Доломитизированные известняки Тамабра (мел) служат коллекторами на нефтяном месторождении Паса-Рика в Мексике.

3. Вторичная доломитизация в палеозойских породах Западной Сибири

В Западной Сибири во многих палеозойских резервуарах Нюрольской впадины (в основном девонских) залежи нефти обнаружены именно в доломитизированных известняках. К таким относятся Малоичское, Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Южно-Табаганское, Южно-Тамбаевское, Солоновское, Калиновое, Селимхановское и другие нефтегазовые скопления (Zapivalov, Trofimuk, 1988). Как правило, доломиты замещения образуют трещинно-кавернозные коллекторы, которые характеризуются вновь образованной вторичной пористостью и кавернозностью (Рис. 1).

Наиболее изученным является Малоичское месторождение (Новосибирская область), которое было открыто в 1974 году. Основной продуктивный горизонт залегает на глубинах 2794 – 2850 м, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. Известняки буровато-серые, органогенно-детритовые, неравномерно доломитизированные, местами переходящие в доломиты, трещиноватые и кавернозные. В наибольшей степени процессы вторичной доломитизации имеют место в западной части месторождения (Рис. 3) На этом месторождении пробурена самая глубокая параметрическая скважина (Малоичская №4) глубиной 4600 м. с проходкой по карбонатно-му палеозою 1800 м. Притоки нефти получены из многих интервалов вскрытого палеозойского разреза, представ-

ленных доломитизированными органогенными известняками почти с равным содержанием CaO и MgO (Zapivalov, Trofimuk, 1988; Запивалов и др., 1980). В этом разрезе выделены рифогенные тела (Запивалов, Соколов, 1977).

Особый интерес представляет призабойная зона в интервале 4538 – 4600 м., представленная пачками метасоматических доломитов крупно- и среднезернистых, часто трещиноватых и раздробленных. Содержание MgO здесь увеличивается до 22%, а SiO₂ всего лишь 0,31%. Пластовая температура в этой части разреза достигает 160°C.

Из всех пробуренных 20 скважин на Малоичском месторождении наиболее продуктивной является скважина №9 (Рис. 2), которая почти 10 лет фонтанировала нефтью дебитом 120 м³/сутки. Нефтенасыщенный горизонт залегает в интервале 2832 – 2834 м и представлен доломитом известковистым с реликтовой биогермной текстурой. Под микроскопом видно, что порода сильно изменена процессами перекристаллизации, доломитизации и кальцитизации, проходившими в несколько стадий, благодаря чему образовалась резкая разномерность и пятнистость, двух- и трехслойные каемки инкрустации и микротрещиноватость. Здесь установлена вторичная пористость, типа выщелачи-

вания. Здесь установлена вторичная пористость, типа выщелачивания.

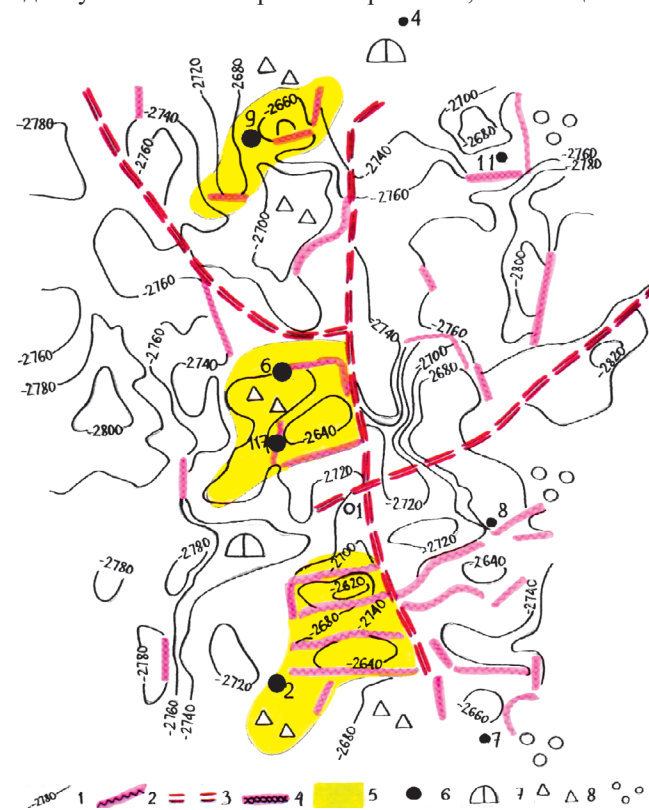


Рис. 3. Малоичское месторождение, Новосибирская область (с учетом результатов 3х-мерной сейсморазведки). 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов; 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти; 7 – Литофации передового шлейфа; 8 – Литофации призабойной зоны; 9 – Литофации за-рифовой лагуны.



Рис. 2. Малоичское месторождение (скв. 9), трещинно-кавернозные (белое) девонские органогенные доломиты (Запивалов, Попов, 2003).

вания по первичной органогенной породе, с извилистыми микротрещинами. Часть полостей и пор выполнена полностью новообразованными кристаллами доломита. По макро- и микроскопическим данным порода является коллектором трещиноватого типа. Объемный вес породы 2,65 г/см³, пористость 4,7%. Определена проницаемость по трем направлениям 2,5; 1,2; 0,9 мД. Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика видна на рис. 2.

В 2009 году на Малоичском месторождении была пробурена скважина №117, в которой из девонских доломитизированных известняков получен фонтанный приток нефти дебитом 280 т/сутки. На этом месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что в конечном счете определяет продуктивность скважин. Такие очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв. 9, 6, 117, 2) характеризуется активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу (Запивалов и др., 1980). Участки с высокопродуктивными скважинами четко приурочены к фациально-тектонической зоне (Рис. 3).

На карте видна резкая изменчивость рельефа палеозойских карбонатных пород. На близких расстояниях перепад составляет 180 м. (2640 – 2820). Синдром кажущейся блоковости объясняется неравномерной глубокой вторичной переработкой карбонатного субстрата (доломитизация и другие процессы). Резкие изменения литолого-минералогического состава пород ведут к хаотической картине сейсмических волн и в конечном счете к искаженным построениям. Фактически в таких условиях структурная сейсморазведка является неэффективной.

Интересно, что изменение коллекторских свойств карбонатных пород находит отражение в изменении изотопного состава углерода собственно карбонатных пород и особенно CO₂, что позволяет использовать их в качестве дополнительных критериев для прогнозной оценки коллекторов (Запивалов и др., 1982). На основе детальных изотопных исследований нами установлено, что в Западной Сибири основным источником CO₂ являются карбонатные породы палеозоя, хотя некоторые исследователи считают его глубинным.

Концентрация CO₂ в свободных, попутных и воднорастворенных газах в палеозойских и низах мезозойских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты достигает десятков процентов. Рядом с Малоичским месторождением, на Межовской и Веселовской площадях в юрских и доюрских породах обнаружены залежи CO₂; первичные дебиты в скважинах достигали 150 – 250 тыс. м³/сут. Подземные воды с углекислым составом растворенных газов встречены на Восточно-Межовской площади. Отмечено повышенное содержание CO₂ в водах на Малоичской и ряде других площадей.

Изучение вещественного состава и коллекторских свойств карбонатных пород палеозоя Малоичской площади позволило выделить в ее пределах отдельные зоны, каждой из которых присущ определенный изотопный состав углерода CO₂ и карбонатов. Выделенные зоны различаются по значениям δ¹³C карбонатных пород, которые в одной зоне составляют 0,5 – 0,8‰, а в другой 1,3 – 3,7‰. Эти различия по изотопному составу углерода карбонатных пород в разных зонах рассматриваемой площади, вероятнее всего, отражают степень их постседиментационной преобразованности. Возможно, эти процессы являлись

результатом миграции CO₂ в составе гидротермальных растворов (Запивалов и др., 1982).

4. Флюидодинамический метасоматоз – основа вторичной доломитизации пород

Как мы видим, наибольшее значение в рассматриваемых процессах имеет вторичная доломитизация. По существу это метасоматоз, который происходит путем замещения иона кальция ионом магния.

Метасоматоз (наложенный эпигенез) – это реакция приспособления горной породы к изменению физико-химических условий ее состояния. Как правило, метасоматические процессы протекают в режиме реакций между твердой (горная порода) и жидкой или газообразной (флюид) фазами при постоянном сохранении горной породой твердого состояния. Они ведут к изменению химического состава породы путем замещения одних минералов другими под действием подвижного, химически активного теплоносителя в градиентном термодинамическом поле. Процессы эти по существу являются неравновесными (Коржинский, 1969; Жариков, 1998; Поспелов, 1973; Царев, 2002; Казицин, 1979).

Есть ряд условий, способствующих активным метасоматическим процессам. Особенно важной является подпитка CO₂. Это природное явление распространено достаточно широко.

Известно, что в осадочных и магматических комплексах наблюдается широкое развитие метасоматических процессов, в той или иной мере преобразующих первичные породы и оказывающих существенное влияние на их минеральную специализацию.

Метасоматоз зависит от ряда переменных регулирующих параметров: градиентов pH-, Eh- и PT-среды и флюида. Степень неравновесности системы определяет вероятность появления в ней флуктуации и, таким образом, проблема нефтегазосности метасоматитов сводится в общем случае к проблеме градиентности в открытых неравновесных флюидонасыщенных системах.

Важной и очевидной, но не всегда учитываемой является реагентоспособность среды, зависящая от свободной энергии. Свободная энергия поверхности пропорциональна внутренней энергии системы, отнесенной к единице площади. Скорость химических реакций, в том числе и метасоматических, определяется свободной энергией поверхности зерен σ, пропорциональной их внутренней энергии ΣΔE, относимой к единице поверхности ds, то есть σ = ΣΔE / (ds). Пожалуй, именно нанодисперсность определяет такие механо-химические процессы (Молчанов и др., 2007; Молчанов, 1967).

Следует отметить, что метасоматические очаги не имеют четкой стратиграфической привязки, и их морфология обычно не может рассматриваться с позиции анализа складчатых форм и закона суперпозиции.

Метасоматические породы, в связи с их существенным отличием от субстрата по химическому составу, отличаются от него также по физическим свойствам и хорошо выделяются в геофизических полях.

Участки развития метасоматитов часто выделяются на картах аномалий теплового поля, так как приуроченность их к зонам повышенной проницаемости определяет вероятность увеличения в них эндогенного теплового потока,

обусловленного повышенной фильтрацией термальных подземных вод.

В нефтегазонасыщенных системах постоянно и достаточно быстро протекают разнообразные вторичные процессы вследствие изменения температуры, давления, химического потенциала и различных физических полей (физико-химических, механо-химических и др. градиентов).

Доказано, что преобразование массивных кристаллических пород, характеризующихся очень низкой проницаемостью, происходит главным образом путем диффузионного метасоматоза, в то время как в зонах повышенной трещиноватости осадочных пород, обладающих проницаемостью, на несколько порядков превышающей величины коэффициента диффузии, решающую роль приобретает инфильтрационный метасоматоз (Пеньковский и др., 1975).

Метасоматическая доломитизация зависит от многих физико-химических и геофлюидодинамических параметров. Следует иметь в виду, что радиус иона (катиона) кальция (Ca^{++}) равняется 0,99 А или 0,099 нм, а ион (катион) магния (Mg^{++}) составляет 0,66 А или 0,066 нм. В процессе замещения кальция магнием образуется дополнительное пустотное пространство (трещины, каверны и т.д.). Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов, особенно в карбонатных породах фанерозоя, включая палеозой Западной Сибири.

Заключение

(практическая нанотехнология)

Встает вопрос – можно ли инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать высокопродуктивные очаги на месторождениях? Фактически, это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить нефтеотдачу. Для этого требуется определить состав карбонатного материала и пластовой воды. Технология закачки в пласт магнийсодержащего флюида или гранулярного магния в размере наночастиц, вероятно, не представит особой трудности. В результате увеличится удельная поверхность пустотного пространства, активизируется переток флюидной массы из блочной матрицы в трещины, и даже новообразование углеводородных масс. В значительной степени стимулируются перколяционные процессы, возрастут продуктивность скважин и текущий коэффициент нефтеизвлечения. В отдельных случаях процесс принудительной и ускоренной доломитизации (метасоматоза) можно сопровождать волновым и тепловым воздействием. Безусловно, эти технологические операции относятся к категории щадящих, в сущности мы ускоряем или регулируем естественные природные процессы.

Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

Лабораторные эксперименты и физико-химическое моделирование уже осуществляется в Институте химии нефти и газа СО РАН (г. Томск). Промышленную отработку этой технологии предлагается осуществить в пределах натуральных полигонов на Арчинском, Урманском и Малоичском палеозойских месторождениях, где установлена промышленная нефтеносность в доломитизированных известняках среднего девона за счет субстрата карбонат-

ных рифогенных массивов. Надо полагать, что нефтяные компании будут заинтересованы в такой технологии. В случае удачных экспериментов такая нанотехнология откроет путь к интенсивному освоению палеозоя Западной Сибири и древних карбонатных массивов Восточной Сибири.

Одновременно, она может быть использована и для терригенных пород с большим содержанием карбонатного цемента в породах. Повышенная карбонатность и высокое содержание CO_2 отмечается часто в юрских и меловых породах Западной Сибири. Доломитизации часто подвергаются микрозернистый и пелитоморфный кальцитовый цемент, раковины фораминифер, водорослевые остатки и различный органогенный детрит. В метасоматических доломитах часто образуются поры размером 0,2-0,8 мм и каверны размером более 1 мм.

Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири и других регионов.

Литература

Запивалов Н.П., Соколов Б.С. Стратиграфическое расчленение нефтеперспективного палеозойского разреза Западной Сибири. *ДАН СССР*. 1977. Т. 237. N 1.

Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я. и др. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири. *Геология нефти и газа* N 9. 1980. 8-13.

Запивалов Н.П., Гуриева С.М., Дахнова М.В., Панкина Р.Г., Сердюк З.Я. Связь изотопного состава углерода CO_2 и карбонатов с коллекторскими свойствами карбонатных пород. *Докл. АН СССР*. Т. 262. N 2. 1982. 396-399.

Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». 2003. 196.

Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: Изд-во «Гео». 2009. 130.

Жариков В.А., Метасоматизм и метасоматические породы. М., «Научный мир». 1998. 490.

Казинин Ю.В. Метасоматизм в земной коре. Л., Недра. 1979. 208.

Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. М., Наука. 1969. 109.

Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде. *ДАН СССР*. Т. 147. N 5. 1967. 1185-1187.

Молчанов В.И., Параев В.В., Еганов Э.А. Нанодисперсность – обязательное условие преобразования геосфер (как переходная форма в эволюции земного вещества). *Журнал Проблем эволюции открытых систем*. Алматы: «Print-S» 2007. Вып. 9. Т. 1. 64-77.

Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Модель формирования нефтегазонасыщенных карбонатов (на примере Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта). *Докл. АН*. 1999. Т. 364. №3. 366-368.

Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П., Сороко Г.И. Новые данные по экспериментальному изучению преобразования ископаемого органического вещества с использованием механических полей. *Докл. АН СССР*. 1981. Т. 257. N 1. 207-211.

Пеньковский В.И., Щербань Е.В., Щербань И.П. Расчет двухчленных инфильтрационно-диффузионных метасоматических колонок. *ДАН СССР*. 1975. Т. 225. N 6.

Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука. 1973. 353.

Царев Д.И. Метасоматизм. Улан-Удэ: БНЦ СО РАН. 2002. 319. Zapivalov N.P., Trofimuk A. A. Distribution of Oil and Gas in Devonian Rocks of West Siberia. *Proc. of the conf: Devonian of the World*. Calgary. 1988. Vol. I. 553-556.

N.P. Zapivalov. **Nanoeffects of formation of secondary highly productive collectors.**

Oil and gas contain in various natural tanks, including in limestones and dolomite. Such breeds contain 40% of world's reserves of oil. Dolomitization leads to increase of pore's volume in

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА Ю₁ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В работе приведены результаты литолого-минералогического анализа строения горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения. Выявлены факторы, контролирующие потенциальную нефтеносность горизонта. Установлено, что юрский комплекс пород-коллекторов месторождения по размеру пор и поровых каналов относится к классу нанопористых. Изучена литолого-фациальная эволюция горизонта Ю₁ в пределах месторождения, выделены три площади с различным типом фациальных условий формирования пород, что отражается на составе и строении обломочной и цементной массы песчаников горизонта, которые определяют и фильтрационно-емкостные свойства. Полученные данные позволяют прогнозировать реакцию пласта на изменяемые методы увеличения нефтеотдачи в процессе разработки.

Ключевые слова: породы-коллектора, фациальные условия, эволюция, седиментация, палеогеография, нанопористые коллектора, глинистое вещество, ассоциация глинистых минералов, фильтрационно-емкостные свойства.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений этого региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литолого-фациальной неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещении залежей в пределах площади месторождения, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов. В настоящее время рациональная разработка месторождения невоз-

можна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях, как в масштабе площади месторождения, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов. Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах контура Тевлинско-Русскинского месторождения, точнее группы залежей, локализованных в пределах этого контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт Ю₁ (васюганская свита), в пределах которого локализовано 17 перспективных залежей (Изотов и др., 2007).

Окончание статьи Н.П. Запивалова «Нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных...»

dense limestones at the expense of change of hollow space architecture. Thus, natural nanosize metasomatic processes promote formation of good and often high-flow collectors. It is offered to initiate the accelerated technogenic process of metasomatic dolomitization and to create the highly productive centres on fields. Successful use of the offered nanotechnology can make essential impact on duration of working out of deposits and final petroreturn.

Keywords: dolomitization, metasomatosi, nanostructures, petroreturn.

Николай Петрович Запивалов

Действительный член РАЕН, Руководитель Новосибирского центра РАЕН, Д. геол.-мин.н., Главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Профессор Новосибирского государственного университета и Томского политехнического университета, Заслуженный геолог России, Первооткрыватель месторождений, Главный консультант Индийского университета нефти и энергетики, Глава Российской Делегации Petrotech (Индия).



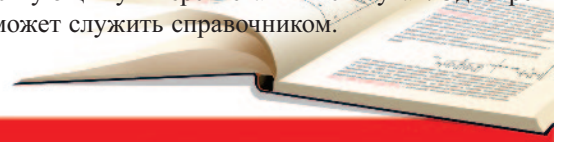
630090, Россия, Новосибирск, ул. Правды 5а, кв.2.
Тел.: (383) 333-28-95, 330-70-26.

Новосибирск. Новосиб. гос. ун-т. 2009. 260 с.

Нефтегазоносность акваторий мира

Запивалов Н.П.

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Эта тенденция сохраняется и в XXI веке. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 %. Уверено осваивая нефтегазоносные шельфы, многие страны достигли больших результатов. Акваториальные нефтегазовые проблемы выдвигаются на первый план науки, образования и практики. Книга предназначена для студентов, магистрантов, аспирантов и преподавателей нефтегазовых дисциплин в соответствующих университетах и институтах. Одновременно может служить справочником.



В настоящей работе приведены результаты литолого-минералогического анализа строения горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинской месторождения с выявлением литолого-фациальных факторов, контролирующих потенциальную нефтеносность этого горизонта и его неоднородность.

Поскольку юрский комплекс пород-коллекторов Тевлинско-Русскинского месторождения относится к классу нанопористых (по размеру пор и поровых каналов (Панарин, Изотов и др., 2008)) рассмотрим особенности условий формирования глинисто-карбонатной цементной массы этих пород-коллекторов. Соотношение глинистых минералов – соотношение ведущих минералов цементной массы коллекторов определялось рентгено-дифрактометрическим способом. По количественному соотношению этих минералов определялся тип их парагенетических ассоциаций. Ведущими глинистыми минералами пород-коллекторов юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения являются: каолинит, хлорит и минералы гидрослюдисто-смешанослойного комплекса. Соотношение этих минералов представлено на треугольной диаграмме в системе координат каолинит-хлорит-гидрослюда, смешанослойный комплекс. Поля этой диаграммы и определяют парагенетические минеральные ассоциации (Рис. 1). В дальнейшем соотношение этих ассоциаций было нанесено на карту месторождения, что позволило выделить определенные литолого-фациальные зоны седиментации и дальнейшего преобразования осадков.

Проведенный комплекс литолого-минералогических исследований состава и структурных особенностей горизонта Ю₁ по территории Тевлинско-Русскинского месторождения позволяет проследить литолого-фациальную эволюцию этого горизонта в пределах площади месторождения. Результаты исследований подтверждают факт выделения в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения трех площадей, на которых горизонт Ю₁ характеризуется различным видом фациального представления, что выражается в составе и строении обломочной и цементной массы песчаников этого горизонта, и в свою очередь, определяет его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), их изменчивость и, как следствие, позволяет прогнозировать в дальнейшем реакцию пласта на применяемые методы разработки.

Рассмотрим особенности эволюции минералогии цементной массы коллектора в плане месторождения и по его отдельным площадям.

Состав цементной массы Тевлинско-Русскинского месторождения нанесен на план в виде круговых диаграмм (Рис. 2). При этом цвет сектора соответствует цвету ассоциации глинистых минералов на рис. 1. По характеру парагенетических ассоциаций глинистых минералов в пределах месторождения можно выделить Южную, Центральную и Северные площади, породы-коллектора каждой из которых характеризуются спецификой цементной массы в связи с особенностями седиментации.

Во-первых, на основании литолого-минералогического анализа состава цементной массы по субмеридиональному профилю можно судить об эволюции этого состава в целом по месторождению. На профиле чет-

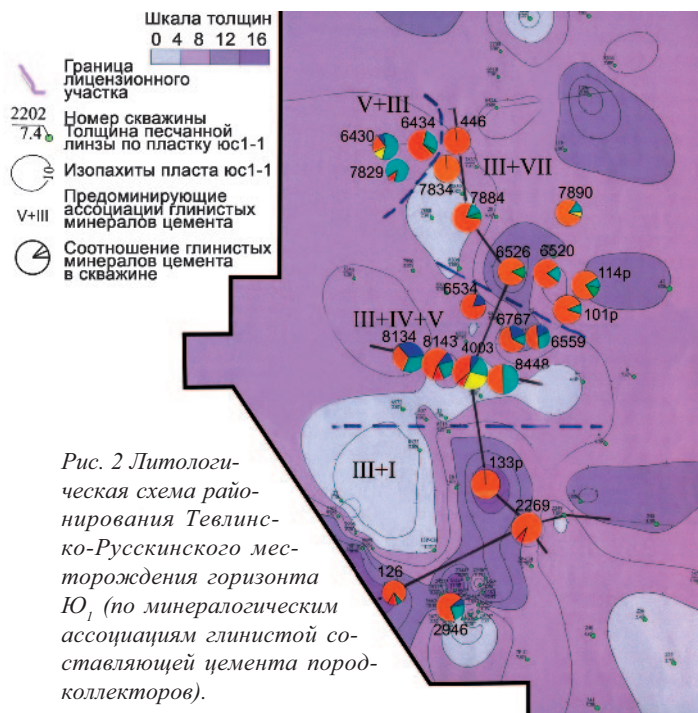
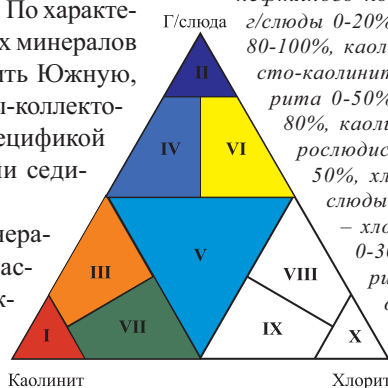


Рис. 2 Литологическая схема районирования Тевлинско-Русскинского месторождения горизонта Ю₁ (по минералогическим ассоциациям глинистой составляющей цемента пород-коллекторов).

ко видно (Рис. 3), что в пределах Южной площади месторождения, состав глинистого вещества цементной массы практически однороден по всему разрезу горизонта. За исключением редких линз в пределах горизонта состав его глинистой составляющей представлен комплексом тонкодисперсных минералов, относящихся к гидрослюдисто-каолиновой ассоциации (III). Те же особенности характеризуют Южную площадь в широтном направлении.

В пределах Центральной площади (Рис. 2, 3) в нижней части горизонта преобладает хлорит-гидрослюдисто-каолиновая ассоциация (V), вверх по разрезу горизонта сменяющаяся гидрослюдисто-каолиновой ассоциацией с включением линз хлорит-каолиновой (VII), каолиновой (I) и хлорит-гидрослюдисто-каолиновой (V) ассоциации. То есть в пределах Центральной площади Тевлинско-Русскинского месторождения условия осадконакопления и преобразования цементной массы были наиболее изменчивыми. Согласно данным исследования минерального состава пород в шлифах в цементе песчаников изучаемого горизонта в центральной площади широкое развитие имеет карбонатная (кальцитовая) составляющая, что так же подтверждает факт более мелководного режима осадконакопления.

Рис. 1 Классификационная диаграмма парагенетических ассоциаций глинистых минералов цемента коллекторов юрского нефтяного комплекса. I – каолиновая (каолинита 80-100%, г/слоды 0-20%, хлорита 0-20%), II – гидрослюдистая (г/слоды 80-100%, каолинита 0-20%, хлорита 0-20%), III – гидрослюдисто-каолиновая (каолинита 50-80%, г/слоды 0-30%, хлорита 0-50%), IV – каолинит-гидрослюдистая (г/слоды 50-80%, каолинита 10-50%, хлорита 0-30%), V – хлорит-гидрослюдисто-каолиновая (каолинита 0-50%, г/слоды 0-50%, хлорита 0-50%), VI – хлорит-гидрослюдистая (г/слоды 50-80%, каолинита 0-30%, хлорита 10-50%), VII – хлорит-каолиновая (каолинита 50-80%, г/слоды 0-30%, хлорита 10-50%), VIII – гидрослюдисто-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 0-30%, г/слоды 10-50%), IX – каолинит-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 10-50%, г/слоды 0-30%), X – хлоритовая (хлорита 80-100%, каолинита 0-20%, г/слоды 0-20%).



В Северной площади месторождения в целом соотношение ассоциаций глинистых минералов в цементной массе песчаников горизонта Ю₁ снова упрощается, начинает преобладать ассоциация V (хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая), распространенность гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации (верхняя часть разреза горизонта Ю₁) заметно сокращается. Эта же тенденция наблюдается и в широтном направлении по этой площади, в пределах которого поле развития хлорит-гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации (V) существенно расширяется, а поле гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации в составе цементной массы песчаников сокращается.

В целом на основе распределения выделенных ассоциаций глинистых минералов в пределах изученных площадей можно сделать вывод о постепенном выпадении каолинитовых составляющих цемента в северном направлении по площади залежей Тевлинско-Русскинского месторождения и возрастания роли гидрослюдисто-смешаннослойных фаз. Кроме того, определенным индикатором условий седиментации являются карбонатная фаза (кальцит) в цементе песчаников. Роль этой фазы наиболее выражена в пределах Центральной площади (широкое развитие кальцита в цементе песчаников) и редуцирована в пределах Южной и Северной площадей Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенные исследования соотношений тонкодисперсных фаз в цементе песчаников горизонта Ю₁, представляющих комплекс клиноформенных тел (Изотов, Аухатов, Бружес и др., 2008, Izotov et al, 2008) позволяют утверждать, что эти изменения связаны с фациально-палеогеографическими условиями формирования месторождения, локализованного на северном склоне регионально-выраженного Сургутского сводового поднятия.

В пределах Южной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в верхнеюрское время существовали относительно глубоководные условия высокого шельфа с активным привнесом каолинитового и в меньшей степени гидрослюдистого материала.

В пределах Центральной площади существовали более мелководные условия, что способствовало уменьшению в изучаемых породах глинистой составляющей с компенсацией ее содержания карбонатным материалом. С этим и связано более широкое распространение в цементе как тонкодисперсного, так и кристаллически зернистого кальцита. Можно предположить, что в пределах центральной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в палеогеографическом плане существовала своеобразная «седловина» – мелководная зона, разделяющая площадь на более глубоководные Северную и Южную площади. Далее в

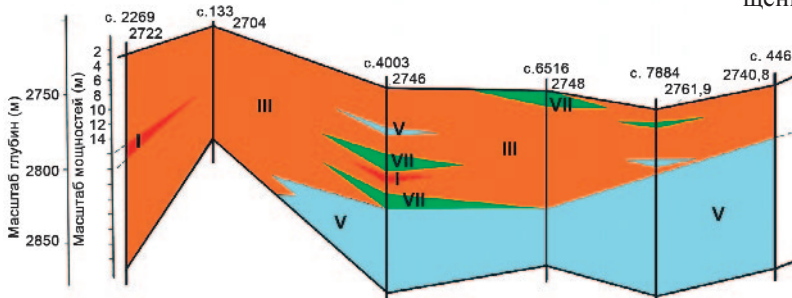


Рис. 3. Распределение ассоциаций глинистых минералов в породах горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского месторождения (скв.2269-446).

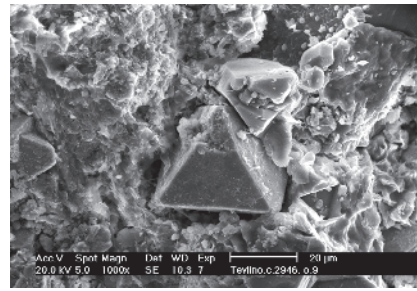


Рис. 4. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв. 2946. Ассоциация октаэдрических кристаллов пирита и микрокристаллов кварца в глинистой массе межзернового канала. Ув.1000х.

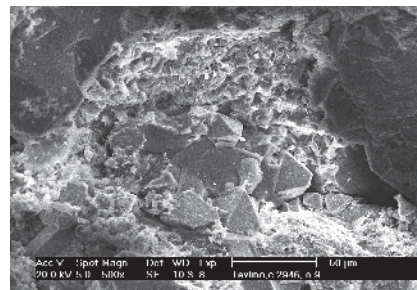


Рис. 5. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв. 2946. Структура порового пространства, выполненного глинистым веществом. Октаэдрические кристаллы пирита в глинистой массе, формирующие фрамбoids. Ув.500х.

в глинистой массе, формирующие фрамбoids. Ув.500х.

Северной части Тевлинско-Русскинского месторождения снова начинают преобладать более глубоководные режимы. Однако при этом более широкое развитие получают гидрослюдисто-хлоритовые фазы тонкодисперсной составляющей. Преобладание гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников горизонта Ю₁ этой площади свидетельствует об ограничении привноса каолинитового материала. Наличие гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников так же свидетельствует о развитии более застойных глубоководных условий седиментации осадочного материала, а в дальнейшем и развитии сложных диагенетических процессов в условиях восстановительной среды, с чем связана повышенная пиритизация песчаников в пределах этой площади. Об этом свидетельствует широкое развитие фрамбоидальных и тонкодисперсных выделений пирита (Рис. 4, 5), возникновение которых связано с появлением сульфатредуцирующих бактериальных форм в условиях сероводородного заражения, что также подтверждает наличие более застойных относительно глубоководных условий.

Полученные данные хорошо согласуются с данными по особенностям размещения залежей нефти в горизонтах Ю₁ и Ю₂ васюганской свиты. Так на плане размещения залежей в пределах изученных горизонтов четко прослеживается наибольшая приуроченность залежей к Южной и Центральной площадям Тевлинско-Русскинского месторождения – 11 залежей и всего 7 залежей в пределах Северной площади. Это свидетельствует о четком проявлении фациально-палеогеографического контроля в размещении залежей нефти в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенный анализ литолого-фациальных условий седиментации и постседиментационного преобразования песчаников горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения является основой для составления в дальнейшем литолого-технологической карты-схемы этого месторождения (Муслимов и др., 2003), так как особенности седиментации и диагенетического преобразования пород изучаемого горизонта непосредственно определяют его фильтрационно-емкостные свойства и их динамику в процессе разработки.

ИССЛЕДОВАНИЕ Н-ПАРАФИНОВ В СОСТАВЕ НЕФТИ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

На примере нефти Мамуринского месторождения, а также выделенных из нее фракции масел и твердых парафинов, методом ЯМР проведены исследования фазовых превращений входящих в их состав высокомолекулярных н-парафинов. Показана возможность определения содержания н-парафинов в нефти на основе детального анализа температурных зависимостей релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ЯМР. Обнаружено, что средняя температура плавления н-парафинов в нефти превышает таковую для н-парафинов в масле. Высказано предположение о том, что этот результат может быть следствием взаимодействия н-парафинов с содержащимися в нефти надмолекулярными агрегатами смол и асфальтенов.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, твердотельная компонента, нефть, н-парафины, фазовые превращения.

Введение

Нефтяные парафины представляют собой сложную смесь твердых углеводородов (УВ), среди которых основную массу составляют высокомолекулярные н-парафины с числом атомов углерода в молекуле ≥ 18 и находящиеся при комнатной температуре в кристаллическом состоянии. Проблемы определения содержания н-парафинов в нефти достаточно успешно решаются при использовании в комплексе широкого набора методов (Богомо-

лова и др., 1984; ГОСТ 11851-85, 1985; Еременко, Максимов, 1986; Хадисова, 2004), включая атмосферно-вакуумную перегонку, гель-хроматографию и методы вымораживания парафинов в различных растворителях. Однако на практике выделяемые твердые парафины зачастую содержат примесь ненасыщенных УВ, в том числе полициклических нафтенов, что существенно усложняет количественную оценку содержания н-парафинов в нефти.

Вследствие сложности дисперсной структуры нефти,

Окончание статьи Л.Н. Бружес, В.Г. Изотова, Л.М. Ситдиковой «Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского...»

Литература

Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Казанцев Ю.В., Ян П.А., Аухатов Я.Г. Лито-геодинамика верхнеюрских отложений в зоне развития содовых поднятий Среднего Приобья. *Сб. мат-ов II Всерос. совещ.: «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии»*. Ярославль. 2007. 92-93.

Изотов В.Г., Аухатов Я.Г., Бружес Л.Н., Сайфутдинов А.Р. Лито-геодинамический анализ деформации продуктивных пластов и покрышек Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь). *Сб. мат-ов V-го Всерос. литологического совещ.: «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли»*. Екатеринбург. Т. 1. 2008. 273-276.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегий воздействия на пласт с целью оптимизации коэффициента извлечения нефти. *Тр. 12 Европ. симп. «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудно извлекаемых запасов нефти»*. Казань. Изд. «ФЕН». 2003. 552-560.

Панарин А.Т., Изотов П.В., Аухатов Я.Г. Нано- и мезопористые коллекторы месторождений углеводородов северного региона Западной Сибири. *Сб. мат-ов конф.: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья»*. М. Изд. «Нефть и газ». 2008. 230-236.

Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia). *EGU Geophysical Research Abstracts*. Vol.10. EGU2008-A-04611. Vienna. 2008.

L.N. Bruzhes, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova. **Lithofacies conditions of J₁ horizon formation within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia).**

Data of the lithologic-mineralogical analysis of J₁ horizon structure within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia) are presented in this work. The factors supervising potential oil content of horizon are revealed. It is established that the Jurassic complex of rocks-collectors of a deposit on the size of pores and porous channels belongs to the class of nanoporous. Lithofacies evolution of the J₁ horizon within a deposit was studied, there were

allocated three areas with various type of facial conditions of rocks formation that is expressed in composition and structure of clastic and cement mass of sandstones of horizon which define reservoir properties. The obtained data allows to predict reaction of a layer to applied advanced recovery methods during working it out.

Keywords: rock-collector, facial conditions, evolution, sedimentation, paleogeography, nanoporous collectors, clay substance, association of clay minerals, reservoir properties.

Людмила Николаевна Бружес

зав. лаб. литологии и петрографии ООО «КогалымНИ-ПИНефть». Научные интересы: литология нефтеносных формаций, минералогические особенности пород-коллекторов углеводородов.

628481, Россия, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел./Факс: (34667)4-88-35.

Виктор Геннадьевич Изотов

к.геол.-мин.н., доц. каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: оптическая и электронная микроскопия пород-коллекторов, минералогия, литология и фациальный анализ нефтеносных формаций.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

к.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, Почетный работник высшего и профессионального образования РФ, доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: петрология, минералогия глубоких горизонтов земной коры, рентгенография и электронная микроскопия наноминеральных комплексов зон деструкций и нефтеносных формаций.

Казанский государственный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс (843)238-84-71.

характеризующейся гетерогенностью и многофазностью, задача определения содержания n-парафинов непосредственно в нефти без предварительного ее разложения на составляющие различных углеводородных групп представляет сложную проблему. Конечно, стоит вспомнить о методе дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК), который позволяет приближенно оценивать содержание n-парафинов в нефти по тепловому эффекту, однако зачастую эти оценки оказываются настолько грубыми, что позволяют говорить лишь о наличии или отсутствии в нефти кристаллической фазы n-парафинов. В связи с этим, стоит вспомнить о проблеме влияния окружения на температуры плавления n-парафинов в смеси углеводородов. Так в работе (Mahmoud et al., 2005) было показано, что температура плавления n-парафинов в смеси с асфальтенами существенно не меняется. В тоже время, для смеси n-парафинов с низкомолекулярными жидкими парафинами имеет место (Афанасьев и др., 1993) факт влияния окружения на температуру плавления n-парафинов. В связи с этим, проблема количественной оценки содержания n-парафинов непосредственно в нефти может быть сопряжена, в том числе, с зависимостью температур фазовых превращений n-парафинов от состава нефти. Таким образом, решение этой проблемы, на наш взгляд, требует постановки дополнительных экспериментов по исследованию фазовых состояний n-парафинов в составе различных нефтяных дисперсных систем в широком диапазоне температур. В настоящей работе для этих целей нами будет применен импульсный метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

Образцы и методы исследования

В качестве исходной нефти для изучения фазовых превращений входящих в ее состав n-парафинов была выбрана природная нефть – нефть Мамуриного месторождения (Самарская область), характеризующаяся (Shkalikov et al., 2008) высоким содержанием парафинов. Кроме того, были исследованы выделенные из этой нефти продукты, включающие в свой состав n-парафины, а именно масла и твердые парафины. Выделение масел, представляющих собой смесь парафиново-нафтенных и ароматических УВ, из нефти осуществлялось с помощью ускоренного хроматографического метода (Богомолова и др., 1984). Выделение твердых парафинов производилось из масел по методике (ГОСТ 11851-85, 1985), заключающейся в вымораживании парафинов из раствора масел в смеси ацетона и толуола – 35:65 (по объему). В результате выполнения вышеописанных процедур были определены значения массовой доли масел в исходной нефти (60,2 %), а также массовой доли твердых парафинов в маслах (29,6 %), на основе которых было вычислено значение массовой доли твердых парафинов в исходной нефти (17,8 %).

В изучении фазовых состояний n-парафинов в составе исследованных образцов использовалась методика, основанная на анализе температурных зависимостей релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ^1H ЯМР, которая ранее (Shkalikov et al., 2008) нами была апробирована при исследовании фазовых состояний асфальтенов в блоке. Измерения релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ЯМР для исследованных образцов производились на установке им-

пульсного ЯМР с резонансной частотой 19,08 МГц на ядрах ^1H , со временем парализации приемного тракта 13 мкс и однородностью постоянного магнитного поля электромагнита 0,01 гаусс/см. Анализ формы твердотельной компоненты сигнала ЯМР осуществлялся с использованием подхода (Шкаликов, Скирда, 2009), базирующего на импульсной методике Solid-Echo (Powles, Mansfield, 1962; Powles, Strange, 1963; Kimmich, 1997). Этот подход позволял с достаточной точностью определять значения доли P_s твердотельной компоненты в сигнале ЯМР исследованных образцов. В процессе регистрации температурных зависимостей релаксационных характеристик осуществлялось пошаговое изменение температуры со временем выдержки на каждом шаге не менее 15 мин.

Экспериментальные результаты и их обсуждение

Для всех исследованных образцов, т.е. для исходной нефти, масел и твердых парафинов, было установлено наличие гистерезиса температурной зависимости доли P_s твердотельной компоненты в диапазоне от +20 до +70 °С. В качестве иллюстрации этого эффекта, на рисунке 1 приведены температурные зависимости доли P_s твердотельной компоненты для образца масел. Как видно из рис. 1, в области температур от +28 до +60 °С наблюдается несоответствие (гистерезис) температурных зависимостей доли P_s твердотельной компоненты для режимов нагревания и охлаждения. Обнаруженный гистерезис свидетельствует о том, что в этой области температур, по крайней мере, какая-то часть исследуемого образца испытывает фазовый переход 1-го рода. В нашем случае, наиболее вероятно, что наблюдаемый гистерезис связан с процессами плавления и кристаллизации, поскольку температура кристаллизации зачастую смещена в область более низких температур по сравнению с температурой плавления.

Вспоминая данные (Чичибабин, 1954; Рыжов, 2005) о том, что в чистом виде (вне смеси) n-парафины с числом атомов углерода в молекуле от 18 до 35 испытывают плавление в диапазоне температур от 28,1 до 74,5 °С, можно предположить, что наблюдаемый эффект (Рис. 1) гистерезиса температурной зависимости доли P_s твердотельной компоненты обусловлен фазовыми превращениями n-парафинов, находящихся в составе исследованных образцов. Поскольку температура кристаллизации, в отличие от температуры плавления, дополнительно зависит от наличия центров кристаллизации, а в случае их отсутствия, от условий возникновения зародышей кристаллизации, с нашей точки зрения, наиболее правильно анализировать температурные зависимости, зарегистрированные в условиях нагрева образца и, тем самым, исследовать процессы плавления. Было обнаружено, что температурные зависимости доли P_s твердотельной компоненты (Рис. 2), зарегистрированные при нагревании для исходной нефти и выделенных из нее масел и твердых парафинов, проявляют существенные различия между собой.

Прежде чем приступить к детальному анализу экспериментальных данных остановимся на используемом нами для этих целей методическом подходе. В основу этого подхода заложено представление (Shkalikov et al., 2008), согласно которому температурная зависимость доли P_s твердотельной компоненты может быть описана с помощью

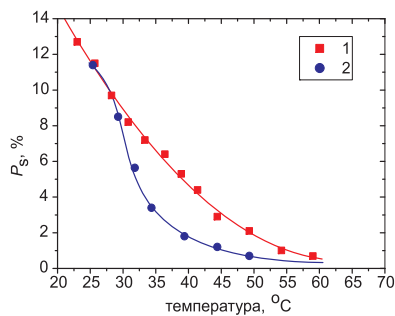


Рис. 1. Температурные зависимости доли P_s твердотельной компоненты в сигнале ЯМР для образца масел. 1, 2 – экспериментальные точки, зарегистрированные в условиях нагрева и охлаждения, соответственно. Сплошные кривые – аппроксимация экспериментальных точек по формуле (1).

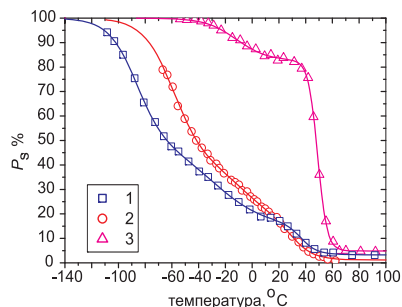


Рис. 2. Зависимости $P_s(T)$, зарегистрированные при нагревании для исходной нефти (1), масел (2) и твердых парафинов (3). Сплошные кривые – аппроксимация экспериментальных точек по формуле (1).

суперпозиции функций Ферми. При этом каждая из таких функций может быть отнесена к соответствующему фазовому переходу (1-го или 2-го рода) для той или иной составляющей образца. В результате, температурные зависимости доли P_s твердотельной компоненты для всех исследованных образцов хорошо описываются с помощью функции вида:

$$P_s(T) = 100 - \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P_{si}}{\exp\left(-\frac{T - T_{0i}}{w_i^*}\right) + 1}, \quad (1)$$

где ΔP_{si} – изменение величины P_s , обусловленное i -ым фазовым переходом; T_{0i} – средняя температура i -го фазового перехода; w_i^* – параметр, характеризующий температурный диапазон, в котором происходит i -ый фазовый переход; N – количество фазовых переходов; T – температура.

Для получения наиболее наглядной интерпретации зависимости $P_s(T)$ для исследованных образцов осуществлялось построение температурной зависимости модуля первой производной от зависимости $P_s(T)$. Получаемая таким образом зависимость описывается уравнением:

$$\left| \frac{dP_s(T)}{dT} \right| = \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P_{si}}{w_i^* \cdot \left(\exp\left(-\frac{T - T_{0i}}{w_i^*}\right) + \exp\left(\frac{T - T_{0i}}{w_i^*}\right) + 2 \right)}. \quad (2)$$

Поскольку характерный вид зависимости $|dP_s(T)/dT|$ в координатах T (Рис. 3) подобен спектру, представляющему собой суперпозицию гауссоподобных линий, в дальнейшем такую зависимость будем именовать спектром. При этом, каждая из линий в спектре соответствует функ-

ции Ферми со своими параметрами: средняя температура T_{0i} i -го фазового перехода соответствует положению максимума i -ой линии; в качестве характеристики ширины линии наиболее удобно использовать параметр w_i^* , на основе которого можно вычислить значение ширины линии на полувысоте – $w_i^* \times 3,5255$; относительная интегральная интенсивность i -ой линии в результирующем спектре характеризуется значением ΔP_{si} . Таким образом, для всех исследованных образцов в виде спектров $|dP_s(T)/dT|$ (Рис. 3) была получена наглядная интерпретация зарегистрированных при нагревании температурных зависимостей доли P_s твердотельной компоненты в сигнале ЯМР.

Обсуждая полученные спектры $|dP_s(T)/dT|$ (Рис. 3) следует заметить, что для образцов исходной нефти и масел наблюдается три характерных максимума, а для образца твердых парафинов – два. Каждому из этих максимумов соответствует своя линия в спектре $|dP_s(T)/dT|$. В связи со сложностью отнесения наблюдаемых линий к определенным составляющим исследованных образцов, остановимся только на идентификации n-парафинов в полученных спектрах $|dP_s(T)/dT|$. Для каждого из исследованных образцов путем прямого сопоставления линий к температурному диапазону, в котором наблюдается гистерезис зависимости $P_s(T)$, была выделена линия, обусловленная плавлением n-парафинов (Рис. 3). При этом также были определены характеристики этой линии для всех исследованных образцов (Табл.), а именно, положение максимума на температурной шкале, ширина линии на полувысоте и относительная интегральная интенсивность, которые мы условимся обозначать T_0^{paraf} , w_i^{paraf} и ΔP_s^{paraf} соответственно. Таким образом, для n-парафинов в составе исследованных образцов значения T_0^{paraf} , w_i^{paraf} и ΔP_s^{paraf} отражают соответственно информацию о средней температуре плавления, характерном интервале температур плавления и удельном содержании (по протонам). Относительная погрешность определения соответствующих значений не превышала 10 %.

Теперь попытаемся провести количественную оценку содержания n-парафинов в исследованных образцах по отношению к исходной нефти. Перемножая значения ΔP_s^{paraf} (Табл., колонка 4) со значениями массовой доли ω в исходной нефти (Табл., колонка 5) для каждого из исследованных образцов, получаем значения $\omega \times \Delta P_s^{paraf}$ (Табл., колонка 6), характеризующие содержания n-парафинов в исходной нефти. Тот факт, что вычисленные значения $\omega \times \Delta P_s^{paraf} = 11,7; 10,4$ и $13,8$ % для образцов исходной нефти, масел и твердых парафинов, соответственно, достаточно хорошо совпадают, указывает на правильную идентификацию линии, обусловленной плавлением n-парафинов, в спектрах $|dP_s(T)/dT|$ образцов. Таким образом, предложенная методика анализа температурной зависимости доли P_s твердотельной компоненты в сигнале ЯМР позволяет осуществлять количественную оценку содержания n-

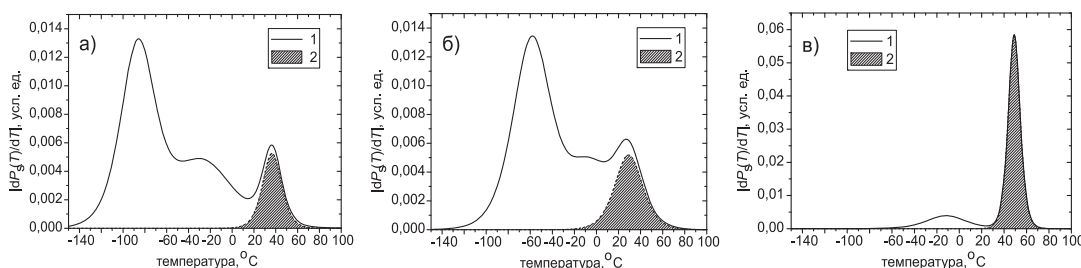


Рис. 3. 1 – Спектры $|dP_s(T)/dT|$, соответствующие зарегистрированным при нагревании зависимостям $P_s(T)$ для исходной нефти (а), масел (б) и твердых парафинов (в). 2 – вклад от n-парафинов в результирующий спектр.

1	2	3	4	5	6
Образец	$T_0^{\text{paraf}}, ^\circ\text{C}$	$w^{\text{paraf}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta P_s^{\text{paraf}}, \%$	Массовая доля в нефти (ω)	$\omega \times \Delta P_s^{\text{paraf}}, \%$
исходная нефть	36.6	20.3	11.7	1	11.7
масла	29.1	29.6	17.2	0.602	10.4
твердые парафины	49.0	12.3	77.7	0.178	13.8

Табл. Значения параметров T_0^{paraf} , w^{paraf} и $\Delta P_s^{\text{paraf}}$, характеризующих плавление n-парафинов в составе образцов исходной нефти, масел и твердых парафинов, а также значения массовой доли ω соответствующих образцов в исходной нефти.

парафинов непосредственно в нефти, не подвергая ее предварительному разложению на составляющие.

Анализируя представленные в таблице данные, можно заметить, что n-парафины в составе исследованных образцов испытывают плавление в различных температурных диапазонах. Так, для всех исследованных образцов существенно различаются значения средней температуры плавления T_0^{paraf} n-парафинов, а также значения параметра w^{paraf} , характеризующего ширину температурного диапазона плавления n-парафинов. В ряду образцов – твердые парафины, нефть и масла – наблюдается (Табл.) понижение средней температуры T_0^{paraf} и уширение температурного диапазона w^{paraf} плавления n-парафинов. Тот факт, что значения T_0^{paraf} для исходной нефти и масел существенно ниже такового для твердых парафинов, удовлетворительно согласуется с ожидаемой тенденцией (Афанасьев и др., 1993) уменьшения температуры плавления твердых парафинов при их разбавлении жидкими парафинами, входящими в состав исходной нефти и масел. Однако, не смотря на то, что удельное содержание n-парафинов в исходной нефти существенно ниже, чем в масле (Табл.), средняя температура плавления T_0^{paraf} n-парафинов для исходной нефти оказалась выше аналогичной для масел. Наиболее вероятно, что этот экспериментальный факт является следствием особенностей надмолекулярной структуры нефти. В случае если бы n-парафины формировали отдельные кристаллиты и не взаимодействовали с более тугоплавкими твердотельными образованиями, присутствующими в нефти в виде надмолекулярных структур, такого результата нельзя было бы ожидать. Таким образом, можно предположить, что n-парафины взаимодействуют с содержащимися в нефти надмолекулярными агрегатами смол и асфальтенов.

Литература

Афанасьев А.Н., Матишев В.А., Сюняев З.И., Фарафонов В.В. Плавление и кристаллизация парафинов. *Химия и технология топлив и масел*. N11. 1993. 24-27.

Богомолов А.И., Темяно М.Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей. Ленинград: Недра. 1984.

Еременко Н.А., Максимов С.П. Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. Москва: Наука. 1986.

ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. Москва: Издательство стандартов. 1985.

Рыжов А.Н. Конформационный анализ алканов в задачах «структура-свойство». Дис. к.х.н. Москва: РГУ нефти и газа. 2005.

Хадисова Ж.Т. Влияние химического состава нефтяных парафинов на их физико-механические свойства. Дисс. к. х. н. Краснодар: КубГТУ. 2004.

Чичибабин А.Е. Основы органической химии. Москва: Госхимиздат. Т. 1. 1954.

Шкаликов Н.В., Скирда В.Д. Возможности исследования методом ЯМР структурно-динамической организации асфальтенов в блоке. *Учен. зап. Казан. гос. ун-та*. Сер. физ.-мат. науки. Т. 151, Кн. 3. 2009. 41-51.

Kimmich R. NMR: tomography, diffusometry, relaxometry. Berlin: Springer. 1997.

Mahmoud R., Gierycz P., Solimando R., Rogalski M. Calorimetric probing of n-alkane – petroleum asphaltene interactions. *Energy & Fuels*. V. 19. N6. 2005. 2474-2479.

Powles J.G. & Mansfield P. Double-pulse nuclear-resonance transients in solids. *Physics Letters*. V. 2. N2. 1962. 58-59.

Powles J.G. & Strange J.H. Zero time resolution nuclear magnetic resonance transients in solids. *Proc. Phys. Soc.* V. 82. N1. 1963. 6-15.

Shkalikov N.V., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Skirda V.D. The characterization of asphaltenes by ¹H NMR relaxation method: microsecond range of spin-spin relaxation times. *Magnetic Resonance in Solids*. Electronic Journal. V. 10. N1. 2008. 11-19.

N.V. Shkalikov, V.D. Skirda, I.V. Nikolin, S.S. Safonov. Study of n-paraffins in crude oil by nuclear magnetic resonance.

The phase transitions for high-molecular n-paraffins included in crude oil extracted from Mamurinskoe oilfield were studied by nuclear magnetic resonance (NMR) method. Similar investigations for wax and solid paraffins extracted from this oil were carried out. The possibility of determination of n-paraffins content in the crude oil by the analysis of relaxation parameters temperature dependences for solid component of NMR signal was shown. It was found that the average melting temperature of n-paraffins included in crude oil larger than that of n-paraffins included in wax. This phenomenon could be explained by the interaction between n-paraffins and oil supramolecular aggregates formed by resins and asphaltenes.

Keywords: nuclear magnetic resonance, solid component, crude oil, n-paraffins, phase transitions.

Николай Викторович Шкаликов

Аспирант кафедры физики молекулярных систем

Владимир Дмитриевич Скирда

Д. ф. -м. н., профессор, зав. каф. физики молекулярных систем

Казанский государственный университет

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

Тел.: 8 (843) 231-51-89.

Иван Владимирович Николин

Старший научный сотрудник

Сергей Сергеевич Сафонов

Старший научный сотрудник

Московский научно-исследовательский центр технологической компании «Шлюмберже». 101000, Россия, Москва, пер. Огородная слобода, 5а. Тел.: 8 (916) 531-86-52.

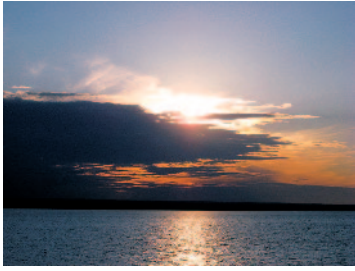
Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009, 254с.

Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А.

В монографии рассмотрены фундаментальные проблемы нефтяной гидрогеологии и современных представлений о гидрогеологических условиях формирования и разрушения нефтяных залежей, вопросы комплексного, рационального использования и охраны подземных вод. Дан обзор гидрогеологической изученности нефтяных месторождений Татарстана, рассмотрен сложный круг вопросов, касающихся возможности использования гидрогеологических данных как по пресноводному комплексу, так и по глубоким водоносным горизонтам при решении различных практических задач, особенно в условиях техногенеза.

ISBN 978-5-96-90-0117-6



А.П. Кистерский¹, В.В. Лапаева², Ю.А. Нефедьев², М.В. Кутленков²

¹ООО «Азимут», Зеленодольск, Россия

²Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта КГУ, Зеленодольский р-он, Россия
misan@list.ru

РАСЧЕТ МАЛЫХ ВЕЛИЧИН УКЛОНЕНИЙ МЕСТНОЙ ОТВЕСНОЙ ЛИНИИ, ВЫЗВАННЫХ ТЕХНОГЕННЫМИ ФАКТОРАМИ

Рассмотрено влияние годовых изменений уровня воды Куйбышевского водохранилища на поведение местной отвесной линии и широту Астрономической обсерватории им.Энгельгардта. Приведен метод расчета поправок за воду, величина которых может достигать 0.015". Показано, что изменение уровня воды водохранилища, приводит также к изменению уровня поверхности грунтовых вод речной долины. С использованием приближенных (лабораторных) данных пористости грунта и скорости движения грунтового потока оценено влияние этого эффекта на уклонение отвесной линии (около 0.005"). Годовое колебание отвесной линии за счет изменения уровня воды хорошо согласуется с годовой составляющей неполярных изменений широты.

Ключевые слова: водохранилища, сейсмическая активность, неполярные изменения широты.

Техногенное вмешательство в природу приводит к перераспределению значительных масс вещества в приповерхностном слое Земли. В крупных угольных бассейнах выдаются на-гора сотни млн. тонн угля в год. Крупнейшие водохранилища концентрируют порядка ста млрд. тонн воды, причем примерно половина этой массы является переменной – то увеличиваясь, то уменьшаясь в зависимости от режима работы ГЭС (Ступишин и др., 1981).

Всякое изменение распределения масс приводит к изменению направления отвесной линии в данном месте. А это неизбежно вызывает искажения в тех видах геодезических и астрометрических измерений, которые привязаны к направлению местной отвесной линии. Эти погрешности необходимо учитывать при обработке измерений. Изучение вариаций отвесных линий имеет и самостоятельное значение, т.к. многие геодинамические явления в недрах и на поверхности Земли тесно связаны с направлением силы тяжести.

Ранее А.П.Кистерским (Кистерский и др., 1990; Кистерский, 1993) был разработан метод вычисления вариаций отвесной линии вследствие колебания уровня воды Куйбышевского водохранилища и приведены вычисления величины этого влияния на наблюдения широты в Астрономической обсерватории им.Энгельгардта (АОЭ) и геометрическое нивелирование.

Суть метода заключается в следующем. Пусть на рис. 1 точка А – местоположение зенит-телескопа ЗТЛ-180, отрезок АО – отвесная линия для момента, соответствующего минимальному уровню воды в водохранилище. Широту для этого момента (угол АОЕ) обозначим φ_1 . Отрезок АО' – это отвесная линия на момент максимального уровня водохранилища, когда вектор дополнительной силы F_{NS} имеет наибольшее значение. Угол АО'Е (широту для данного момента) обозначим через φ_2 . Из рисунка видно, что $\varphi_2 > \varphi_1$, т.е. «лет-

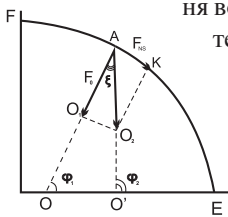


Рис.1. Отклонение отвеса под действием дополнительной массы воды.

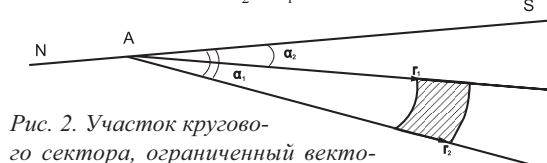


Рис. 2. Участок кругового сектора, ограниченный векторами r_1 и r_2 и центральным углом $\alpha_2 - \alpha_1$.

няя» наблюдаемая широта больше «зимней» на малый угол θ . Величину θ можно найти из треугольника $O_1 AO_2$. Вследствие малости угла ξ имеем:

$$\xi = \rho F_{NS} / F_0, \tag{1}$$

где $\rho = 206265''$. Величины F_0 и F_{NS} равны соответственно:

$$F_0 = fMR^{-2}; F_{NS} = fmr^{-2};$$

где f – гравитационная постоянная; R – радиус Земли; M – масса Земли; m – масса рассматриваемого объема воды, т.е. возмущающая масса; r – расстояние до исследуемой

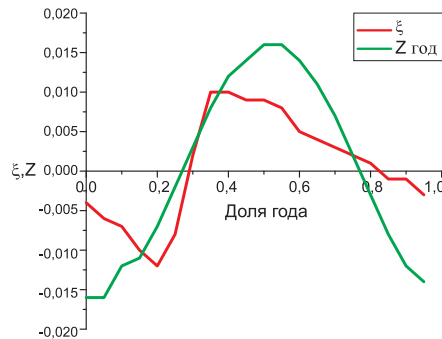


Рис.3. Сравнение влияния годового изменения уровня воды водохранилища на колебание линии отвеса (ξ) с годовой составляющей неполярных вариаций широты (Z год).

массы. Отметим, что m и r – переменные величины. Формулу (1) можно записать так: $\xi = Amr^{-2}$, где $A = \text{const} = \rho R^2 M^{-1} = 0.140453 \cdot 10^{-2}$. Здесь M выражено в тоннах, R – в метрах. В общем случае

$$\xi = Amr^{-2} \cos \alpha, \tag{2}$$

где α – угол между меридианом точки наблюдения и направлением на исследуемую массу.

Задача состоит в том, чтобы определить точное значение исследуемой массы m . В нашем случае, зная плотность воды, эту задачу можно свести к расчету площади водохранилища: площадь зеркала воды (в m^2) равна массе (в тоннах) для слоя воды в 1 м. Тогда с сохранением размерности массы m формулу (2) можно представить в виде:

$$\xi_0 = ASr^{-2} \cos \alpha, = AT, \tag{3}$$

где $T = Sr^{-2} \cos \alpha, t/m^2$.

В практических вычислениях достаточно ограничиться ближайшей, прилегающей к АОЭ ча-

стью водохранилища, площадью 180 кв. км.

Рассматриваемый участок водохранилища был разбит на n секторов так, чтобы площадь каждого участка воды, попадающего в i -й сектор, достаточно точно описывалась частью кругового сектора с центром в обсерватории между радиусами r_1 и r_2 с раствором угла $\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$ (Рис. 2):

$$S^i = (\pi r_2^2 - \pi r_1^2) \Delta\alpha / (2\pi) = 0.5 \Delta\alpha / (r_2^2 - r_1^2),$$

где $\Delta\alpha$ выражено в радианах. Если перейти к пределу при $r_2 > r_1$ и $\alpha_2 > \alpha_1$, то легко показать, что

$$T^i = (dr/r) \cos\alpha \, d\alpha.$$

Проинтегрировав это выражение по r и α , получим:

$$T^i = (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1) (\ln r_2 - \ln r_1).$$

Таким образом, с учетом формулы (3) для i -го сектора участка воды толщиной 1 м имеем:

$$\xi_0^i = A(\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1) (\ln r_2 - \ln r_1). \quad (4)$$

Расстояния r_1 и r_2 до ближнего и дальнего берега каждого сектора снимались с топографической карты масштаба 1:100000. Суммируя значений углов ξ_0^i по всем n секторам, мы нашли, что слой воды толщиной 1 м изменяет направление отвеса на 0.0043". Полученная величина относится к отметке уровня воды, равной 53 м в Балтийской системе высот. Другими словами, такое влияние оказывает слой воды между отметками 52.5 и 53.5 м. Влияние остальной части водохранилища на колебание отвеса в обсерватории, рассчитанное по мелкомасштабной карте, очень незначительно: $\Delta\xi = 0.0002$ ". Оно составляет всего 5% от приведенной величины ξ на уровне 53 м.

Уровень воды ежегодно изменяется в среднем на 6 м – от 53 м при так называемом нормальном подпорном уровне (НПУ) до 47 м перед весенним паводком. В отдельные годы уровень воды может снижаться до 46 м, а после обильного половодья повышаться до 55 м. Разумеется, при изменении уровня воды будет меняться и площадь водного зеркала. Известно, что площадь зеркала всего водохранилища в момент наибольшей сработки воды уменьшается на 40%. Поэтому, можно допустить, что у рассматриваемого участка водохранилища, площадь уменьшается на такую же величину. Следовательно, угол θ_0 на отметке 47 м составит 0.0026". Для всех промежуточных высот уровней воды H значения ξ_0 проинтерполированы и приведены в табл. 1.

Таким образом, колебания отвесной линии в плоскости меридиана в отдельные годы могут достигать $\xi = 0.029$ ". Поэтому в текущие значения широты следует вносить поправки величиной до +0.0145" зимой и до –0.0145" летом.

Поправки «за воду» на конкретные даты за 1978 – 1985 гг. были вычислены по отметкам уровня воды водомерного поста «Верхний Услон». Для оценки эффективности этих поправок годовое колебание отвесной линии сравнили с наблюдениями широты. Изменения астрономических широт на 80 – 85 % обусловлены периодическим движением полюса. Остальная часть – это так называемый Z -член или неполярные изменения широты, спектр которых достаточно широк, а причины появления многообразны. Как уже отмечалось, колебания уровня воды имеют годовой период, поэтому они в основном скажутся на годовой составляющей Z -члена, которая, в свою очередь, может за-

висеть от многих факторов, как фиктивных (ошибки склонений и собственных движений наблюдаемых звезд), так и реальных (лунно-солнечные приливы). Поэтому для сравнения был взят переработанный ряд наблюдений, где были учтены все известные редукции. Компонента Z -члена с годовым периодом, полученная из этого ряда методом гармонического анализа, имеет вид: $Z_{\text{год}} = 0.016'' \cos(360^\circ \tau + 172^\circ)$.

На рис. 3 приведено сравнение $Z_{\text{год}}$ с годовым колебанием отвесной линии ξ , из которого можно заключить, что остаточная годовая волна в неполярных изменениях широты в основном обусловлена влиянием годовых колебаний уровня воды. После учета поправок «за воду» годовая компонента в неполярных вариациях широты будет практически исключена.

Полученный результат является неполным без учета колебаний невидимых грунтовых вод. Одновременно с изменением уровня воды водохранилища будет изменяться и уровень грунтовых вод, что также отразится на положении отвесной линии в точке наблюдения.

1. Грунтовыми (безнапорными) называют воды первого от поверхности постоянного горизонта, расположенного на первом водоупорном слое. Они имеют свободную поверхность, зеркало которой существует длительное время и занимает либо горизонтальное, либо слегка наклонное положение, в большинстве случаев совпадающее с направлением наклона рельефа. Для рек платформенных областей со спокойным залеганием горных пород, к которым относится и река Волга, зеркало грунтовых вод повторяет поверхность современного рельефа (Справочное руководство гидрогеолога, 1979). При наклонном положении зеркала грунтовых вод, последние приобретают характер грунтового потока, который перемещается в сторону более низких отметок, например к реке, и тем самым питает реку. Если же уровень в реке поднимается, тогда, наоборот, воды реки начинают поступать в грунт, и грунтовый поток меняет направление движения (Климов, 1974). Следовательно, увеличение уровня воды Куйбышевского водохранилища приводит и к увеличению уровня поверхности (зеркала) грунтовых вод. С подъемом уровня в водохранилище, воды начинают поступать и в грунт, заполняя пустоты, или поры. А это значит, что переменная часть массы воды, связанная с годовыми колебаниями уровня водохранилища, имеет большую величину, нежели была подсчитана выше. Для определения этой величины надо знать долю пустот, или пор, имеющихся в грунте и заполняемых водой. Фактические значения коэффициентов пористости, полученные путем лабораторного анализа различных грунтов, приведены в (Справочное руководство..., 1979).

2. Грунтовые воды бассейна реки Волга относятся к типу грунтовых вод в речных долинах, и приурочены они к древним и современным аллювиальным песчано-гравийным, песчаным и песчано-глинистым отложениям. Согласно (Справочное руководство..., 1979; Гавич, 1988), коэффициенты общей пористости таких горных пород, для верхней части земной коры, выше первого водоупорного слоя, составляют от 35 до 50%, т.е., в среднем 42,5%.

H, м	ξ_0
54	0.00462''
53	0.00433''
52	0.00404''
51	0.00375''
50	0.00346''
49	0.00317''
48	0.00288''
47	0.00260''
Сумма $\Sigma \xi_0$	0.02885''

Табл. 1.

методом гармонического анализа, имеет вид: $Z_{\text{год}} = 0.016'' \cos(360^\circ \tau + 172^\circ)$.

Для расчета нужно определить размер того участка поверхности грунтовых вод, который подвержен годовым колебаниям вместе с водохранилищем, т.е. учесть размер участка речной долины.

За границу речной долины была принята горизонталь 65 метров, которая соответствует месту резкого перегиба рельефа. Более точно эту границу можно узнать после гидрогеологических исследований на участке-разрезе «обсерватория-водохранилище».

Применяя вышеописанную методику и формулы, и средний табличный коэффициент пористости грунта 42%, мы получили величину дополнительного влияния колебания уровня воды в Куйбышевском водохранилище на уклонение местной отвесной линии и широту АОЭ. Она составила $0.000884''$ на каждый метр изменения уровня поверхности грунтовых вод, или $-0.0053''$ за 6-метровое, среднегодовое, изменение отметки, что в совокупности с предыдущим значением дает $0.0342''$.

Погрешность табличных (лабораторных) данных невелика, поэтому можно говорить о достаточной достоверности полученной величины уклонения отвесной линии.

Однако, для более строгого и полного исследования зависимости таких малых – тысячные доли угловой секунды – колебаний отвесной линии от местных геофизических условий, следовало бы провести инженерно-гидрогеологические изыскания на участке «обсерватория – водохранилище». Такие изыскания не только уточнят границы интересующего нас зеркала грунтовых вод, но и позволят получить еще две важнейшие характеристики: точное значение коэффициента пористости местных прибрежных грунтов и скорость движения грунтового потока. Последняя величина может оказаться весьма существенной при учете этой дополнительной поправки, поскольку изменения уровня зеркала грунтовых вод должно отставать по времени от соответствующего изменения уровня воды в водохранилище. Величина этого отставания определяется скоростью движения грунтового потока. Скорость движения грунтового потока зависит от уклона его поверхности и от водопроницаемости грунтов, которая определяется коэффициентом фильтрации K .

Для приближенной оценки водопроницаемости преимущественно сыпучих грунтов существует ряд формул, в которых фильтрационные свойства грунта ставятся в зависимость от их гранулометрического состава. По одной из наиболее простых формул, для крупного песка $K=250\text{м/сут.}$, что соответствует, примерно, 2-3 дневному запаздыванию по фазе от изменения видимого зеркала водохранилища. Более точные и полные данные можно получить только после проведения гидрогеологических исследований.

Полученная поправка за техногенное вмешательство на порядок превышает величину поправки в нивелирование за счет систематического влияния лунно-солнечных приливов. Но уже приливные поправки превосходят точность геометрического нивелирования и учитываются при обработке результатов нивелирования 1 класса. Рассмотренная возможность учета данного эффекта может быть полезна при решении такой задачи высшей геодезии, как создание государственных сетей нивелирования высшего класса, и, в особенности, создание сетей нивелирования в целях исследования вертикальных движений земной коры.

3. В работе (Сигалов, 1984) показана возможность использования результатов геодезических измерений в ком-

плексе с геофизическими и сейсмологическими данными для оценки возможного времени проявления тектонических предвестников землетрясений и уточнения их характеристик. Еще более чувствительны к поведению местной отвесной линии оптические (классические) астрометрические инструменты, что позволяет использовать их как дополнительные средства при изучении тектонических предвестников землетрясений.

Литература

Ступишин А.В., Трофимов А.Ф., Широков В.И. Географические особенности формирования берегов и ложа Куйбышевского водохранилища. Казань: изд-во КГУ. 1981. 184.

Кистерский А.П., Лапаева В.В., Урасина И.А. Влияние уровня воды Куйбышевского водохранилища на широту Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта. *Кинематика и физика небесных тел*. Т.6. №6. 1990. 79-82.

Кистерский А.П. Техногенное влияние на распределение масс у поверхности земли и учет его при высокоточном нивелировании. *Известия АОЭ*. №57. 1993.

Климов О.Д. Основы инженерных изысканий. М.: Недра. 1974. 256.

Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М.: Недра. 1968. 385. *Справочное руководство гидрогеолога*. Л.: Недра. Т. 1. 1979. 512.

Королев М.Е. Общая гидрогеология. Казань: изд. КГУ. 1999. 312.

Гавич И.К. Гидрогеодинамика. М.: Недра. 1988. 350.

Сигалов В.М. Исследование геодезическими методами тектонических предвестников землетрясений. *Геодезия и картография*. №8. 1984

Можжерин В.И., Камалева Е.В., Шарифуллин А.Н. Изменчивость стока рек. Казань: Изд-во «Фэн». 2003.

Можжерин В.И., Шлычков А.П., Шарифуллин А.Н. Прогноз изменения количества и качества поверхностных вод. Зеленая книга Республики Татарстан. Казань: изд-во КГУ. 1993.

Можжерин В.И., Шлычков А.П., Шарифуллин А.Н. Поверхностные воды и водные ресурсы. Зеленая книга Республики Татарстан. Казань: изд-во КГУ. 1993. 51-55.

Пояснительная Записка «Геодезическая основа карты современных вертикальных движений земной коры (СВДЗК) территории СССР в масштабе 1:5000000». М. 1989.

A.P. Kistersky, V.V. Lapayeva, Yu.A. Nefed'ev, M.V. Kutlenkov. **Calculation of small deviations of local vertical due to man-induced factors.**

This paper described influence of water level annual variations in Kuibyshev water storage basin on local vertical and latitude of Engelhard Astronomical Observatory. Analysis method of water correction, magnitude of which can achieve $0.015''$, is presented. It is shown, that water level variations in water storage basins also lead to groundwater surface variations of river valley.

Keywords: water storage basins, seismic activity, lateral observations.

Александр Петрович Кистерский
Главный инженер ООО «Азимут»

РТ, г. Зеленодольск, ул. Ленина, 30. Тел. (884371) 65575.

Юрий Анатольевич Нефедьев
Д.ф.-м.н., директор

Валентина Васильевна Лапаева
Старший научный сотрудник

Михаил Вячеславович Кутленков
Инженер астрометрического отдела

Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта Казанского гос. университета. РФ, РТ, Зеленодольский р-он, ст. Обсерватория АОЭ. Тел. (884371) 65575.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Создана экспериментальная установка, позволяющая исследовать процесс вытеснения нефти при термобарических условиях реальных пластов в интервалах давлений до 20 МПа и температур до 373 К в широком интервале термобарических, геологических, физико-химических условий в пласте и режимных параметров вытесняющего агента. Проведены опыты по вытеснению трансформаторного масла из модели пласта сверхкритическим диоксидом углерода в интервале температур 313 – 353 К, давлений 7 – 12 МПа. Повышение температуры приводит к значительному снижению коэффициента извлечения нефти при давлениях выше критического.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, сверхкритический флюид, трудноизвлекаемые запасы.

Одним из перспективных методов освоения месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти является технология сверхкритического (СК) CO_2 -вытеснения, преимущества применения которой в сравнении с традиционными методами описаны в работах (Сургучев, 1985; Антониади, 1995; Лейк, 2004). По сравнению с другими газовыми агентами СК CO_2 также обладает рядом преимуществ. При пластовых температурах и давлениях вязкость азота, дымовых и углеводородных газов почти одинаковые, а вязкость CO_2 в 2-3 раза выше (Фаткуллин, 2000; Hong, 2006; Shayegi, Schenewerk, Wolcott, 1998). Это позволяет увеличить коэффициент охвата пласта по объему за счет снижения отношения подвижности системы CO_2 -нефть, что актуально при разработке месторождений, содержащих высоковязкие нефти. Кроме того, существенное влияние диоксид углерода оказывает на теплофизические свойства нефтей: вязкость и коэффициент объемного расширения. Снижение вязкости пластовой нефти и увеличение коэффициента объемного расширения – основные факторы, определяющие эффективность применения диоксида углерода в процессах добычи нефти. Объемное расширение нефти вызывает искусственное увеличение нефтенасыщенного объема порового пространства коллектора. Давление в порах повышается, в результате чего дополнительно вытесняется часть остаточной неподвижной нефти. При этом увеличение объема нефти может быть весьма значительным, достигая в ряде случаев 150 – 500 % к первоначальному объему (Сургучев, 1985; Антониади, 1995; Лейк, 2004; Фаткуллин, 2000; Hong 2006; Shayegi, Schenewerk, Wolcott, 1998; Вяхирев, 2002).

Механизм процесса вытеснения высоковязкой нефти аналогичен механизму вытеснения мало-

вязкой нефти: CO_2 в пластовых условиях, контактируя с нефтью, экстрагирует легкие углеводороды, обогащаясь ими и частично растворяется в ней. Растворение газа в нефти обуславливает более высокую относительную проницаемость для нефти, выше той, какой она была бы в отсутствие растворения, что приводит к более эффективному вытеснению нефти по сравнению с другими вытесняющими агентами и приближает вытеснение к смешивающемуся. Однако, в случае вытеснения тяжелых углеводородов давление, необходимое для полной смешиваемости и предотвращения образования менисков, оказывается значительно выше, чем для маловязких нефтей. Это приводит к возрастанию роли капиллярных сил в процессе вытеснения нефти, направленных против движения газа и, как следствие, к возрастанию доли капиллярно-защемленной нефти в порах.

Для физического моделирования процесса вытеснения нефти в широком диапазоне термобарических, геологических, физико-химических условий и режимных параметров вытесняющего агента создана экспериментальная установка, схема которой, методика проведения опыта и результаты экспериментов на модели маловязкой нефти приведены в (Радаев и др., 2007). В качестве модели нефти

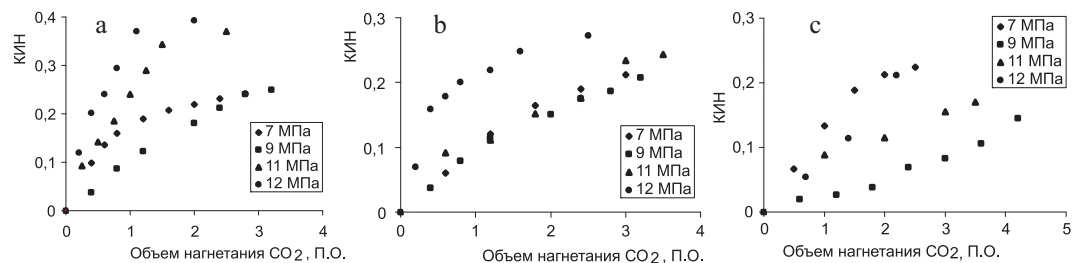


Рис. 1. Зависимость КИН от объема нагнетания CO_2 на изотерме: а – 313 К, б – 333 К, с – 353 К.

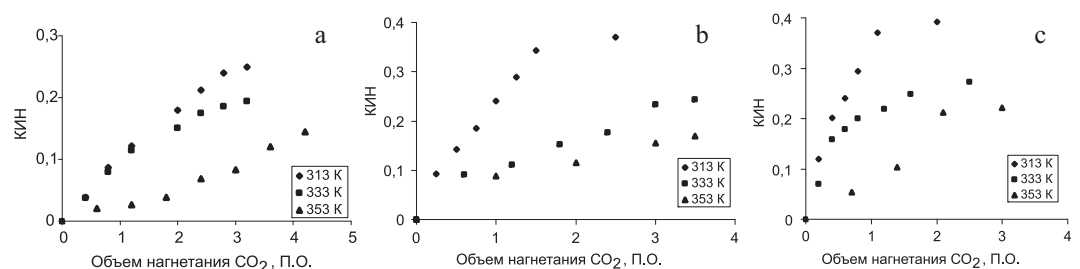


Рис. 2. Зависимость КИН от объема нагнетания CO_2 на изобаре: а – 2 МПа, б – 11 МПа, с – 2 МПа.

применялись керосин осветительный марки КО-25 ТУ 38-402-58-10-01 (Радаев и др., 2007) и в настоящей работе масло трансформаторное ГОСТ 10121-62. Результаты опытов приведены на рис. 1, 2.

Установлено, что повышение вязкости углеводорода – фактор, отрицательно влияющий на коэффициент извлечения нефти (КИН). Во всех опытах, моделирующих процесс вытеснения нефти высокой вязкости, КИН, как и следовало ожидать, оказался существенно ниже, чем КИН маловязкой нефти. Обращает на себя внимание коренное отличие кривых зависимости КИН от объема нагнетания CO_2 в опытах с керосином и трансформаторным маслом во всем исследованном интервале температур. Опыты с трансформаторным маслом показали, что, во-первых, прорыв газа при давлениях выше критического происходит еще до выхода экспериментальной кривой на плато, что резко отличается от результатов опытов на керосине при тех же условиях, во-вторых, процесс вытеснения нефти высокой вязкости сопровождается микропрорывами в течение всего времени проведения опыта. О существовании такого явления можно судить по тому факту, что температура газа в сепараторе (Рис. 1а) (Радаев и др., 2007), начинает снижаться уже через 1,5-3 часа после начала опыта. Причиной описанного явления, по мнению авторов, является высокая подвижность вытесняющего агента, что обусловлено высокой скоростью фильтрации, примерно в 1,5-2 раза выше скорости в опытах с керосином. Это и определяет частоту микропрорывов газа. Примерно в таком же соотношении находилось и время прорыва при одинаковых термобарических условиях в опытах на керосине и трансформаторном масле.

По мере увеличения газонасыщенности пласта вследствие крайне низкой растворимости CO_2 в трансформаторном масле происходит интенсивное образование газовых пузырьков вначале у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырьков у стенки меньшая, чем необходимо для образования их в свободном объеме жидкости (нефти). После образования пузырька газонасыщенные структуры растут в свободном объеме жидкости, однако капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с малым сечением каналов. Капиллярное давление оказывается столь значительным, что пузырьки газа оказываются запертыми в порах, значительно затрудняя движение газа и снижая его скорость, что и было зафиксировано в опытах на изобаре 7 МПа – расход газа составлял $1,5 \cdot 10^{-5}$, $1,6 \cdot 10^{-5}$, $2,16 \cdot 10^{-5}$ кг/с соответственно на изотермах 313, 333 и 353 К, при этом, прорыва газа не наблюдалось даже после 18 часов проведения опыта во всем исследованном интервале температур. Кроме того, повышение температуры с 313 до 353 К не привело ни к прорыву газа, ни к существенному изменению КИН, что указывает, на то, что изменение температуры, по-видимому, не влияет на движение пузырьков газа, запертых в порах.

Повышение давления выше критического приводит к значительному повышению его плотности и, как следствие, снижению его кинематической вязкости, что повышает коэффициент объемной диффузии CO_2 . Кроме того, повышение давления приводит к нарушению сферичности пузырьков газа, которые приобретают удлиненную форму, что позволяет им проходить в сужения пор и вытес-

нять нефть из тех зон, которые до этого для газа были недоступны. Этим, по мнению авторов, объясняется тот факт, что прорывы газа начали наблюдаться, как только давление нагнетания газа превысило его критическое давление. С увеличением давления количество пузырьков газа, запертых в порах, стремительно сокращается, скорость движения газа увеличивается до $5 \cdot 10^{-5} - 10^{-4}$ кг/с. Это и приводит к резкому уменьшению времени прорыва газа. Увеличение же температуры газа при давлениях выше критического, как и в опытах с керосином, приводит к снижению КИН за счет снижения растворимости газа. А поскольку, как было указано выше, растворимость газа при докритических давлениях очень мала и от температуры практически не зависит, то этим и объясняются зависимости (Рис. 1) – последовательное уменьшение КИН с увеличением температуры в интервале давлений 9 – 12 МПа.

Сравнивая изотермы, приведенные на рис. 2, можно отметить их “расслоение” в опытах на трансформаторном масле, означающее, что в этом случае КИН при вытеснении нефти диоксидом углерода под давлением выше критического резко снижается при повышении температуры с 333 до 353 К. Как и в опытах с керосином, скорость движения CO_2 при изменении температуры в указанных пределах, изменялись незначительно на одной и той же изобаре. Поэтому наблюдаемое явление можно объяснить резким снижением растворимости CO_2 в трансформаторном масле с повышением температуры (Дубовкин, 1985).

Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти свидетельствуют о том, что повышение температуры так же, как и в опытах с маловязкой нефтью приводит к значительному снижению КИН при давлениях выше критического. Это позволяет сделать предположение о том, что при разработке такого рода месторождений наиболее рациональным является нагнетание газа при давлениях не выше критического. Вместе с тем, на месторождениях, пластовая температура которых не превышает критическую CO_2 , наиболее целесообразным является нагнетание газа при давлениях, значительно превышающих критическое, что позволяет значительно увеличить КИН.

Литература

- Антиоиади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра. 1995. 313.
- Вяхирев Р.И., Грищенко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО Недра-Бизнес-центр. 2002. 880.
- Дубовкин Н.Ф. и др. Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив. М.: Химия. 1985. 240.
- Лейк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. 2004. 449.
- Радаев А.В., Батраков Н.Р., Мухамадиев А.А., Сабирзянов А.Н.. Экспериментальная установка для исследования процесса вытеснения высоковязких нефтей в широком интервале температур и давлений с использованием сверхкритических флюидов. *Мат. науч.-практ. конф.: Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов.* 2007.
- Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 1985. 313.
- Фаткуллин А.А. Значение газовых методов в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство.* 2000. №1. 32-35.
- Hong L. Identification, design and synthesis of oxigenated hydrocarbon-based CO_2 – soluble polymers for chemical and petroleum engineering application. *PhD*, University of Pittsburg. 2006. 186.
- Shayegi S., Schenewerk P.A., Wolcott J.M. Enhancement of residual oil recovery using a mixture of nitrogen or methane diluted with carbon dioxide in a single-well injection process. *U.S. Patent* N 5725054. 1998.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТРУКТУРНО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ

В статье на примере пласта БС₁₀ одного из нефтяных месторождений Западной Сибири предложено обсудить проблему повышения достоверности построения геолого-фильтрационных моделей и эффективности её практического использования путём совершенствования методики построения модели геологических тел с привлечением классических и новых представлений о фациях, а так же на основе структурно-генетического подхода.

Ключевые слова: структурные построения, фация, моделирование, геологическое тело.

В настоящее время специалистами высказаны ряд предложений, касающихся возможных путей повышения достоверности построения моделей и эффективности её практического использования. В данной статье авторы обращаются к известным в геологической практике положениям и предлагают обсудить их на примере пласта БС₁₀ одного из Западно-Сибирских нефтяных месторождений.

1. Направления развития математического моделирования. При рассмотрении основных направлений развития моделирования обычно речь идёт об усложнении модели за счёт дополнительных факторов, сопровождающих процесс разработки и пространственно-временной детализации. Детализацию модели можно провести за счёт измельчения расчётных сеток или уменьшения шагов по времени и улучшения техники счёта, а также усложнения используемых алгоритмов. При этом собственно геологические вопросы, считаются давно решёнными, и поэтому их принято учитывать с помощью стандартных процедур моделирования (интерполяция, стохастика и др.). Информация о толщине, начальной нефтенасыщенности, пористости, проницаемости, свойствах нефтей и относительных фазовых проницаемостях считается известной и берётся из научно-производственных отчётов. Необходимость проведения новых исследований при этом часто игнорируется. К этому следует добавить процедуру «апскейлинга», которая нивелирует геологическую структуру пласта. В результате в модели геологическое строение передаётся в достаточно общей форме. По этой причине построенная на ее основе фильтрационная модель будет

иметь низкую информативность и не будет способна передать влияние геологических факторов на выработку текущих запасов нефти. Такая модель не окупает затраченных средств на приобретение программных средств, формирование базы данных и создание геолого-фильтрационной модели.

Усложнение «математического аппарата» наиболее целесообразно для более детальной передачи в модели геологических особенностей, таких как тектонические нарушения, строение и морфология геологических тел, что позволяет достичь лучшей увязки модели с особенностями разработки. Основным критерием целесообразности построения геологической модели должно быть получение новых, ранее не известных науке и практике результатов.

2. Выбор способа построения сеточной области. Согласно национальному стандарту РФ (Поиск, разведка и разработка..., 2008) цифровая геологическая модель это «представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двумерных сеток) или трёхмерной сетки ячеек». Модель включает также базу данных и программное обеспечение. При моделировании наибольшее распространение получил геометрический способ построения сеточной области, когда расстояние от кровли до подошвы пласта покрывается равномерной по координате Z сеточной областью. Причём наиболее достоверным вариантом считается шаг сетки по вертикали равный шагу квантования по геофизическим данным, то есть – 0.2 м. Затем все элементы сеточной области делятся на «коллектор – неколлектор» для чего

Окончание статьи А.В. Радаева, Н.Р. Батракова, И.А. Кондратьева, А.А. Мухамадиева, А.Н. Сабирзянова «Экспериментальное исследование процесса вытеснения...»

A.V. Radaev, N.R. Batrakov, I.A. Kondratiev, A.A. Mukhamadiev, A.N. Sabiryanov. **Experimental research of process of replacement heavy oil by supercritical carbon dioxide in the wide range of thermobaric conditions.**

The experimental installation is created, allowing to carry out research of oil replacement at termobaric conditions of real deposits at pressure up to 20 MPa and temperatures to 373 K within a wide range of termobaric, geological, physical and chemical conditions in a layer and regime parameters of the superseding agent. Replacement experiments of transformer oil from layer model by supercritical carbon dioxide in the range of temperatures 313 – 353 K, pressure – 7 – 12 MPa are made. Results testified that increase of temperature leads to considerable decrease of oil recovery factor at pressure above the critical.

Key words: supercritical fluid, oil recovery factor, difficult oil.

Андрей Викторович Радаев

ассистент каф. теоретических основ теплотехники

Нурис Ренатович Батраков

инженер каф. теоретических основ теплотехники.

Илья Александрович Кондратьев

студент каф. энергомашиностроения и технологического оборудования.

Анвар Ахнафович Мухамадиев

к.т.н., доц. каф. теоретических основ теплотехники

Айдар Назимович Сабирзянов

д.т.н., проф. каф. теоретических основ теплотехники.

Казанский государственный технологический университет. 420008, Казань, Халева, 9-36. Тел.: 8-9274-019368.

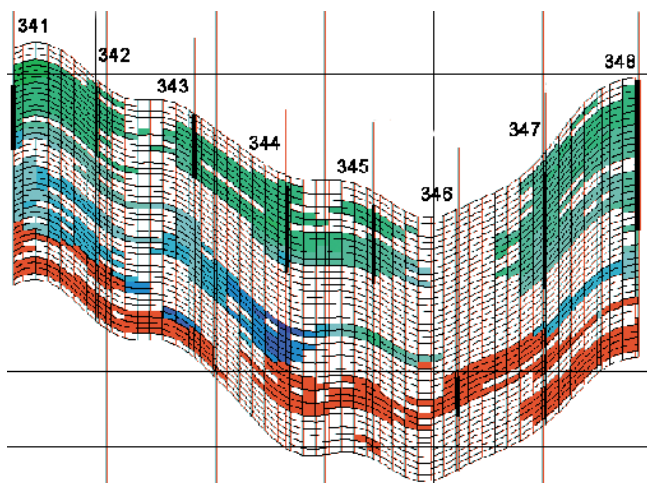


Рис. 1. Модель, построенная с постоянным шагом по Z.

используется коэффициент песчаности, то есть отношение эффективной к общей толщине для каждого выделенного слоя. При таком способе выбора сетки слои формируются геометрическим путём, т. е. прослеживанием по простиранию на расстояния, превышающее 300 – 500 и более м. Это приводит к грубым ошибкам, т. к. не учитываются основные законы слоеобразования, положение естественных геологических границ и литологический состав пород. На геометрическом принципе сделано построение геологической модели, принятое в большинстве программных комплексов. В качестве примера рассмотрим геологическую модель, выполненную в одном из программных комплексов. Модель построена в соответствии с требованием максимального измельчения сетки по Z, который принят постоянным, равным 0.2 м (Рис. 1).

Несмотря на применение детальной сетки в представленной модели границы слоёв не совпадают с границами геологических тел, которые наблюдаются в верхней и нижней частях единого пласта. Не совпадают между собой границы слоёв и проницаемых интервалов. Явление несовпадения между собой литологических, стратиграфических,

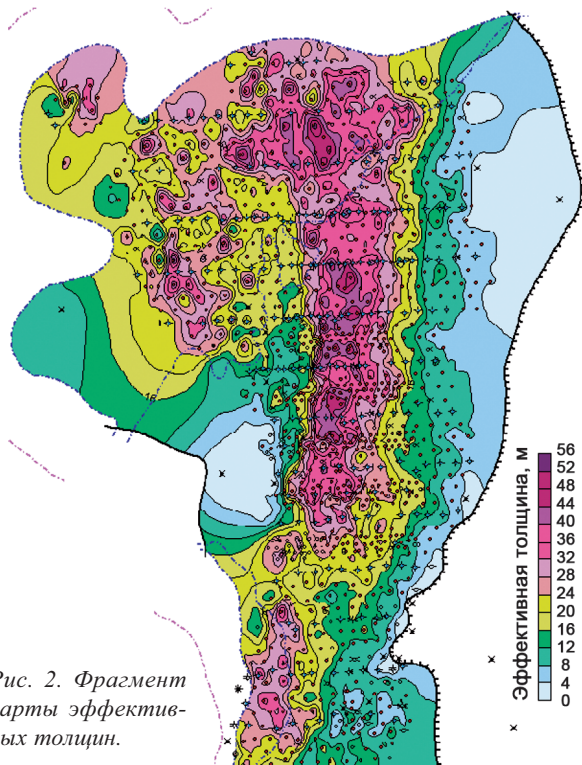


Рис. 2. Фрагмент карты эффективных толщин.

петрофизических и палеонтологических границ пластов было отмечено ещё Н.А. Головкинским (Головкинский, 1868). Им было рекомендовано сопоставлять не границы интервалов со сходными литологическими типами пород, а стратиграфические, то есть временные границы, что снижает риск получения значительных ошибок при корреляции отложений и позволяет использовать комплексные критерии. Сам факт не совпадения между собой границ геологических тел, слоёв и проницаемых интервалов в построенных геологических моделях связан с учётом генезиса отложений в используемых алгоритмах.

3. Модель геологических тел. Переход к математическим методам моделирования ознаменовался появлением старых ошибок, которые, казалось бы, давно описаны и исправлены. Так, использование равномерной геометрической сетки, вновь привела к снятию ограничения протяжённости слоёв. Если принять допущение, что слои не ограничены в пространстве, то мы вновь возвращаемся к модели «луковичных лепестков» Вегенера. Согласно этой модели слои не имеют границ и равномерно опоясывают всю поверхность земного шара, что подробно описано в работах (Салин 1979; 1983). Приходится искусственно вводить допущения, что размеры сеточной области ограничены размерами отдельных залежей (месторождений).

Нами предлагается использовать следующее определение модели геологических тел. Одними из первых работ в области моделирования, основанных на концепции модели геологических тел были работы (Булыгин, Булыгин, 1990; 1996), в которых отмечается, что каждый продуктивный пласт нефтяного месторождения представляет собой породно-слоевую ассоциацию, включающих несколько геологических тел. Каждое тело состоит из серии слоёв, имеющих форму линзы. В такой модели границы проницаемых интервалов совпадают с границами геологических тел. Другое преимущество подобной модели – каждое геологическое тело может иметь собственные контуры нефтеносности и отметки ГНК, ГВК и ВНК. В основу построения модели положен генетический принцип, который заключается в построении сетки совпадающей с границами геологических тел. Этому принципу лучше всего соответствует слоистая модель, учитывающая факт образования большинства терригенных пластов в водной среде. Технология построения границ геологических тел включает два этапа.

На первом этапе осуществляют построение генерализованных поверхностей, поддерживающих заданную топологию, т.е. последовательность залегания геологичес-

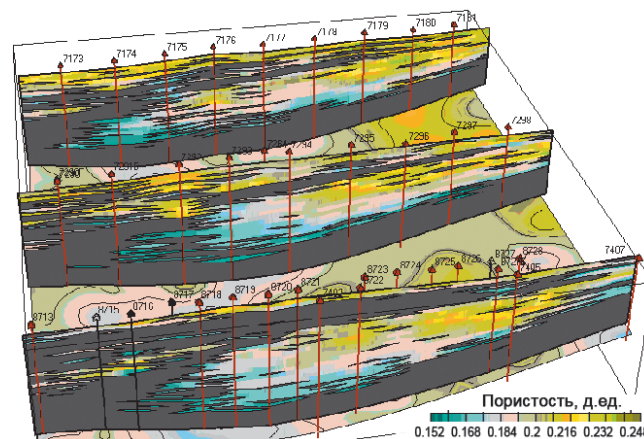


Рис. 3. Палеогеологические срезы трёхмерной геологической модели.

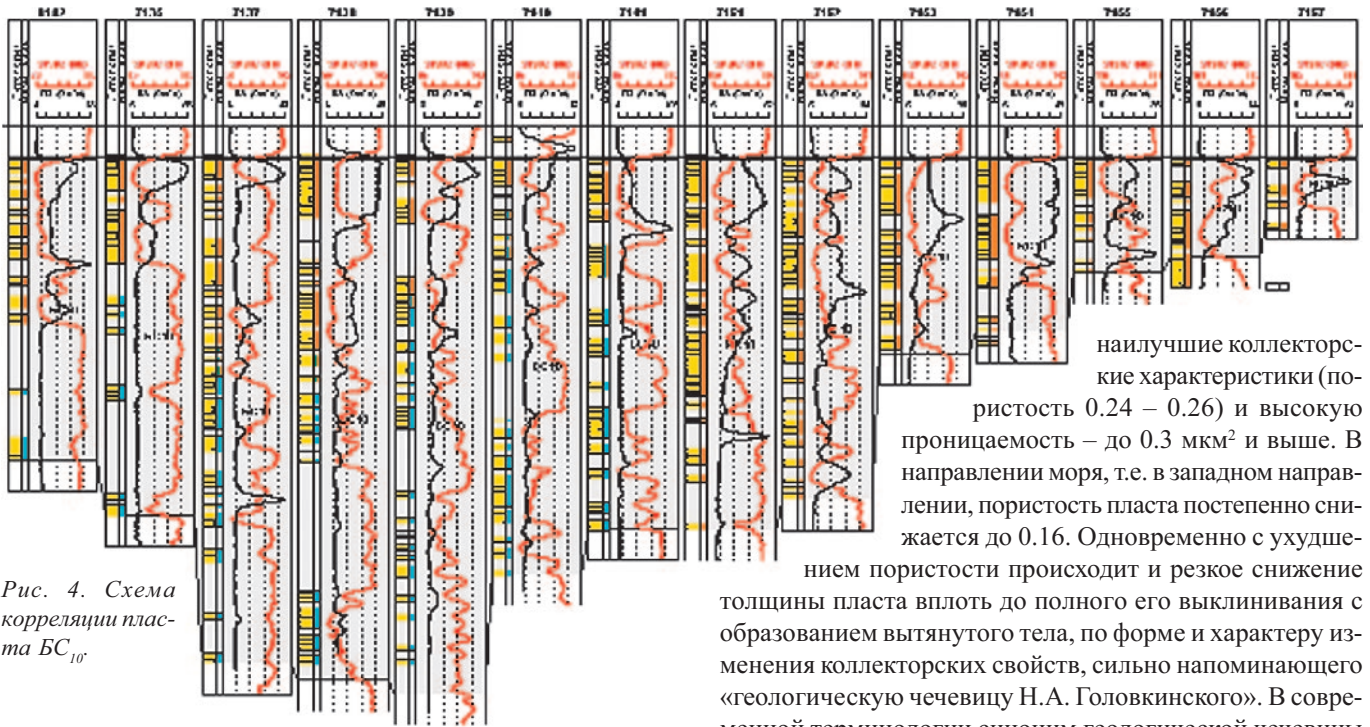


Рис. 4. Схема корреляции пласта BC_{10}

ких тел. По этой схеме строится модель всего осадочного чехла, то есть своеобразная структурная «этажерка». Основным является соблюдение обязательного условия – непересечения структурных поверхностей между собой. Грубая схематизация с соблюдением топологии, то есть с учётом взаимоотношений геологических тел между собой, строится для каждого горизонта в отдельности.

На втором этапе идёт детальная привязка проницаемых интервалов к выделенным границам. При этом, большое значение имеет учёт наклонного залегания слоёв относительно кровли пласта. Такой характер залегания может быть вызван существенным различием условий осадконакопления в пределах клиноформенной области и в областях примыкающих к ней со стороны суши (ундаформа) и моря (фондаформа) (Friedman et al., 1992). В частности формирование наклонных геологических тел могло происходить только в пределах клиноформенной области на некотором удалении от вытянутой береговой линии.

По карте эффективных толщин в пределах пласта выделяется линейно вытянутое погребённое осадочное тело, имеющее ориентировку с севера на юг (Рис. 2). Эффективная толщина пласта изменяется от нуля в зоне выклинивания пласта до 54 м в центральной части.

При более внимательном рассмотрении с помощью серии палеогеологических профилей, построенных в крест простирания (Рис. 3) можно видеть, что единое геологическое распадается, по крайней мере, на два обособленных осадочных образования. Первое залегает в кровельной части пласта и имеет высокую пористость, в среднем выше 0.21, и проницаемость не менее 0.16 $\mu\text{м}^2$. Оно имеет небольшую (3–4 м) толщину и площадной характер распространения. По-видимому, его образование можно связывать с условиями ундаформы. Далее залегает мощный пласт с переменной (до 25 и более м) толщиной.

С восточной части пласт ограничен линией выклинивания коллекторов, которую при палеогеологических реконструкциях можно принять в качестве древней береговой линией, вытянутой с севера на юг (Рис. 2). В области примыкающей к древней береговой линии пласт имеет

наилучшие коллекторские характеристики (пористость 0.24 – 0.26) и высокую проницаемость – до 0.3 $\mu\text{м}^2$ и выше. В направлении моря, т.е. в западном направлении, пористость пласта постепенно снижается до 0.16. Одновременно с ухудшением пористости происходит и резкое снижение толщины пласта вплоть до полного его выклинивания с образованием вытянутого тела, по форме и характеру изменения коллекторских свойств, сильно напоминающего «геологическую чечевицу Н.А. Головкинского». В современной терминологии синоним геологической чечевицы – парасеквинс. Анализ изменения значений пористости показывает, что можно выделить по крайней мере три обстановки осадконакопления, соответствующих различным величинам пористости. К древней береговой линии примыкает первая область, где происходило накопление осадков побережья. Во второй области накапливались отложения мелководья. Завершает строение геологического тела третья область, представленная низкопористыми, низкопроницаемыми отложениями, образовавшимися в глубоководных условиях. Образование описанного гетерофациального погребённого тела можно связывать с движением береговой линии и связанной с ним прогибанием дна бассейна в нижней части цикла и воздыманием – в верхней. Далее, к западу, в сторону открытого моря появляется новое геологическое тело (Рис. 2), что указывает на существование в пределах пласта BC_{10} нескольких трансгрессивно-регрессивных последовательностей. Как видно из схемы корреляции пласта BC_{10} (Рис. 4), также построенной в крест простирания осадочной структуры, отложения природного резервуара плохо дифференцированы по разрезу.

Несмотря на это, практически во всех скважинах можно наблюдать нижнюю часть ритма, представленную глинистыми песчаниками и верхнюю часть, сложенную отсортированными высокопористыми песчаниками. Плохая дифференциация разрезов, низкие коллекторские свойства в направлении моря, косослоистый характер залегания позволяет связать его генезис с накоплением в условиях лавинной седиментации, когда

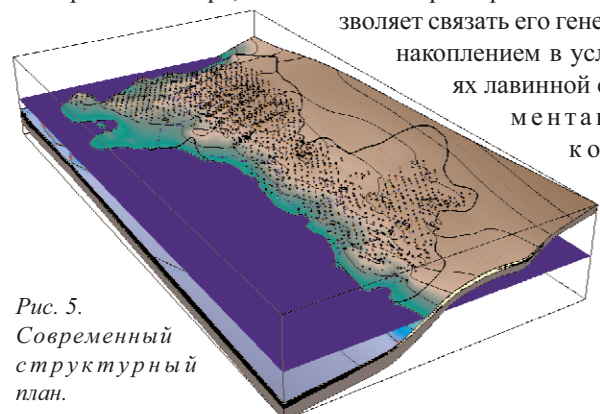


Рис. 5. Современный структурный план.

отсутствовала дробная осадочная дифференциация, а, следовательно, трудно выделить комплекс фаций – появилось противоречие. В отношении границ осадочных тел соблюдались общие закономерности, а более дробные тела – пропластки, приобрели форму линз, которые прослеживаются только на расстояниях, сопоставимых с расстояниями между скважинами.

Из данного материала, можно сделать вывод, что макро-модель отражает полный трансгрессивно-регрессивный цикл терригенного осадконакопления. В зоне непосредственно примыкающей к линии замещения, где коэффициент расчленённости близок к единице, оба геологических тела, имеющих различный генезис, сливаются в одно. Отметим, что использовалась модель осадконакопления в режиме автоматической корреляции. Успешность выделения погребённых геологических тел в объёме природного резервуара в значительной степени зависит от принятой методики моделирования, которая может быть значительно усилена при использовании данных о генетических закономерностях и поверхностях трендов.

4. Моделирование геологического строения резервуара при построении структурной модели. Геологическая модель построена по результатам интерпретации фильтрационно-емкостных параметров по данным ГИС и принятым отбивкам пласта с учётом существующих на момент построения модели представлений о положении контуров нефтеносности, отметок ГНК и ВНК и величины начальных балансовых запасов нефти по залежи в целом и зонам насыщения. Слоистая модель позволила в составе отдельных горизонтов проследить и выделить обособленные геологические тела (пропластки, пачки и т.п.). Дальнейшее их изучение показало, что каждое геологическое тело может обладать собственными отметками ВНК и контурами нефтеносности.

При построении геологической модели для различных геологических тел были опробованы различные схемы залегания слоев: согласная от кровли, согласная от подошвы и пропорциональная. Была выбрана пропорциональная схема залегания, в которой выделенные слои пропорционально распределяются между кровлей и подошвой пласта. Детальность модели зависит также от количества слоёв по оси z. В приведенных примерах отстраивались 28 слоев и 27 перемычек. Из приведённого на рис. 5 современного структурного плана пласта БС₁₀ и палео профилей (Рис. 3) можно сделать вывод о существовании приподнятой области вдоль всего восточного крыла современной залежи нефти.

Вдоль этой линии происходило преимущественное накопление осадков. С западной стороны залежь ограничена внешним контуром нефтеносности и поверхностью ВНК (показан синим цветом) и с востока линией выклинивания коллекторов, которая расположена в самой приподнятой части современной структуры. Отсюда можно сделать вывод об унаследованном характере развития территории и совпадении древних и современных структурных форм. Наиболее важной характеристикой моделируемых продуктивных пластов является геометрия осадочных тел, формирующих природный резервуар – породно-слоевую ассоциацию. Для успешного отображения морфологии осадочных тел была разработана технология, которая включает выделение и привязку геологических тел к реперным отметкам, которые используются для построения опор-

ных поверхностей. Их используют для построения наклонной сетки для каждого геологического тела отдельно. Расчёты сопровождаются формированием базы Данных с привязкой проекции системы координат на плоскости и сохранением поверхностей трендов для каждого из тел.

5. Концепция эффективного порового пространства. Благодаря развитию математических алгоритмов произошло повторное возвращение от генетических к чисто физическим признакам. В частности, это нашло своё отражение в широком использовании при геологических построениях технологии моделирования плоско-параллельного залегания слоёв. Развитием этих взглядов, способствовала, в частности, концепция эффективного порового пространства, предложенная С.Н. Закировым (Салин, 1983). Эта концепция заключается в том, что фильтрация осуществляется не по всему объёму пласта, а лишь по эффективной части порового пространства, не занятой связанной нефтью и водой. Кроме того, все гидродинамические расчёты проводятся с использованием нормированных функций относительных фазовых проницаемостей. Согласно этой концепции предлагается отказаться от понятий «коллектор» и «неколлектор» и заменить их физическими параметрами – пористостью, проницаемостью, объёмами связанной воды и нефти и др. Данной концепции практически полностью соответствует трёхмерная полномасштабная модель с геометрическим принципом выделения слоёв. Учёт генетических особенностей строения породно-слоевых ассоциаций позволяет резко повысить информативность геолого-гидродинамических моделей.

Литература

- Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Имитация разработки залежей нефти. М.: Недра. 1990. 224.
 Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. М.: Недра. 1996. 382.
 Головкинский Н.А. О пермской формации в центральной части Камско-Волжского бассейна. Санкт-Петербург: Типография императорской академии наук. 1868. 143.
 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Национальный стандарт Российской Федерации. *Вестник ЦКР Роснедра*. №3. 2008. 36-66.
 Салин Ю.С. Конструктивная стратиграфия. М.: Наука. 1979. 157.
 Салин Ю.С. Стратиграфическая корреляция. М.: Недра. 1983. 173.
 Friedman G.M., Sanders J.E., Kopaska-Merkel D.C. Principles of sedimentary deposits. New York. 1992.

D.V. Buligin, R.R. Ganiev. Modelling of geological bodies on the basis of the structural-genetic approach.

In article it is offered to discuss a problem of increase of reliability of construction of geological models by perfection of a such technique with attraction of classical and new representations about facies, and on the basis of the structural-genetic approach.

Keywords: structural constructions, facies, modelling, a geological body.

Дмитрий Владимирович Булыгин

Д. г.-м. н., профессор, член корр. РАЕН, зам. ген. директора по научной работе ООО «Дельта Ойл Проект».

420111, Казань, Лобачевского, 10В. Тел.: (843)236-39-93.

Радик Рафкатович Ганиев

Зам. директора Института проблем экологии и недропользования Академии наук РТ.

420089, Казань, ул. Даурская, 28, Тел.: (843) 298-59-65.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ГЕОТЕРМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

(на примере Шугуровской и Куак-Башской площадей Ромашкинского месторождения)

В работе приведены характеристики водоносных горизонтов пермских отложений. Описаны результаты исследования Шугуровской и Куак-Башской площадей Ромашкинского месторождения геотермическими методами. Также показано, что геотермические методы в комплексе с другими методами могут быть использованы при планировании мероприятий по охране недр.

Ключевые слова: геотермия, водоносный горизонт, гидрогеологические характеристики, пермские отложения.

Введение

Важным элементом топливно-энергетического комплекса страны является нефтегазодобывающая промышленность. Составной частью прогноза нефтегазоносности являются данные о гидрогеологических показателях. Их правильный учет позволяет сокращать время и экономить материальные ресурсы как при освоении новых, так и при доразведке старых нефтегазоносных областей. Так, например, подземные воды несут информацию о перемещении нефти и газа. Гидрогеологическая информация необходима также при планировании мероприятий по охране недр и использовании глубинных подземных вод в народном хозяйстве.

Воды пермских отложений

На юго-востоке Татарстана смыты все отложения вплоть до пермских. Отложения пермской системы включают два отдела: нижнепермский P_1 с ярусами ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским и верхнепермский P_2 с уфимским, казанским и татарским. Водоносные горизонты Республики Татарстан, приуроченные к пермским отложениям, изучали сотрудники треста «Татнефтегазразведка», Казанского государственного университета и многие другие научные и производственные организации. По их данным в нижнепермских отложениях четко устанавливается наличие двух водоносных горизонтов, из которых нижний приурочен к подошвенной части сакмарского яруса, а верхний – к его верхней части.

Верхнепермские водоносные горизонты залегают выше уровня вреза речных долин и образуют многочисленные родники, как показано на рис. 1. Запасы подземных вод данного комплекса пополняются атмосферными осадками через проницаемые приповерхностные отложения, а также артезианскими водами с глубины по некачественно зацементированным скважинам.

Водоносный горизонт, приуроченный к песчано-глинистым отложениям уфимской свиты, характеризуется незначительным дебитом источников. Наибольшая водообильность характеризует эти отложения в тектонически приподнятых участках. Уфимский ярус развит в восточной половине Татарстана. В целом в большинстве районов воды напорные (Подземные воды Татарии, 1987). Химический состав от пресных в поднятиях до содовых и сероводородных в районах развития битумов (пос. Шугурово).

Казанский ярус имеет массу обильных источников,

особенно на западе и в центре РТ. Состав разнообразен: на юго-западе соленые, в остальном пресные гидрокарбонатно-кальциевые. Наличие в верхней части яруса проницаемых известняков и песчаников, а в нижней части водоупорных глин, благоприятно для накопления подземных вод за счет местного питания. Глины, имеющие мощность до 20 м, служат основным водоупором для вод казанского яруса на большей части территории республики.

Известны водоносные горизонты в песчаниках татарского яруса. Татарский ярус безнапорный, дает много гидрокарбонатных кальциевых, или магниевых натриевых источников по склонам речных долин. Воды татарского яруса достаточно широко используются для водоснабжения.

Все водоносные горизонты пермских отложений отделяются друг от друга глинистыми водоупорами, более или менее выдержанными по простиранию. На отдельных участках эти водоупоры нарушены, вследствие чего нижнепермские сероводородные воды поднимаются на поверхность и образуют родники. Так в результате размыва глинистых водоупорных образований пермских отложений в районе села Шугурово поверхностные воды проникают до глубины 800-900 м.

Воды пермских отложений характеризуются невысокой минерализацией (до 1 г/л) (Богомолов и др., 1967).

Толща осадочных пород неоднородна по составу. Сюда относятся известняки, гипсы, песчаники, глины и т.д. Самыми древними вблизи земной поверхности являются породы верхнего отдела пермской системы. Татарский ярус состоит из разноцветных слоев глин, мергелей, песчаников, известняков. Слои казанского яруса - известняки, доломиты и песчаники сероватых тонов. Уфимский ярус выделяется красноватыми, серыми и зеленоватыми пластами глин, песчаников и известняков.

Методы определения гидрогеологических характеристик

В каждой работе, так или иначе связанной с проблемами геотермии, подчеркивается, что в верхних частях литосферы движение флюидов является одним из наиболее активных факторов, влияющих на температурное поле (например, Фролов, 1976; Синявский, 1975; Непримеров и др., 1983; Христофорова и др., 2008 и др.).

Два вида движения флюидов в земной коре наиболее тесно связаны с тепловым режимом недр. Это гидродина-

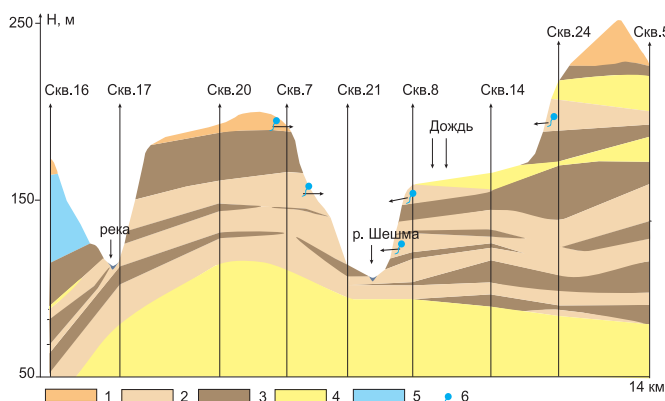


Рис. 1. Геологический профиль пермских отложений по структурным скважинам. 1 – суглинок, 2 – песчаники, 3 – глины, 4 – известняки, 5 – мергели, 6 – родник.

мическая фильтрация подземных вод под действием градиента давлений и термодиффузия под действием градиента температур. Природа их связи с тепловым полем различна – если в первом случае фильтрационные воды обуславливают появление конвективной составляющей теплового потока и связанные с этим движением ее вариации по вертикали и горизонтали, то во втором случае сама горизонтальная составляющая теплового потока является причиной миграционного движения флюидов. Поэтому неоднородные тепловые поля, динамика подземных вод и распределение областей концентрации определенных веществ являются взаимозависимыми и взаимоопределяемыми.

Исследование водоносных горизонтов с помощью высокоточного термокаротажа дает возможность получить определенную гидрогеотермическую и гидрогеологическую информацию. На ее основе осуществляется ряд профилактических мероприятий. Таких, как изучение природных факторов защищенности подземных вод (наличие в разрезе слабопроницаемых отложений, их мощности, литологии, фильтрационных параметров); выявление и учет

потенциальных источников загрязнений: выбор местоположений объектов, при котором их отрицательное воздействие будет минимальным и другие.

Геотермические параметры (термоградиент, конвективный и глубинный тепловой поток и др.) являются основой для получения следующей информации гидрогеологического характера, которая имеет большое значение при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов (Христофорова, 2002).

1) Зоны питания и разгрузки подземных вод. Устанавливаются двумя методами: по вогнутости-выпуклости геотерм и по конвективному тепловому потоку в вышележащем малопроницаемом пласте – прогретость его свидетельствует о разгрузке подземных вод в нижележащей проницаемой толще, охлаждение – о нисходящем движении.

2) Степень гидрогеологической раскрытости-закрытости недр. Будем обозначать СГРП и СГЗП. Понятие СГРП и СГЗП в гидрогеологии используется, как качественная характеристика. Количественно определяется по величинам конвективного и глубинного тепловых потоков $q_{кв}$ и $q_{гп}$. Так, $СГРП = (q_{кв} / q_{гп}) \cdot 100\%$, соответственно $СГЗП = 100\% - СГРП$. Здесь принято условно, что полностью закрытыми являются пласты с минимальными значениями $q_{кв} = 0$, а полностью раскрытыми являются пласты у которых $q_{кв} = q_{гп}$.

3) Направления движения и скорости фильтрации подземных вод. Экспериментально установлено, что при наклонной фильтрации в тепловое поле вносится эффект на 2-3 порядка меньший, чем при вертикальной фильтрации с такой же скоростью (сантиметры в год). При тех углах наклона горизонтов, что встречаются в Урало-Поволжье, он пренебрежимо мал.

4) Зоны с разным типом водообмена. Геотермический метод позволяет определить глубину проникновения инфильтрационных вод, отделяющую предположительную зону с активным типом водообмена от зоны с замедленным. Соответственно выделяются стратиграфические толщи, нарушенные вертикальной фильтрацией и неравномерность фильтрации вод, определяются региональные и местные водоупоры.

5) Участки с локальными аномалиями гидрогеологической природы, обусловленными латеральным движением вод.

Результаты анализа термограмм

Согласно изложенным методам определены гидрогеологические характеристики Шугуровской и Куак-Башской площади Ромашкинского месторождения.

Анализ геотерм показывает, что верхняя часть осадочной толщи P_2 нарушена инфильтрацией поверхностных вод даже в областях региональной разгрузки. Это хорошо видно на гидрогеотермическом профиле рис. 2 и на рис. 3. Верхнепермские отложения промываются атмосферными водами (Рис. 1).

В случае инфильтрации, т.е. движе-

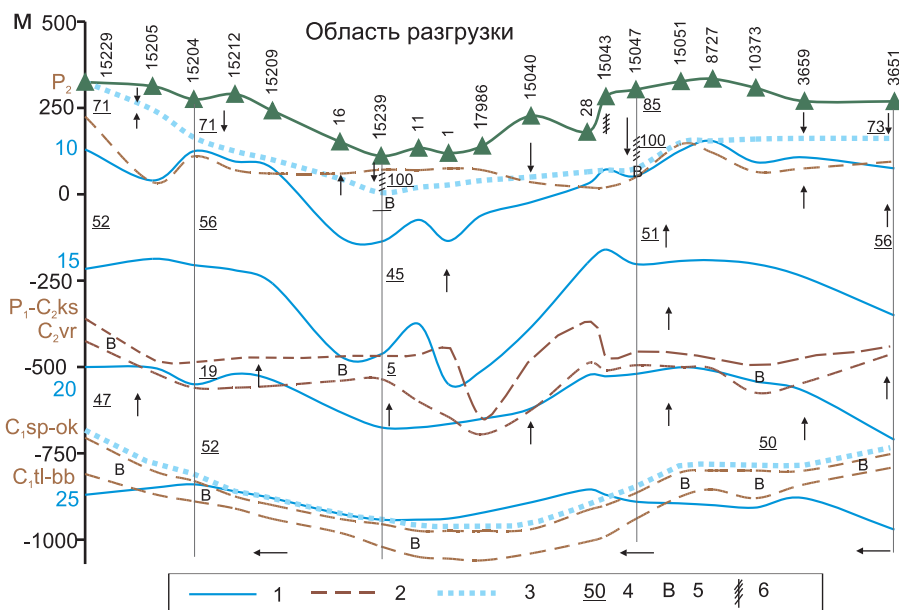


Рис. 2. Схематический гидрогеотермический профиль через Шугуровскую и Куак-Башскую площади. Масштаб 1:100000. 1 – изотермы, °С; 2 – границы отложений; 3 – границы зон активного и замедленного водообмена; 4 – степень гидрогеологической раскрытости, %; 5 – водоупор; 6 – высокопроницаемые толщи. Стрелками показано направление фильтрации.

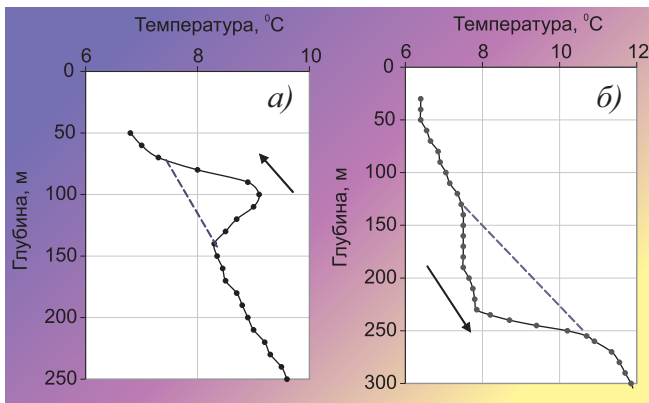


Рис. 3. Термограммы скважин: а) № 16 Шугурово, б) № 15047 Шугурово. Стрелками показано направление фильтрации воды.

ния вод сверху вниз, распределение температуры с глубиной имеет вогнутый характер. Фильтрационное движение снизу вверх фиксируется на геотермограммах участками, выпуклыми в отношении оси глубин. Разумеется, из рассмотрения должны быть исключены случаи (на основе анализа конвективного теплового потока), когда нелинейный характер геотермы отражает лишь изменение литологического состава. На рис. 3 приведены термограммы, иллюстрирующие эту закономерность.

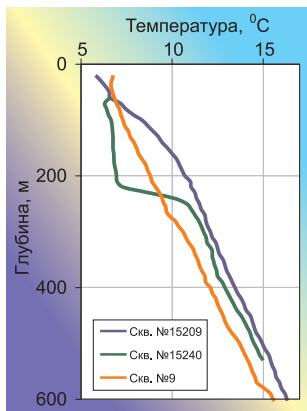


Рис. 4. Различный характер термограмм при наличии сверху непроницаемых (скв. №15209, Шугурово), слабопроницаемых (скв. №9, Шугурово) и проницаемых (скв. №15240, Шугурово) отложений.

которые зачастую приурочены к долинам рек. На рис. 2 представлен гидрогеотермический профиль через долину реки Шешма (село Шугурово). На нем хорошо прослеживаются отмеченные закономерности – «падение» изотерм в долине реки Шешма, резкое их поднятие в районе Куак-Баша и Шугурово, т.е. на участках повышенной трещиноватости и разломной тектоники.

В изменении степени гидрогеологической раскрытости пласта по площади определяющую роль играет структурно-тектонический фактор – своды и поднятия характеризуются высокими значениями степени гидрогеологической раскрытости пласта, а впадины и прогибы низкими. Этот вывод прекрасно согласуется с нашими данными (Рис. 2). На большей части геотермограмм в верхней зоне фиксируются слабо-проницаемые отложения с СГРП > 30 %. Естественно, такие отложения в какой-то сте-

Таким образом, совместный анализ значений конвективного теплового потока и формы геотерм позволяет точно выделить зоны питания и разгрузки подземных вод и установить локальные и региональные направления движения вод от областей нисходящей фильтрации к областям восходящего движения.

В региональном плане участки повышенной трещиноватости и разломной тектоники должны быть приурочены к зонам аномально высоких температур. Температурные максимумы разделяют участки пониженных температур,

пени предохраняют попадание загрязненных веществ с поверхности в водоносные пласты. Однако, часть термограмм показывает, что в ряде районов сверху залегают хорошо проницаемые отложения с СГРП > 90 % до определенных глубин. В этом случае мы можем наблюдать загрязнение водоносного пласта, а если районы загрязнения и выхода пласта на поверхность расположены достаточно близко друг от друга, то и загрязнение родников, колодцев и других водоносных точек. Поэтому, для расположения объектов потенциальных загрязнителей среды должны быть выбраны районы с минимальной величиной СГРП с поверхности и вглубь.

Как видно из рис. 2, граница, разделяющая зоны активного и замедленного водообмена, сильно варьирует по площади в зависимости от литологии коллекторских свойств пород, залегающих сверху. Особенно это хорошо видно по Шугуровской и Куак-Башской площадям, рис. 4. Водоупором является тульско-бобриковский горизонт. Верейские глины надежным водоупором здесь не являются, они проницаемы для инфильтрующихся вод.

Таким образом, геотермические методы в комплексе с другими методами также могут быть использованы для контроля над процессами, приводящими к загрязнению окружающей среды.

Литература

- Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. и др. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. М.: Недра. 1967. 424
- Непримеров Н.Н., Ходырева Э.Я., Елисеева Н.Н. Геотермия областей нефтегазоаккумуляции. Казань. Изд-во Казанского университета. 1983. 138.
- Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан). *Георесурсы*. №3(26). 2008. 10-12.
- Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов. *Автореф. дис. на соискание ученой степени д.г.-м.н.* Казань: Изд-во Каз. Унив. 2002. 34.
- Синявский Е.И. Роль подземных вод в формировании геотемпературного поля Татарского свода. *Научно-техн. совещание по геотермическим методам исследований в гидрогеологии. Тез. докл.* Москва. 1975. 61-62.
- Фролов Н.М. Гидрогеотермия. М.: Недра. 1976. 280.
- Подземные воды Татарии. Под ред. Королева М.Е. Казань. Изд-во Казанского государственного университета. 1987. 192.

I.S. Abrosimova. Research of water-bearing horizons by geothermal methods.

In this paper water-bearing horizons characteristics of Permian sediments are presented. Shugurovsky and Kuak-Bashsky areas of the Romashkinsky deposit are investigated by geothermal methods. Also it is shown that geothermal methods in a complex with other methods can be used at environmental planning.

Keywords: geothermy, water-bearing horizon, hydrogeological characteristics, Permian sediments.

Ирина Семёновна Абросимова

Аспирант физического факультета Казанского государственного университета. Научные интересы: геотермия, гидрогеология, физика Земли.

Физический факультет КГУ. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел.: (843)292-44-54.



ПЕТРОСТРУКТУРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Для определения направлений динамических напряжений пород кристаллического фундамента Татарского свода проведен структурно-петрографический анализ ориентации зерен кварца, возникшей под влиянием тектонического стресса с помощью метода Е.С.Федорова. Зерна кварца в метаморфических толщах являются чутким индикатором ориентировки стрессовых напряжений. Полученные результаты позволяют выявить азимутальное направление зон тектонической напряженности в породах фундамента. Тектоническая структура Татарского свода формировалась при существенном влиянии субгоризонтальных напряжений.

Ключевые слова: геодинамика, эволюция, фундамент, тектоника, стрессовое напряжение, порода, кварц, теодолитный метод, ориентировка зерен, сетка Вульфа, оптическая индикатриса.

В пределах Республики Татарстан по результатам глубокого бурения установлено широкое развитие в теле кристаллического фундамента различных зон деструкций, сложенных тонкодисперсным материалом, в котором существенная роль принадлежит тонкодисперсным глинистым минералам. Установление этих зон явилось стимулом для реализации комплексной программы глубокого бурения в Республике Татарстан с целью практической оценки перспектив нефтегазоносности его глубоких горизонтов (Муслимов, 2003), т.к. сохранение глинистого вещества в зонах деструкций больших глубин свидетельствует о специфических геодинамических и термодинамических условиях, соответствующих полю стабильности углеводородов.

Кристаллический фундамент Востока Русской плиты прошел сложную и длительную эволюцию, в ходе которой неоднократно менялись геодинамические режимы (Ситдигов, 1968; Муслимов, 2003; Ситдикова, 2005), что привело к формированию современного комплекса кристаллических пород. Важную роль в формировании этого комплекса имели режимы геодинамических напряжений субвертикальной и субгоризонтальной ориентировки, создавшие сложно дислоцированный комплекс кристаллических образований, отражающей различные этапы эволюции (Изотов, 1996).

С целью реконструкции режимов геодинамических напряжений в структуре кристаллического фундамента Татарского свода нами были предприняты попытка петроструктурного анализа и реконструкции палеогеодинамических напряжений по ряду скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину. Изучение тектонических напряжений в метаморфических толщах до сих пор проводилось на основании исследования направления трещиноватости по керновому материалу глубоких и сверхглубоких скважин этого региона, кливажа, выявления зон дробления и милонитизации, а также измерения углов падения реликтовой слоистости непосредственно по керну скважин. С целью более детального определения направлений динамических напряжений нами был проведен структурно-петрографический анализ ориентировки оптической индикатрисы зерен кварца, возникшей под влиянием тектонического стресса в тех же толщах с помощью метода Е.С.Федорова. Для этого были отобраны ориентированные образцы из серии высокоглиноземистых гнейсов и кристаллосланцев по ряду скважин, расположенных в периферичес-

ких частях Татарского свода, испытавших максимальные геодинамические напряжения (Ситдикова, 2005).

Суть этих исследований заключается в том, что зерна кварца в метаморфических толщах являются наиболее чутким индикатором ориентировки стрессовых напряжений, тем самым могут являться индикаторами ориентировки тектонических напряжений в породах фундамента, связанных с возникновением зон деструкции, дробления и милонитизации (Ферберн, 1949).

Известно, что кварц имеет каркасную кристаллическую структуру, характеризующуюся при повышенных давлениях высокой вязкостью, чем и объясняются такие явления как пластическое течение кварца при высоких давлениях с появлением гранулитовых структурных форм, характеризующихся блочным строением, о чем свидетельствует волнистое и блочное погасание при исследовании их в прозрачных шлифах. Такой тип блочности отдельных минералов, в частности кварца, изучен по керну ряда сква-

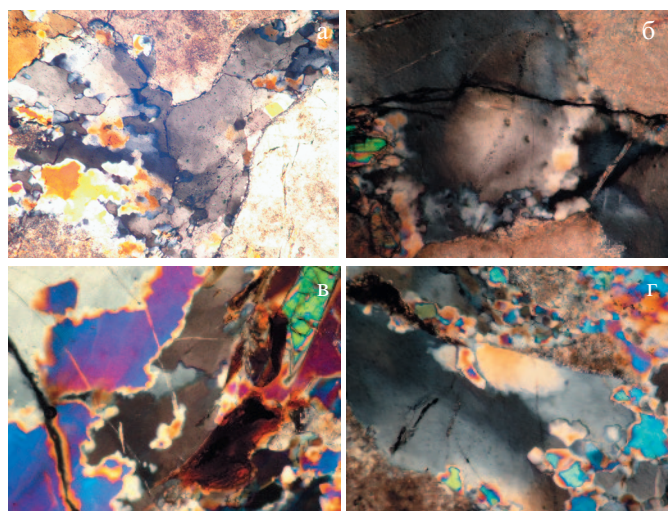


Рис. 1. Сква.20009, Ново-Елховская. Микроструктурные особенности выделений кварца: а) окварцованный бластомилонит по биотит-силлиманитовому гнейсу, сильноизмененный, участками милонитизированный, инт.4907,4 – 4911,6м; б) биотит-силлиманитовый плагиогнейс с участками милонитизации и карбонатизации. Кварц I генерации деформирован, кварц II генерации – тонкозернистый, в участках интенсивного дробления, инт.5086,0 – 5088,0м; в) сильно милонитизированный биотит-силлиманитовый гнейс. Кварц I генерации с блочным погасанием, инт.5255,7 – 5258,7м; д) бластомилонит по биотит-силлиманитовому гнейсу, две генерации кварца, инт.5278,0 – 5279,0м.

жин, вскрывших породы кристаллического фундамента, например в скв.20009 Ново-Елховской, 678 Тлянчи-Тамакской, 20002, 183, 663, 2092 и др., где мозаичное и волнистое погасание проявляется в зернах кварца первой генерации.

В зонах интенсивных стрессовых напряжений зерна кварца характеризуются микроструктурными особенностями, в частности, они прослеживаются по скв.20009 Ново-Елховской (Рис. 1). Данные проведенных оптико-микроскопических исследований свидетельствуют, что в зонах напряжений фундамента Татарского свода развит кварц двух генераций: кварц I генерации изометричной формы, более крупнозернистой структуры, часто он деформирован, с волнистым и блочным погасанием; кварц II генерации более поздний тонкозернистый и приурочен к участкам интенсивного дробления пород.

Для петроструктурного изучения ориентировки и деформации зерен кварца был использован Федоровский метод определения ориентировки оптических осей одноосных минералов (Саранчина, 1963). Отсутствие определенной ориентировки или связь ее со структурами течения может указывать на характер деформаций, связанных со стадией последней складчатости и метаморфизма. Работы такого рода, принадлежащие Х.В.Ферберну (1949) и Н.А.Елисееву (1953) показали надежность применения петроструктурного метода для диагностики тектонитов – пород, подвергнутых тектоническим напряжениям.

С целью проведения анализа были отобраны и изготовлены ориентированные шлифы из пород высокоглиноземистой серии (гнейсов и кристаллических сланцев). Заметим, что керновый материал не имел ориентировки по странам света, но вертикальная ориентировка была обозначена четко. Отобранные образцы имеют метаморфическую полосчатость под углами $60 - 80^\circ$, относительно которой и ориентировались плоскости шлифов. В процессе дальнейшего накопления материала ориентировка углов падения и сланцеватости может быть установлена, и тогда достоверность измерений субгоризонтальной ориентировки кварцевых зерен, проведенных нами по большому количеству замеров, многократно может возрасти, т.к. позволит выявить точное азимутальное направление тектонического стресса (или динамометаморфизма) при возникновении зон тектонической напряженности в породах фундамента.

Данные региональных геофизических исследований, осуществляемые методом ОГТ, свидетельствуют, что зоны стрессовых напряжений имеют субгоризонтальное положение (Трофимов, 1994). По данным ОГТ можно констатировать, что они имеют широкое распространение, как по глубине, так и по площади кристаллического фундамента. К сожалению, все изученные скважины входят в профили ОГТ. Проведение петроструктурного анализа по керновому материалу глубоких скважин Южно-Татарского свода может существенно дополнить данные определения ориентировки стрессовых напряжений пород.

Проведенные исследования свидетельствуют, что в краевых зонах фундамента Татарского свода породы отличаются преимущественно субгоризонтальной

ориентировкой зерен кварца, несмотря на сложную пликативную дислоцированность пород. Как показывают исследования по скв.663 (Рис. 2а, б) в западной части Татарского свода, на вертикальном срезе зерна кварца ориентированы в основном вдоль горизонтальной оси, что свидетельствует о преобладании субгоризонтальных нагрузок.

Далее на восток в область центральных частей Татарского свода (скв.2092, инт.1943,7 – 1947,7м) узор ориентировки оптических осей кварца существенно меняется (Рис. 2в, г). Несмотря на широкие отклонения от субгоризонтальной ориентировки, тем не менее, она сохраняется в пределах конуса до $35 - 40^\circ$ как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Узор ориентировки становится более расплывчатым и свидетельствует о статистически коническом распределении оптических осей кварца.

В той же скв.2092 но ниже по разрезу (инт.2066,8 – 2071,8м) узор оптических осей кварца существенно изменяется (Рис. 2д, е). Разброс ориентировки оптических осей становится в более узких пределах до 30° , но уже концентрированный в субвертикальном направлении от $+40^\circ$ до -40° .

В восточной части Татарского свода (скв.183), расположенной практически на границе Татарского свода и Камско-Бельского авлакогена субгоризонтальная ориентировка существенно дополняется субвертикальной (Рис. 2ж, з). При этом, в том и в другом случае разброс реализуется в пределах $\pm 40^\circ$ как по вертикали, так и по горизонтали.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что, несмотря на существенный разброс ориентировки оптических осей кварца, как индикатора ориентировки динамических напряжений, они концентрируются в пределах узкой субгоризонтальной зоны. Учитывая статистический характер распределения оптических осей кварца в изученных метаморфизованных породах можно сделать вывод о том, что последние этапы тектонических напряжений в структуре Татарского свода протекали под преимущественным влиянием субгоризонтальных напряжений. Полученный вывод существенным образом дополняет приведенный выше вывод сейсмопрофилирования, по данным которого зоны деструкций в теле фундамента имеют субгоризонтальную ориентировку, т.е. формирование этих зон деструкций происходило при активном влиянии субгоризонтальных напряжений возникновение которых связано, как это отмечалось ранее, с преобладанием горизонтальной составляющей напряжений при взаимодействии крупных блоков фундамента.

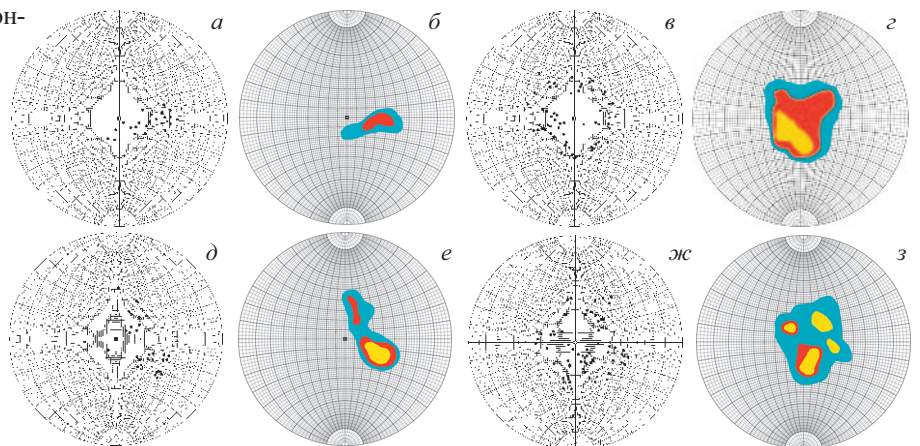


Рис. 2. Ориентировка оптической индикатрисы зерен кварца образцов на сетке Вульфа. а, б – скв.663, инт. 2126,0 – 2130,0м; в, г – скв.2092, инт.1943,7 – 1947,7м; д, е – скв.2092, инт.2066,8 – 2071,8м; ж, з – скв.183, инт. 2680,6 – 2683,9м.

ТЕПЛОЙ ПОТОК В СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ БАСЕЙНАХ ЕВРАЗИИ – СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Анализируется распределение геотермического поля в Прикаспийской, Припятской и Северо-Германской впадинах. Эти структуры характеризуются широким распространением эвапоритовых толщ позднепалеозойского возраста, которые испытали галокинез из-за тектонической и гравитационной неустойчивости, что привело к формированию соляных куполов и штоков. На границе куполов и вмещающих пород происходит рефракция теплового потока, обусловленная контрастом теплопроводности между эвапоритами и терригенными породами межкупольных зон. Это главная причина изменчивости теплового потока по латерали и по глубине в солянокупольных бассейнах. Отмечена тесная пространственная корреляция зон повышенных температур в недрах осадочных пород с проявлениями нефтегазоносности, что подтверждается результатами 2D- и 3D-моделирования геотермического поля. Отмечавшаяся ранее связь локализации месторождений нефти и газа с глубинными разломами в пределах изученных впадин, создает предпосылки для рассмотрения геотермического поля как генетического фактора, формирующего тектонические и ресурсные особенности солянокупольных бассейнов.

Ключевые слова: геотемпературное поле, тепловой поток, теплопроводность, солянокупольный бассейн, моделирование, нефтегазоносность.

Соленосные толщи составляют значительный объем осадочных отложений многих седиментационных бассейнов мира. Это уникальные по генезису и условиям залегания толщи, интенсивное формирование которых происходило на протяжении всего фанерозоя: от кембрия до современного времени. Около половины нефтегазоносных областей приурочены к солеродным бассейнам. В их пределах широко распространены также термальные и промышленные воды и рассолы, сосредоточены колоссальные объемы галита и сильвинита, отмечаются месторождения серы, гипса и других полезных ископаемых. Совершенно понятно, почему, несмотря на длительную историю и достигнутые успехи в изучении солеродных

бассейнов, интерес к их теоретическому изучению и практическому освоению всё возрастает. Важное место в этих исследованиях принадлежит геотермии.

В данной работе мы рассмотрели особенности теплового поля и его связь с историей развития и нефтегазоносностью трех солеродных бассейнов Северной Евразии: Прикаспийского, Припятского и Северо-Германского. Они наиболее полно изучены методами бурения и геофизическими методами, в том числе, геотермическими.

В осадочном чехле этих бассейнов вскрыты эвапориты девонского (Припятская впадина) и пермского (Прикаспийская, Северо-Германская впадины) возраста, имеющие форму куполов и штоков вследствие тектонической

Окончание статьи Л.М. Ситдиковой, О.Г. Сониной «Петроструктурные исследования пород...»

Изучение вещественного состава и выявления существующей анизотропии физических свойств зон стрессовых напряжений Татарского свода имеет большое научное и практическое значение для построения адекватных моделей строения земной коры и интерпретации комплекса ГИС глубоких и сверхглубоких скважин, а также для интерпретации результатов региональных геофизических и сейсмогеологических исследований, полученных, в частности, методом ОГТ и широко используемых в настоящее время для изучения глубоких горизонтов земной коры.

Литература

- Елисеев Н.А. *Метаморфизм*. М. Недра. 1963. 387-388.
 Изотов В.Г. Основные типы пород и их петрографическая характеристика. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: Дента. 1996. 215-250.
 Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке. *Георесурсы*. 4(12). 2003. 2-5.
 Саранчина Г.М. Федоровский метод. Изд. ЛГУ. 1963.
 Сейферт К. Структурная геология и тектоника плит. Мир. 1991.
 Ситдинов Б.С. Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 1968. 435.
 Ситдикова Л.М. Зоны деструкции кристаллического фундамента Татарского свода. Изд. КГУ. 2005. 146.
 Трофимов В.А. Сейсморазведка МОГТ при изучении строения докембрийского фундамента Русской плиты. М. Недра. 1994. 90.
 Ферберн Х.В. Структурная петрология деформированных горных пород. ИЛ. 1949.

L.M.Sitdikova. O.G. Sonina. Petrographic analysis of basement rocks of South Tatarstan arch.

For definition of directions of dynamic pressure of the crystal base rocks of the Tatar arch the structurally-petrographic analysis of orientation of the quartz grains was carried out. Such an orientation arises under the influence of tectonic stress. Petrostructural analysis was carried out by means of E.S.Fedorov's theodolite table. Quartz grains in metamorphic rock mass are the most sensitive indicator of orientation of stressful pressure. The received results allow to reveal an exact azimuth direction of zones of tectonic intensity in rocks of the base. Tectonic pressure in structure of the Tatar arch proceeded under primary influence of subhorizontal tension.

Keywords: geodynamics, evolution, base, tectonics, stressful pressure, rock, quartz, theodolite method, grains orientation, Wolf grid, optical indicatrix.

Ольга Геннадьевна Сони́на

студент каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: петрология, минералогия глубоких горизонтов земной коры, рентгенография и электронная микроскопия наноминеральных комплексов зон деструкций и нефтеносных формаций.

Казанский государственный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс (843)238-84-71.

и гравитационной неустойчивости. Они представлены в основном каменной солью с редкими включениями сульфатов и прослоями разной мощности сульфатно-терригенных пород – аргиллитов, песчаников и ангидритов. Углы падения на бортах этих куполов изменяются от нескольких градусов до 75° . Местами соль полностью выжата из межкупольных зон и перемещена в тело соляных массивов.

Купола, как правило, прорывают вышележащие отложения. В одних случаях из-за прекращения роста куполов вышележащие породы остаются в горизонтальном залегании, в других – рост продолжается и образуется флексурообразный наклон надсолевых слоев, форма которого зависит от продолжительности и скорости подъема соли. Говоря о форме куполов в плане, можно установить, что их округлая форма характерна для центральных частей впадин, а удлиненная – для ее бортовых зон (Журавлев, 1972).

Теплопроводность каменной соли очень высока $5,0 - 5,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, значительно превышая теплопроводность вмещающих терригенных пород – $1,6 - 2,0 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$. Такой сильный контраст теплопроводности при сосуществовании со структурно-геологическими неоднородностями обуславливает заметное перераспределение глубинного теплового потока. Он концентрируется в теле соляных куполов и, соответственно, разряжается в межкупольных зонах.

Таким образом, рефракция теплового потока – эта главная причина неоднородности теплового поля в солянокупольных впадинах. Анализируя эмпирические данные, можно видеть, что положительные аномалии теплового потока над соляными куполами создаются, в основном, за счет структурно-теплофизических неоднородностей и присутствия «теплопроводов» – толщ каменной соли. Количественные оценки других возможных причин появления аномалий (генерация тепла за счет радиоактивного распада и экзотермических реакций, выделение тепла при трении во время роста куполов, а также за счет теплопереноса при галокинезе) показали, что их влияние, пересчитанное в значения теплового потока, не превышает погрешности наблюдений.

Проведем более подробный анализ геотермического поля каждого из бассейнов.

Прикаспийский бассейн

Бассейн традиционно выделяется в границах солянокупольной области. Его северо-западным ограничением служит предкунгурский тектоно-седиментационный уступ с амплитудой до 1500 м, который протягивается в субмеридиональном направлении от г.Котельниково на юге до Саратова на севере, а далее резко поворачивает на восток, проходя по широте Уральска до Оренбурга. С востока впадина ограничена складчатыми структурами Урала, с юго-востока – Южно-Эмбинским палеозойским приразломным поднятием и с юго-запада – Донбасс-Туаркырской системой инверсионных поднятий (Хуторской и др., 2004). В этих границах впадина сформировалась как замкнутый бассейн только к концу ранней перми, когда были образованы орогенный пояс Урала на ее восточных границах и инверсионное поднятие на месте Донбасс-Туаркырской рифтовой системы. До этого западная половина впадины была составной частью осадочного бассейна, непрерывно развивавшегося с позднего рифея, а юго-восточная часть являлась вплоть до начала девона частью крупной орогенной области. В девоне и раннем карбоне

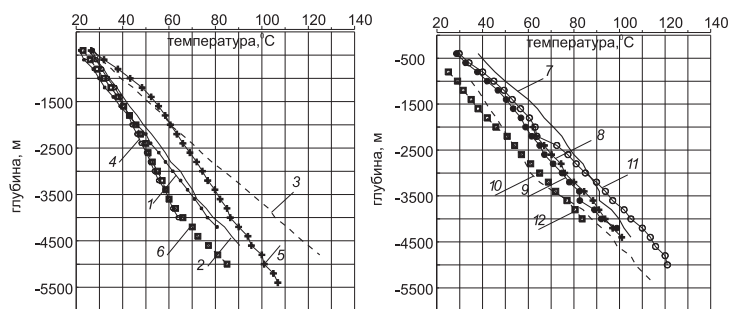


Рис. 1. Термограммы некоторых глубоких скважин в Прикаспийской впадине. Скважины: 1 – Блаксай-89п; 2 – Каратюбе-34; 3 – Каратюбе-35; 4 – Кумсай-2; 5 – Бишкжал-СГ2; 6 – Курсай-4; 7 – Терескен-1п; 8 – Тепловская-1п; 9 – Зап.-Тепловская-2п; 10 – Ташлинская-25п; 11 – Аралсорская-СГ1; 12 – Хобдинская-1.

всю территорию впадины занимала обширная область седиментации, которая в палеогеографическом отношении представляла собой шельфовую окраину глубоководного бассейна окраинноморского типа. Последний располагался перед фронтом зоны субдукции, разделявшей Восточно-Европейский континент и Уральский океан.

Геотермические исследования в скважинах Прикаспийской впадины начали проводиться еще в довоенные годы при разведке Южно-Эмбинской нефтеносной провинции. Здесь, на месторождениях Доссор, Таскудук, Макат, Сагиз и некоторых других в 1938 – 1940 гг. были измерены температуры в скважинах до глубины 2 км. Первые же обобщения термометрических данных позволили сделать вывод о неоднородности геотермических градиентов и о приуроченности повышенных их значений к антиклинальным, а пониженных – к синклиналим структурам (Ковнер, 1941). Несколько позже С.С. Ковнер, на примере Южно-Эмбинских структур (Ковнер, 1947) дал теоретическое обоснование применению терморазведки для поисков погребенных куполов.

Несмотря на массовую термометрию скважин Прикаспийской впадины, обобщений таких данных относительно мало. Можно указать на работы И.Б.Дальяна, Ж.С.Сыдыкова и др. по восточной части впадины (Гидрогеотермические условия..., 1977; Дальян, Посадская, 1972; Дальян, Сыдыков, 1972), В.С.Жеваго – по центральной и восточной частям впадины (Жеваго, 1972), А.В.Дружинина – по западной части (Дружинин, 1961).

Основной объем данных по геотермии региона был собран в процессе подготовки Геотермической карты СССР масштаба 1:5 млн (Геотермическая карта СССР, 1972) и находился в архивах бывшей Лаборатории геотермии Геологического института АН СССР в виде копий термограмм. Этот материал, а также данные, опубликованные позднее, явились основой для наших исследований.

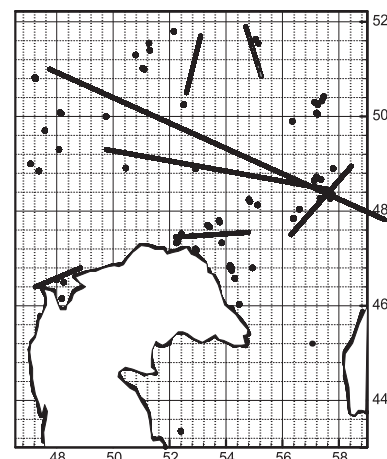


Рис. 2. Схема расположения скважин и профилей ГСЗ, использованных для трехмерного моделирования.

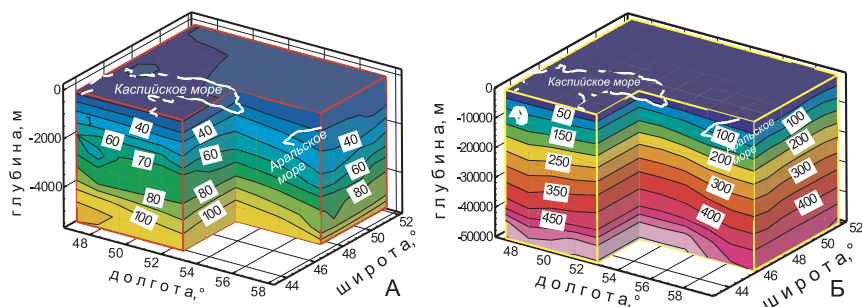


Рис. 3. Трехмерные модели распределения глубинных температур в Прикаспийской впадине: А – в интервале бурения скважин (0 – 5км), Б – в земной коре (0 – 50км).

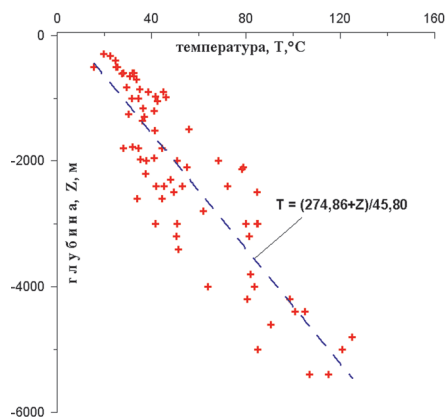


Рис. 4. Зависимость температуры на забое скважин от их глубины.

В результате первичной обработки данных термического каротажа была сделана отбраковка некондиционных наблюдений в невыстоявшихся скважинах, географическая привязка и оцифровка остальных данных, анализ литологических обстановок, вскрытых скважинами. Все это завершилось созданием базы данных по геотемпературным измерениям с графическим приложением, которая включала информацию о температурах в 115 скважинах региона, в том числе в 16 глубоких (4 и более км) (Рис. 1).

Структурно-теплофизические неоднородности создают в пределах Прикаспийской впадины латеральные и вертикальные вариации геотермического градиента и плотности теплового потока, поэтому оценка их фоновых значений должна идти по пути детального рассмотрения особенностей температурного поля буквально в каждой скважине. Следует также учесть мозаичный характер тектонических неоднородностей во впадине, особенно, в ее наиболее обширной центральной части, выделяемой как Центрально-Прикаспийская депрессия. Здесь купола имеют округлую форму, поэтому применение к ним методов двумерной аппроксимации теплового поля вносит априорную погрешность. В первом приближении двумерная аппроксимация распределения параметров теплового поля возможна лишь в прибортовых частях впадины, где

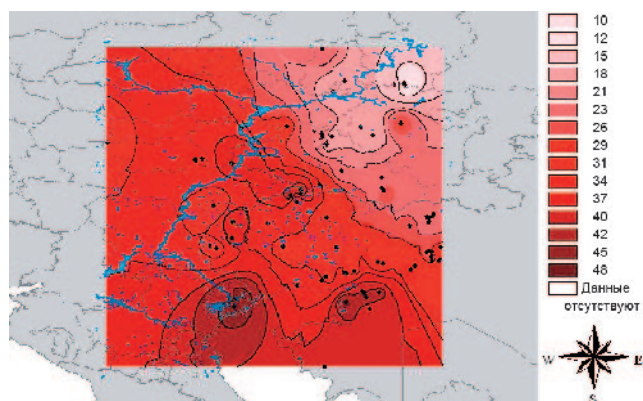


Рис. 5. Распределение температур на глубине 1000 м в Волго-Уральской провинции по данным термометрии скважин.

преобладающие соляные структуры – это соляные валы и гряды (Дальян, Посадская, 1972). В связи с этим, мы применили методы трехмерного моделирования и отображения геотермического поля для всей территории Прикаспийской впадины.

Основой для построения картины распределения температур и других геотермических параметров явились данные о термометрии скважин и измерения теплопроводности основных литологических групп: терригенных пород, сульфатов, галита, вскрытых при бурении.

Для построения изотерм в трехмерной геометрии были использованы скважины с наиболее надежными (равновесными) данными о распределении глубинных температур. Расположение этих скважин показано на рис. 2.

Метод построения трехмерной картины распределения температур и геотермических градиентов основан на использовании геоинформационной технологии TECPLOT v.7.0-10.0 (AMTEC Engineering Inc., USA). В дополнение к ней нами были разработаны специальные модули для конвертации термометрических данных в формат TECPLOT (Хуторской и др., 2000). Программа позволяет проводить объемную интерполяцию наблюдаемого поля. Трехмерная интерполяция проводится по сетке произвольной конфигурации. В нашем случае была использована неравномерная сетка, «привязанная» к координатам скважин и к простиранию сейсмических профилей, вдоль которых выполнялись двумерные расчеты глубинных температур (Сейсмические модели..., 1980). Параметры интерполяции задавались так, чтобы избежать необоснованных фактическими данными скачков глубинных температур в межскважинном и межпрофильном пространстве.

Из анализа рис.3А видно явное повышение температуры на глубинных срезах с северо-востока на юго-запад. Так, в восточной части впадины на границе с Мугуджарми, температуры на глубине 2 и 3 км составляют, соответственно, 40 – 45 и 60 – 65°C, а в районе Южной Эмбы и Мангшшлака на тех же глубинах – 55 – 60 и 70 – 75°C. Это в первом приближении согласуется с выводом о снижении теплового потока в восточной части впадины, причиной которого являются нестационарные процессы экранирования глубинного теплового потока, проявившиеся

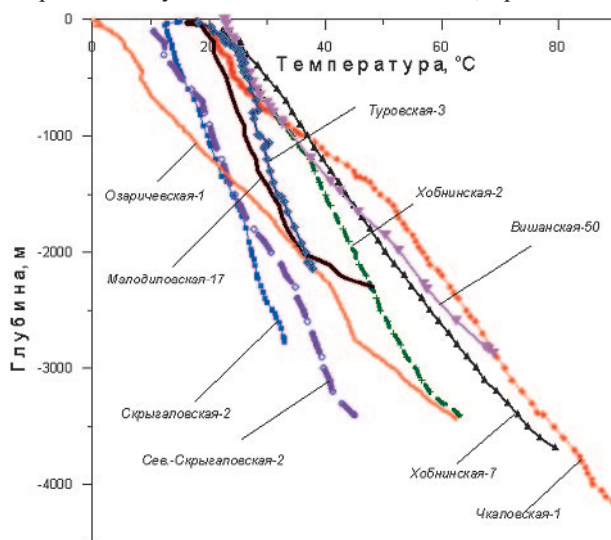


Рис. 6. Термограммы глубоких скважин Приятского бассейна.

на Южном Урале и в Мугоджарах (Хуторской, 1996).

Другая трехмерная температурная модель была рассчитана для интервала глубин 0–50 км, включающего всю кору в Прикаспийской впадине (Рис. 3Б). Для ее построения мы использовали данные о структуре и пластовых скоростях сейсмических волн вдоль профилей в пределах впадины (Булин, Егоркин, 2000; Неволин и др., 1993; Осадочный чехол..., 1984; Сейсмические модели..., 1980).

В соответствии с сейсмическим разрезом были приняты значения теплофизических свойств пород, которые использовались для расчета значений глубинных температур и теплового потока (Табл. 1).

Как видно из таблицы, основными контрастными комплексами в разрезе являются соль и эклогиты. Появление последних в низах коры является отличительной особенностью Центрально-Прикаспийской депрессии (Волож, 1991). Эклогиты ассоциируются с линзой высокоскоростных пород (7,9–8,1 км/с) мощностью до 10 км*. При моделировании на нижней границе разреза принимались граничные условия второго рода, т.е. задавался постоянный тепловой поток, значение которого было адекватно измеренному фоновому значению в глубоких скважинах этого региона за вычетом радиогенной теплогенерации в земной коре (Табл. 1). Этот

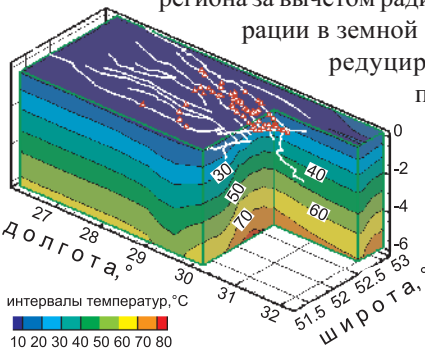


Рис. 7. Температурная модель земной коры Припятской впадины: линиями показано простираие глубинных разломов, треугольники – месторождения нефти.

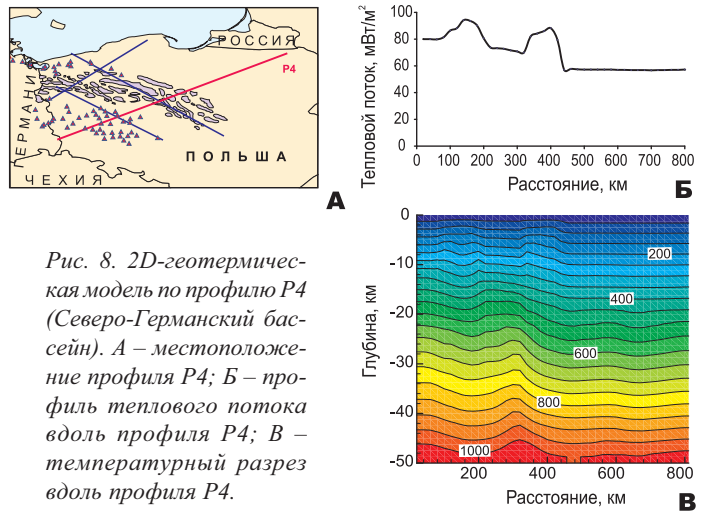
редуцированный тепловой поток составлял 23 мВт/м². На верхней границе задавалась постоянная температура – температура «нейтрального слоя», которая была рассчитана из анализа зависимости забойных температур от глубины скважин

(Рис. 4). Линейный фитинг данных позволил вывести формулу регрессии (Хуторской, Поляк, 2000), связывающую температуру (Т) и глубину забоя (Z): $T = (274,86 + Z) / 45,80$.

Если принять Z = 0, то T = 6°C. Примерно такая температура была реально зафиксирована на «нейтральном слое» (на глубине 20–30 м) при термозондировании. С помощью регрессионной зависимости было рассчитано значение среднего геотермического градиента в интервале глубин скважинных измерений (21,8 мК/м). На боковых границах области моделирования соблюдалось условие отсутствия латерального оттока тепла, т.е. $\partial T / \partial x = 0$.

Моделирование проводилось с помощью программного комплекса TERMGRAF, который позволяет в нестационарном режиме с помощью метода конечных элементов рассчитывать глубинные температуры и тепловые потоки при любой геометрии структурных границ и любом количестве теплофизических контрастов (Хуторской, 1996).

*Заметим, что ассоциация линзы высокоскоростных пород с эклогитами неоднозначна. Есть и другое объяснение существования высокоскоростной линзы, например, появление слэба океанической коры Уральского палеоокеана в низах коры впадины в результате субдукции.



Построение трехмерной матрицы температур основано на объемной интерполяции всех численных данных, т.е. измерений по скважинам и расчетных геотермических данных по сейсмическим профилям. Как показало сравнение эмпирических и расчетных данных для скважин, лежащих на линии профилей или для створов пересечений профилей, невязка в определении глубины нахождения одноименных изотерм весьма невелика, всего ±50 м при глубинах до 5 км или ±150 м при глубинах до 40 км. Таким образом, относительная погрешность модельной аппроксимации фактических данных не превышает 1%.

Температуры в земной коре до глубины 50 км проявляют ту же тенденцию, что и в интервале бурения скважин, т.е. они плавно увеличиваются в юго-западном направлении (Рис. 3Б). В восточной части впадины на границе М температура составляет 400°C, т.е. такая же как и под складчатыми сооружениями Южного Урала и Мугоджар (Хуторской, 1996), а в Центрально-Прикаспийской депрессии, и особенно в районе Южной Эмбы, на М достигается температура 450–500°C.

От меридиана Мугоджар в западном направлении изотермы, поднимаясь, образуют несколько куполов, вершины которых приурочены к районам Южной Эмбы, сора Мертвый Култук и Северного Мангышлака, а также Астраханского и Бузулукского сводовых поднятий (Рис. 5). Заметим, что отмечавшаяся нами ранее пространственная корреляция температурных куполов и зон промышленной нефтегазоносности в Печорском бассейне Баренцева моря и в Южно-Карской впадине (Хуторской и др., 2003),

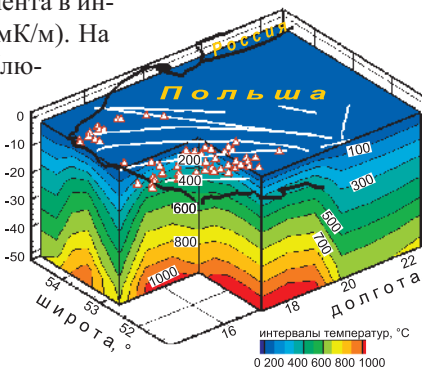


Рис. 9. Температурная модель восточной части Северо-Германского бассейна (Польский бассейн): линиями показано простираие глубинных разломов, треугольники – месторождения нефти.

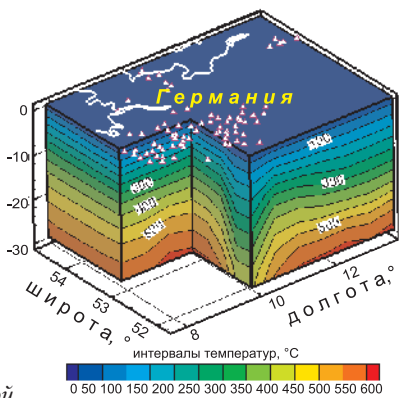


Рис. 10. Температурная модель западной части Северо-Германского бассейна: треугольники – месторождения нефти.

проявляется и в данном случае, т.к. названные районы России и Республики Казахстан – это районы интенсивной добычи углеводородного сырья.

Припятский бассейн

Бассейн расположен в одноименном прогибе между Белорусской и Воронежской антеклизмами и разделяющей их Жлобинской седловиной – на севере и Украинским щитом – на юге. Протяженность его в субширотном направлении составляет 280 км и ширина до 150 км. Он входит в состав планетарного пояса разломов – Сарматско-Туранского линеамента, простирающегося в северо-западном направлении от отрогов Гиссарского хребта на востоке, проходя южнее Прикаспийской впадины, до Подляско-Брестского прогиба – на западе (Айзберг и др., 1971). Этот линеament как бы соединяет два крупнейших соленосных бассейна – Восточно- и Западно-Европейские.

Припятский прогиб ограничен с севера и юга мантийными разломами. Внутри него прослеживается ряд субширотных разломов, некоторые из них, особенно в северной части, имеют мантийную природу (Айзберг и др., 2007).

Прогиб сформировался в позднем палеозое. Он выполнен, главным образом, отложениями от среднедевонского до среднетриасового возраста. Максимальная мощность платформенного чехла составляет 5,5 – 6 км. В разрезе чехла выделяется две соленосные толщи верхнедевонского возраста – нижняя и верхняя, разделенные карбонатно-глинистой межсолевой толщей. Наибольшее развитие получила верхнесолевая толща. Ее максимальная мощность, достигающая 3 км, установлена вблизи северного борта прогиба (Айзберг и др., 2007). В центральной части мощность колеблется от 0,6 до 2,5 км, на юге она составляет 0,7 – 2 км. Мощность нижней соленосной толщи в несколько раз меньше, чем верхней. Верхняя солевая толща, в отличие от нижней, характеризуется ярко выраженной соляной тектоникой с хорошо развитыми соляными куполами, штоками и валами.

Накопление эвапоритовых толщ происходило в глубоководном трансгрессирующем море. Сопровождалось активными блоковыми подвижками по субширотным разломам и проявлением вулканической деятельности в северо-восточной части прогиба и в прилегающих районах. Здесь сформировались осадочно-вулканогенные и щелочно-базальтовые формации, синхронные по времени образования с эвапоритовыми толщами (Геология Беларуси, 2001).

Таким образом, история развития, геологическое строение, характер разломной тектоники Припятского прогиба позволяют считать, что морской бассейн был средой для осадконакопления не только продуктов сноса материала с окружающей суши, но и в значительной мере глубинного вещества, поступающего в бассейн по проницаемым разломам, особенно в периоды накопления соленосных толщ. Некоторые разломы проявили свою активность не только в процессе развития Припятского прогиба, но и сохраняют ее до настоящего времени, что отражается в характере геотермического поля.

Геотермическая характеристика прогиба основывается на многочисленных измерениях температуры в скважинах (более 200 глубоких скважин). Основная часть скважин располагается в северной зоне прогиба. В меньшей степени изучен юг рассматриваемой структуры. В большинстве из них выполнен расчет теплового потока (Пар-

хомов, 1985; Цыбуля, Левашкевич, 1990). На рис. 6 приведены термограммы, измеренные в разных зонах: северной, центральной и южной. Можно видеть отличие конфигурации термограммы северной зоны (скв. Вишанская, Чкаловская, Озаричевская) от двух последних, что свидетельствует о различии в геотермической обстановке. Это находит отражение и в плотности теплового потока. Так, в южной прибортовой зоне он составляет в среднем 45 – 50 мВт/м², а в северной – 60 – 75 мВт/м².

Причины различия фоновых значений тепловых потоков в северной и южной частях прогиба обсуждаются в работе (Цыбуля, Левашкевич, 1990). Авторы придают большое значение процессам рефракции теплового потока в условиях структурно-теплофизических неоднородностей и считают этот фактор решающим при объяснении латеральных вариаций в пределах одной и той же зоны. Например, на Речицком и Первомайском соляных куполах над апикальной и в прибортовой их частях тепловой поток достигает, соответственно, 124 и 106 мВт/м² при фоновом тепловом потоке для всей зоны – 75 мВт/м². Однако, рассматривая вариации фонового теплового потока между зонами, отмечается различный вклад радиогенной теплогенерации и разная степень проницаемости глубинных разломов для флюидов, создающий дополнительный адвективный приток тепла. Расчеты вклада радиогенного тепла показывают, что в северной части прогиба он составляет 29 мВт/м², а в южной – 13 мВт/м². Такие заметные различия радиогенной компоненты теплового потока объясняются, во-первых, величиной удельной теплогенерации (0,5 – 1,0 мкВт/м³ – в южной зоне, 1,5 – 2,0 мкВт/м³ – в северной зоне), во-вторых – утолщением гранитно-метаморфического слоя коры, дающего основной вклад в радиотеплогенерацию, именно в северной зоне прогиба. Остальная и большая часть фоновой величины теплового потока генерируется за счет его поступления из мантии и из нижней коры по проницаемым глубинным разломам, частота встречаемости которых в северной части прогиба заметно выше. Судя по геофизическим данным, эти глубинные разломы дренируют мантию.

В Припятском бассейне отчетливо видна связь соляных структур с разломами подсолевого ложа (Айзберг и др., 2007). Подавляющее большинство верхнефранских и верхнефаменских соляных поднятий являются приразломными, располагаясь в поднятых крыльях разломов.

К настоящему времени в Припятском бассейне установлено 69 нефтяных месторождений. Залежи приурочены в основном к подсолевым (преимущественно карбо-

Структурно-формационный комплекс	Температуропроводность, $\rho \cdot 10^{-7}$ (м ² /с)	Теплопроводность, (Вт/(м·К))	Теплогенерация, (мкВт/м ³)
Надсолевой комплекс терригенных пород	5,0	2,0	1,5
Каменная соль	12,0	5,3	0,4
Подсолевой комплекс терригенных пород	7,0	2,3	1,3
Метаморфический комплекс (v _{гр} =6,6 км/с)	8,0	2,5	1,5
Геофизический гранитно-метаморфический слой	6,0	2,5	1,8
Геофизический базальтовый слой	8,0	2,9	0,3
Эклогиты	10,0	3,2	0
Верхняя мантия	10,0	3,4	0

Табл. 1. Теплофизические параметры.

натным) и межсольевым отложениям. Одной из характерных особенностей нефтеносности является приуроченность большинства месторождений к северной зоне структурных ступеней. Здесь развита система из четырех региональных разломов мантийного заложения, падающих на юг. Вдоль Северного краевого мантийного разлома открыты Прохоровское, Судовицкое, Березинское и Отрубовское месторождения. В непосредственной близости от этого разлома, вдоль Оземлинско-Первомайского глубинного мантийного разлома установлены Оземлинское, Южно-Оземлинское, Первомайское, Западно-Александровское и Южно-Александровское месторождения. Еще южнее, вдоль Речицко-Вишанского глубинного мантийного разлома расположены Восточно-Дроздовское, Борисовское, Вишанское, Давыдовское, Сосновское, Осташковичское, Тишковское и Речицкое месторождения. Еще семь месторождений открыты на опущенном крыле этого разлома. В зоне Червонослободского регионального мантийного разлома установлены Октябрьское, Северо-Домановичское, Казанское, Золотухинское, Малодушинское, Барсуковское и еще ряд небольших месторождений.

Важно отметить, что нефтяные месторождения приурочены к глубинным разломам субширотной ориентации и сосредоточены, главным образом, в пределах аномалии высоких тепловых потоков северной зоны. Впервые на взаимосвязь нефтеносности осадочного чехла и геотемпературного поля обращено внимание в работе (Гарецкий и др., 1990). Авторы отмечали заметное повышение температур в Северной разломной зоне по сравнению с Южной бортовой разломной зоной. Это превышение по данным термометрии составляло 20 – 25°C на одноименных глубинах. В пределах самой Северной разломной зоны температура возрастает с запада на восток.

Количественная оценка температурного поля в Припятском бассейне проведена нами на основе трехмерного моделирования геотемпературного поля, технология которого была описана выше. Основой для построения 3D-моделей явились данные о температурах в скважинах и теплопроводности горных пород (Атрощенко, 1975; Хуторской и др., 2003; Цыбуля, Левашкевич, 1990). Теплофизическая структура задавалась на основании результатов сейсмических профилирования и зондирования методами ГСЗ и МОВ-ОГТ вдоль серии профилей субмеридионального простирания (Гарецкий и др., 2000; Thibo et al., 2003).

Детальная изученность теплового потока и радиогенной его компоненты позволила задать на нижнюю границу области моделирования (глубина 6 км) редуцированный тепловой поток в соответствующих структурно-формационных зонах, а внутри области моделирования – распределение источников радиогенного тепла. На верхней границе, совпадающей с уровнем «нейтрального слоя», задавалась среднегодовая температура (8°C) по данным скважинных измерений.

На рис. 7 показана 3D-температурная модель верхней части земной коры Припятского бассейна, а также расположение глубинных разломов и локализация нефтяных месторождений. Ясно выражена тенденция увеличения температур в северном направлении. Так, на глубине 4 км в южной части прогиба температура составляет 45 – 50°C, а в северной его части – 65 – 70°C. На глубине 6 км, соответственно, 65 – 70°C и 85 – 90°C. Экстраполируя температуру в глубину, можно показать, что катагенетические тем-

пературные условия для нефти ($T = 120^{\circ}\text{C}$) в северной части прогиба будут встречены на глубине 8,5 – 9,0 км.

Таким образом, мы отмечаем ту же тенденцию распределения температур в земной коре, которая была описана в Прикаспийской впадине: локализация нефтяных месторождений приурочена к «температурному куполу» – зоне подъема изотерм в осадочном чехле (Рис. 7). В Припятской впадине «температурный купол» генетически связан с расположением глубинных разломов, по которым происходит дополнительный тепломассоперенос (Кудельский, Бурак, 1982). Отсюда следует, что вероятной причиной формирования тепловых аномалий является поступление глубинных углеводородосодержащих флюидов по проницаемым разломам. Это обуславливает более высокий фоновый тепловой поток в северной части Припятского бассейна по сравнению с Прикаспийским бассейном, где признаков адвективного тепломассопереноса в настоящий момент мы не отмечаем.

Северо-Германский бассейн

Бассейн занимает среднюю часть Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна (ЦЕНБ). В его строении принимают участие фанерозойские отложения мощностью до 12 – 14 км. В подошве осадочного чехла залегают терригенно-карбонатные отложения девонского возраста, которые сменяются нижнекаменноугольными карбонатными породами. Верхний карбон и нижняя пермь представлены терригенными, часто красноцветными (Rotliegende) и грубозернистыми отложениями. Верхнепермские образования (Zechstein) сложены в низах терригенными или карбонатными породами, которые сменяются ангидритами или доломитами, далее каменной солью и ангидритами. Наиболее развита каменная соль в отложениях штрассфуртской свиты (van Wees et al., 2000).

В пределах ЦЕНБ выделяются следующие структурные элементы: 1) Североморская синеклиза, расположенная на месте одноименного моря и прилегающих частей Восточной Англии, северо-запада ФРГ, Нидерландов и Дании; 2) Северо-Германская впадина; 3) Датско-Польский прогиб; 4) Балтийская синеклиза (Bayer et al., 1999).

Северо-Германская впадина примыкает к Североморской синеклизе. Для докайнозойского плана впадины характерно расчленение ее на ряд прогибов (трогов), выраженных только в мезозойских отложениях. На западе впадины выделяется крупный Нижнесаксонский широтно вытянутый прогиб, восточнее его простираются небольшие прогибы: Ганноверский и Гифхорн, соответственно, субмеридионального и юго-западного простирания. На

Глубина (км)	Температура, °C			
	Прикаспийский	Припятский	Вост. часть Северо-Германского	Зап. часть Северо-Германского
0-5	$\frac{42}{8-104}$	$\frac{37}{8-74}$	$\frac{87}{9-242}$	$\frac{86}{9-165}$
5-10	$\frac{105}{46-159}$	-	$\frac{215}{106-397}$	$\frac{214}{93-306}$
10-20	$\frac{192}{95-274}$	-	$\frac{366}{194-612}$	$\frac{343}{168-477}$

Табл. 2. Сравнение температур для Прикаспийского, Припятского и Северо-Германского бассейнов. В числителе дроби – среднее значение, в знаменателе – мин. и макс. значения.

северо-западе выделяются два Гольштайских прогиба, вытянутых в юго-западном направлении.

Для впадины в целом характерно развитие солянокупольных дислокаций (с солями цехштейнового (верхнепермского) возраста), образующих иногда протяженные, выходящие на поверхность линейно вытянутые соляные хребты (Bayer et al., 1999).

Северо-Германская впадина имеет сложную структуру, обусловленную пересечением на ее месте двух различных по направлению и времени проявления тектонических дислокаций (рейнской и герцинской), сопровождающихся значительными изменениями мощностей меловых, юрских и триасовых отложений и резким угловым несогласием в их залегании. Впадина имеет асимметричный профиль. Здесь мощность палеозойских отложений достигает 5 км, мезозойских – превышает 8 км. Для триасовых отложений характерны мощные (до 100 м) пачки каменной соли (Clausen, Pedersen, 1999).

Нефтегазоносность Северо-Германской впадины охватывает широкий стратиграфический интервал. Углеводороды обнаружены в палеогеновых, меловых, юрских, триасовых, пермских и каменноугольных отложениях. Отчетливо прослеживается преимущественная приуроченность газовых скоплений к пермским, триасовым, в меньшей степени каменноугольным отложениям, что обуславливает появление во впадине пространственной зональности в размещении нефтяных и газовых залежей.

В пределах административных границ Германии обнаружено несколько десятков, в основном, мелких месторождений нефти и газа. Месторождения нефти расположены в северной (месторождения Райнкенхаген, Гриммен, Лютов), юго-восточной (Губбен, Любен, Штааков) и юго-западной (Фаллштейн) частях Северо-Германской впадины, а газа – в юго-восточной (Бурштар, 1979).

Наиболее крупный погребенный Нижнесаксонский прогиб расположен на юге Северо-Германской впадины. Прогиб выражен лишь в отложениях от верхнего триаса до нижнего мела и особенно резко в верхнеюрских породах. На западе Нижнесаксонский прогиб замыкается на месте северо-восточного погружения Центрально-Нидерландского поднятия (склон Эмсланд), в пределах которого мощность юрских и триасовых отложений значительно сокращается (Mazur, Scheck-Wenderoth, 2005).

В средней части ЦЕНБ, на востоке Германии расположена наиболее низменная часть Северо-Германской впадины. Здесь в разрезах скважин вскрываются недислоцированные каменноугольные, девонские и ордовикские отложения.

Структура польской части бассейна определяется сочленением здесь докембрийской платформы (Балтийская синеклиза) на северо-востоке с эпигерцинской (Северо-Германская впадина) на юго-западе. Зона сочленения выражена погребенным краевым прогибом, примыкающим на северо-востоке к Балтийской синеклизе, и Среднепольским складчатым валом, выход которого на поверхность выражен на юго-востоке Свентокшискими горами. Рассматриваемая часть бассейна сложена преимущественно мезозойскими (мощность до 8 км) и палеозойскими (более 12 км) отложениями. Для разреза палеозойских отложений характерны мощные толщи (2500 м) соленосной перми. Большая часть выявленных в бассейне месторождений расположена в пределах Предсудетской моноклинали, где находится 25 газовых (Отынь, Сенковице, Чеклин

и др.) и шесть нефтяных и газонефтяных (Рыбаки, Поленко, Нова-Суль и др.) месторождений, открытых после 1960г. Продуктивны верхнепермские известняки и доломиты и нижнепермские песчаники.

Месторождения углеводородов пространственно тяготеют к зонам геотермических аномалий, т.е. проявляется та же тенденция, что и в двух первых бассейнах. Однако, следует учесть, что в целом тепловой поток на территории ЦЕНБ выше, чем в Припятском и Прикаспийском бассейнах. По данным (Majorowicz et al., 2003), фоновый тепловой поток здесь составляет 80 – 85 мВт/м², в то время как в остальных бассейнах на этом уровне были аномальные значения.

Для количественной характеристики температурного режима бассейна нами построена 3D-геотемпературная модель. Основой для ее построения явились данные о температурах в скважинах и теплопроводности пород разрезов, а также данные о структурно-геологической обстановке вдоль профилей ГСЗ (Geluk, 1999; Majorowicz et al., 2003; Vosteen et al., 2004).

Моделирование распределения теплового потока и глубинных температур профиля Р4 (Рис. 8 а,б), простирающегося вдоль Предсудетской моноклинали в северо-восточном направлении на территории Польши, показывает заметное повышение теплового потока (до 100 мВт/м² при фоновом значении 65 мВт/м²) и появление «термических куполов» в температурном разрезе. Эти аномалии приурочены к восточной, «польской части» впадины, насыщенной солянокупольными структурами и связанными с ними месторождениями углеводородов. Падение теплового потока до фоновых значений происходит лишь на отметке 450 км (Рис. 8а, б), где соляные купола уже не встречаются. Именно это место, по мнению (Bayer, 1999), рассматривается как граница между кристалликумом Восточно-Европейской платформы и восточной окраиной ЦЕНБ. Высокие значения теплового потока в начале профиля связаны также с глубинными разломами (Рис. 9).

Катагенетический температурный интервал преобразования органического вещества в аномальной зоне профиля находится на глубинах 3,0 – 4,5 км (Табл. 2), что весьма благоприятно для концентрации здесь месторождений углеводородов. Мы не исключаем возможности нахождения углеводородов и в северо-восточной части профиля, за пределами солянокупольной зоны, но здесь интервал катагенеза расположен уже на глубинах 6,0 – 6,5 км.

Трехмерная модель глубинных температур для восточной части Северо-Германской впадины (Рис. 9) демонстрирует наличие ярко выраженного «температурного купола», приуроченного к разломам и зоне соляных куполов, где наблюдается наибольшая концентрация нефтяных месторождений. В западной части Северо-Германской впадины на 3D-модели глубинных температур (Рис. 10) выделяется «температурный купол», пространственно коррелирующий с локализацией месторождений нефти.

Заключение

Нами рассмотрены особенности геотермического поля трех солянокупольных бассейнов Северной Евразии, два из которых можно отнести к экзогональным (Прикаспийский и Северо-Германский) и один – к внутриконтинентальным (Припятский). Все бассейны испытали глубокое и устойчивое прогибание в позднем палеозое и накопле-

ние эвапоритовых отложений: солей и сульфатов, иногда с прослоями терригенных пород. Под действием гравитационных и тангенциальных сил соленосные толщи приобретали форму куполов, штоков и валов, прорывая или деформируя вышележащие отложения.

Галогенные отложения обладают аномально высокой теплопроводностью по сравнению с вмещающими терригенными породами. Существование контраста теплопроводности и резких структурных границ между куполами и отложениями межкупольных зон создают условия для пертурбации глубинного теплового потока. Он концентрируется в теле солей, создавая над апикальными частями куполов и в их прибортовых частях резкие аномалии теплового потока, на 50 – 60% превышающие фоновые значения для данного района. Это одна из главных особенностей распределения геотермического поля в солянокупольных бассейнах (Хуторской и др., 2004).

Анализ площадного распределения соляных куполов и их формы показывает тесную связь с разломной тектоникой. Купола, как правило, располагаются вдоль осей разломов и имеют вытянутую форму в направлении их простирания. Только те из куполов, которые приурочены к центральным и наиболее опущенным частям впадин (Прикаспийский и Северо-Германский бассейны), имеют в плане изометричную или звездообразную формы.

Рассмотренные солянокупольные бассейны обладают высоким углеводородным потенциалом. Нефтяные месторождения встречены на различных глубинных уровнях и в разных структурных соотношениях с эвапоритовыми отложениями. Но общей тенденцией является корреляция локализации месторождений с разломными зонами и с зонами повышения температур в осадочном чехле.

Нами введено в геолого-геофизическую терминологию новое понятие – «термический купол» (Хуторской и др., 2003). Это хорошо выраженная на геотемпературном разрезе зона подъема изотерм, проявляющаяся и на 2D-, и на 3D-моделях, пространственно совпадающая с локализацией месторождений углеводородов. Во всех исследованных нами шельфовых или эвапоритовых бассейнах наблюдается тесная пространственная корреляция «термических куполов» и месторождений углеводородов, располагающихся над ними. Естественно, что там, где мы видим эти «купола», температурный интервал катагенеза органического вещества располагается ближе к поверхности Земли. Не являются исключением и три рассмотренных солянокупольных бассейна. В них прослеживается пространственное совпадение разломных зон, нефтяных месторождений, участков с повышенным тепловым потоком и «термических куполов» в поле глубинных температур.

Из сравниваемых регионов наиболее «прогретой» является Северо-Германская впадина. По данным 3D-моделирования на глубине 1000 – 2000 м разброс температур составляет: 28 – 46°C для Прикаспийской впадины, 28 – 40°C для Припятской и 38 – 88°C для Северо-Германской впадин. Расчет катагенетических температурных условий для трансформации органического вещества показал, что он составляет: 7 – 8,5 км для Прикаспийской впадины, 8,5 – 9,5 км для Припятской впадины, 3 – 7 км для Северо-Германской впадины.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (гранты №№ 08-05-00012 и 08-05-90000Бел_а).

Литература

- Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Карабанов А.К. и др. Разломы земной коры Беларуси. Минск: Красико-Принт. 2007. 372.
- Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеймент земной коры. *Проблемы теоретической и региональной тектоники*. М.: Наука. 1971. 41-51.
- Атрошенко П. П. Геотермические условия северной части Припятской впадины. Минск: Наука и техника. 1975. 104.
- Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазосности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: ГЕОН. 2000. 194.
- Бурштар М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. М.: Недра. 1979. 379.
- Волож Ю.А. Осадочные бассейны Западного Казахстана (на основе сейсмостратиграфического анализа). *Автореф. док. дисс.* М.: ГИН АН СССР. 1991. 49.
- Гарецкий Р.Г., Астапенко В.Н. и др. Литосфера белорусской части геотрансекта Eurobridge. *Бюлл. МОИП. Отд. геол.* 2000. Т.75. Вып.1. 4-12.
- Гарецкий Р.Г., Печерников В.В., Айзберг Р.Е., Клушин С.В. Отражение глубинного строения Припятского палеорифта в термобарических показателях платформенного чехла. *Сов. геология*. 1990. №3. 93-98.
- Геология Беларуси. Минск: ИГН НАН Беларуси, 2001. 815.
- Геотермическая карта СССР. Под ред. Ф.А.Макаренко. М.: ГУГК СССР. ГИН АН СССР. 1972.
- Гидрогеотермические условия Арало-Каспийского региона. Алма-Ата: Наука. 1977. 184.
- Дальян И.Б., Посадская А.С. Геология и нефтегазосность восточной окраины Прикаспийской впадины. Алма-Ата: Наука. 1972. 192.
- Дальян И.Б., Сыдыков Ж.С. Геотермические условия восточной окраины Прикаспийской впадины. *Сов. геол.* №6. 1972. 126-131.
- Дружинин А.В. О связи между геотермическим режимом осадочной толщи и строением кристаллического фундамента. *Геология нефти и газа*. №3. 1961. 20-25.
- Жеваго В.С. Геотермия и термальные воды Казахстана. Алма-Ата: Наука. 1972. 253.
- Журавлев В.С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогенальных впадин Европейской платформы. М.: Наука. 1972. 397.
- Ковнер С.С. К теории термической разведки. *Докл. АН СССР*. 1947. Т.56. №5. 473-476.
- Ковнер С.С. Расчет величины термической аномалии антиклинали. *Докл. АН СССР*. 1941. Т.32. №6. 398-400.
- Кудельский А.В., Бурак В.М. Газовый режим Припятского прогиба. Минск: Наука и техника. 1982. 328.
- Неволин Н.В., Ковылин В.М., Масляев Г.А. и др. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазосных территорий. М.: Недра. 1993. 206.
- Осадочный чехол дна Мирового океана и суши (по данным сейсморазведки). *Тр. ГИН АН СССР*. Вып. 388. 1984. 175.
- Пархомов М. Д. Тепловой режим Припятского прогиба. Сейсмические и геотермические исследования в Белоруссии. Минск: Наука и техника. 1985. 124-130.
- Сейсмические модели литосферы основных геоструктур территории СССР. М.: Наука. 1980. 183.
- Хуторской М.Д. Геотермия Центрально-Азиатского складчатого пояса. М.: Изд-во РУДН. 1996. 289.
- Хуторской М.Д., Антипов М.П., Волож Ю.А., Поляк Б.Г. Температурное поле и трехмерная геотермическая модель Прикаспийской впадины. *Геотектоника*. №1. 2004. 63-72.
- Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. Термотомография Западно-Арктического бассейна. *Геотектоника*. №3. 2003. 18-30.
- Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Ахмедзянов В.Р. Геотермическое поле и термическая эволюция литосферы Баренцевоморского региона. *Вестн. РАЕН*. №5. 2000. 55-77.
- Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Искажения теплового поля при росте соляных куполов. *Тепловое поле Земли и методы его изучения*. М.: Изд-во РУДН. 2000. 24-32.
- Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловой поток в Припятском прогибе и причины его неоднородности. *Геол. Журнал*. 1990. №4. 20-38.
- Bayer, U., Scheck, M., Rabbel, W., Krawczyk, C. M., Gotze, H. J., Stiller, M., Beilecke, T., Marotta, A. M., Barrio-Alvers, L., Kuder, J.

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ЛИТОСФЕРЫ КАК ИСТОЧНИКОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В статье представлены геофизические данные некоторых геологических структур литосферы. Рассмотрена их связь с процессами нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Ключевые слова: литосфера, разлом, плотность, проводимость, углеводороды.

Гипотеза абиогенного образования углеводородов предполагает наличие глубинных «корней» месторождений углеводородов, а также различных каналов подтоков и перетоков углеводородов (Дмитриевский, Валяев, 2008). Такие образования, являющиеся следствием энергетичес-

кой структуры и деятельности Земли, должны иметь определенные параметры и вызывать соответствующие аномалии в геофизических полях. Экспериментальными работами установлено, что компоненты нефти могли образовываться из углерода и водорода, образующих метан и

Окончание статьи М.Д. Хуторского, Е.А. Тевелевой, Л.А.Цыбули, Г.И. Урбан «Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии...»

An integrated study of the NE-German Basin. *Tectonophysics*. 1999. V.314. 285-307.

Clausen, O. R., Pedersen, P. K. The Triassic structural evolution of the southern margin of the Ringkobing-Fyn High, Denmark. *Marine and Petroleum Geology*. 1999. V.16. 653-665.

Geluk, M.C. Late Permian (Zechstein) tectonics in the Netherlands - models and implications for petroleum geology. *Petroleum Geoscience*. 5. 1999. 189-199.

Majorowicz J.A., Cermak V., Safanda J. et al. Heat flow models across the Trans-European Suture Zone in the area of the POLONAISE_97 seismic experiment. *Physics and Chemistry of the Earth*. 28 (2003). 375-391.

Mazur S., Scheck-Wenderoth M. Constraints on the tectonic evolution of the Central European Basin System revealed by seismic reflection profiles from Northern Germany. *Netherlands Jour. of Geosciences. Geologie en Mijnbouw*. |84 – 4|. 2005. 389-401.

Thibo H., Janik T., Omelchenko V.D. et al. Upper lithosphere seismic velocity structure across the Pripyat Trough and Ukrainian Shield along the EUROBRIDGE'97 profile. *Tectonophysics*. 2003. Vol. 371. 41-79.

Van Wees, J. D., Stephenson, R. A., Ziegler, P. A., Bayer, U., McCann, T., Dadlez, R., Gaupp, R., Narkiewicz, M., Bitzer, F., Scheck, M. On the origin of the Southern Permian Basin, Central Europe. *Marine and Petroleum Geology*. 2000. V.17. 43-59.

Vosteen H., Rath V., Schmidt-Mumm A. et al. The Thermal Regime of the Northeastern-German Basin from 2-D Inversion. *Tectonophysics*. V.386. Issues 1-2. 2004. 81-95.

M.D. Khutorskoy, E.A. Teveleva, L.A. Zybulya, G.Y. Urban. **Heat flow in the salt dome basins of the northern euroasian.**

The geothermal field distribution in Precaspian, Pripyat and Northern German basins is analyzed. These structures have a wide thickness of Late Paleozoic evaporite layers which have galokinesis undergone due to tectonic and gravity instability. It was a reason of the salt domes and stocks formation. On the domes and junction rocks border occurs heat flow refraction caused by the thermal conductivity contrast between evaporites and terrigenous rocks of the interdome zones. It is the main reason of heat flow variability on lateral and in the depth in the salt dome basins. Close spatial correlation of the elevated temperatures zones in the sedimentary rocks with the oil and gas-bearing manifestations is marked which confirmed by 2D- and 3D-modeling of geothermal field. The noted previously connection of oil and gas localization with the deep fracture zones located inside the studied basins creates preconditions for geothermal field consideration as a forecasting factor forming the tectonic and resource features of salt dome basins.

Keywords: geotemperature field, heat flow, thermal conductivity, salt dome basin, modeling, oil-gas-bearing.

Михаил Давыдович Хуторской

Профессор, д.геол.-мин.н., Заслуженный деятель науки РФ, академик РАЕН. Зав. лабораторией тепломассопереноса Геологического института РАН. Более 35 лет занимается изучением природы и особенностями распределения теплового поля в континентальных и океанических объектах.

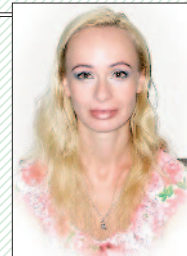
РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495)959-27-56.



Елена Александровна Тевелева

К.физ.-мат.н, науч. сотрудник лаборатории тепломассопереноса Геологического института РАН. Эксперт в области программирования, создания и обработки баз данных, картирования параметров геотермического поля.

РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495) 959-34-90.



Лев Артемьевич Цыбуля

К.геол.-мин.н, старший науч. сотрудник лаборатории тепломассопереноса Геологического института РАН. Научные интересы: геотемпературное поле и его соотношение с разломной тектоникой в западной части Русской платформы.

РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495)305-45-96.



Геннадий Иосифович Урбан

К.геол.-мин.н, вед. науч. сотр. Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института. Научные интересы: тепловое поле, теплопроводность и теплогенерация в тектонических структурах Белоруссии и смежных стран.

220114, Беларусь, Минск, Староборисовский тракт, д.14. Тел.: (017) 508-13-14.



большое количество различных более тяжелых углеводородов в условиях высоких температур и давлений в верхних слоях мантии (Гончаров и др., 2009). Достигнутые результаты предполагают, что образование углеводородов возможно и в короткое время. Рассмотрим такие неоднородности литосферы, которые могут соответствовать вышеприведенным геодинамическим параметрам.

Наиболее значимым образованием в литосфере для образования углеводородов могут служить участки выступов астеносферного слоя. В этом случае, необходимое количество энергии существует продолжительное геологическое время. Астеносферный слой идентифицируется по данным сейсмологии и сейсморазведки, геоэлектрике. Кровля астеносферы вычисляется по данным теплового поля и гравитационного моделирования. Иногда, положение и мощность астеносферного слоя, определенного по вышеназванным методам не совпадают (Чекунов и др., 1994). Но в случае, когда в пределах литосферы имеются низкоскоростные аномалии, соответствующая область разуплотнения, и наблюдается высокий тепловой поток, астеносферному выступу в пределах осадочного чехла, всегда соответствует нефтегазоносный бассейн.

Используя данные гравитационного моделирования, полученные нами в пределах развития различных геотектонических структур, было показано, что в литосфере могут существовать субвертикальные зоны, в пределах которых наблюдается дефицит плотности. Зона разуплотнения может охватывает весь вертикальный разрез, иногда наблюдается различное чередование с плотными зонами. Наличие разуплотнения характерно для молодых структур, в пределах кристаллических щитов можно наблюдать зоны, в которых плотность выше, чем во вмещающих породах, а положение и геометрические параметры аналогичные. Такие зоны мы определили как древние сейсмофокальные области (Шляховский, 2007). Было предположено, что эти зоны имеют общий генезис, и в их пределах проходят процессы, близкие к процессу «зонной» плавки (Виноградов, Ярошевский, 1965), который предполагает сосредоточение энергии в замкнутой области, выплавке легкоплавких элементов и дальнейшее перемещение энергетической области по разрезу. Тем самым, можно наблюдать в одной зоне и разуплотненные области, соответствующие зоне плавления, и уплотненные области, где выплавка уже прошла. Такие субвертикальные зоны могут иметь различное положение по глубине разреза и мощность. Они могут быть сопоставимы с поднятиями астеносферного слоя, и тогда они образуются параллельно с последними (Тимошенко и др., 1984). Иногда трудно определить их глубинную часть и приходится довольствоваться качественной оценкой их параметров.

Так, при изучении Елабужско-Менделеевской зоны, расположенной в меридиональном направлении в северной части Татарского свода, отмечается понижение в наблюдаемом гравитационном поле до $2 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$, аномалия повышенной проводимости пространственно соответствует гравитационному минимуму. Для этой же зоны характерны высокие emanации радона. На вертикальном электрическом разрезе, полученном по данным точечного электромагнитного зондирования (Финчук и др., 2003), отмечаются две субвертикальные зоны глубиной от 9 до 1.7 км, характеризующиеся высоким сопротивлением по отношению к вмещающим породам (Рис. 1). Около 200 м

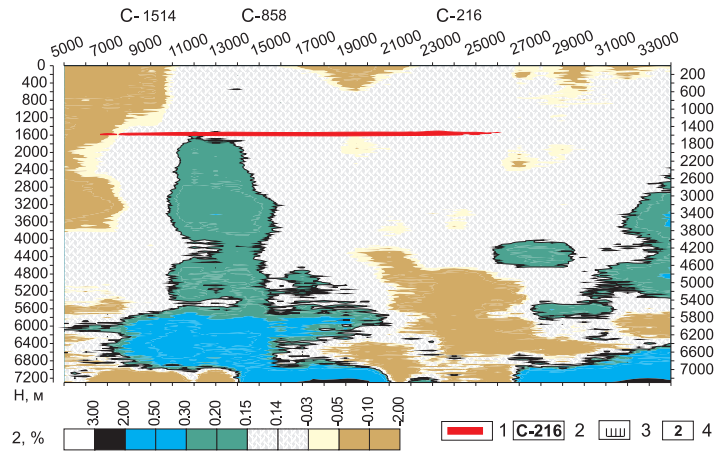


Рис. 1. Результаты электроразведки ТЭМЗ. Первомайское месторождение углеводородов РТ. Вертикальный разрез электромагнитных параметров среды. 1 – Первомайское месторождение; 2 – разведочные скважины и их номера; 3 – центры наблюдений ТЭМЗ, ПК в м; 4 – шкала интенсивности электромагнитных параметров (Шляховский, Финчук, 2004).

таких пород пройдено скважиной 279. Вскрытые породы высокого сопротивления относятся к диабазам, плотностные характеристики которых выше, чем у вмещающих не менее, чем на $0.2 - 0.3 \text{ г/см}^3$. Это должно вызывать достаточно крупную положительную гравитационную аномалию, однако в наблюдаемом поле ее нет. Можно было бы ожидать присутствия компенсационных эффектов, но в данном случае гравитационный эффект от глубинной неоднородности не сможет компенсировать эффект от вышерасположенной. Единственное, по нашему мнению, решение может быть достигнуто, если предположить наличие здесь сквозькоревой зоны растяжения, которая представляет из себя область разуплотнения и наличие в ее пределах даек диабазов, с присущими им высокоплотностными характеристиками. Таким образом, в пределах вертикальной зоны растяжения в земной коре происходили и происходят энергетические процессы, которые привели к преобразованию пород от кислого до основного состава. Что, безусловно, требовало значительных энергий. Отметим пространственную приуроченность даек диабазов к

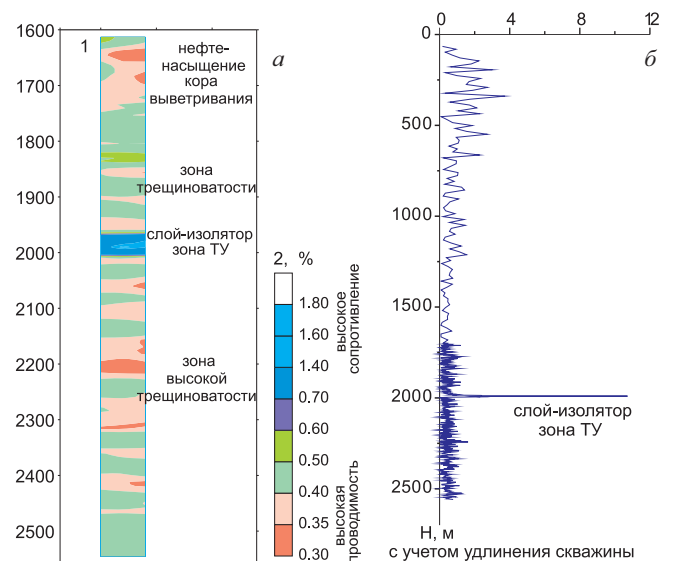


Рис. 2. а – Изменение параметра ТЭМЗ во времени на точке устье скв.279. 1 – вертикальный разрез параметра ТЭМЗ; 2 – шкала параметра ТЭМЗ. б – Изменение параметра ТЭМЗ с глубиной (от 0 до 2.5 км).

разрабатываемым здесь нефтяным месторождениям. Причем в районе расположения северной дайки, месторождения еще должны быть открыты.

Но не только условия образования вышеописанных субвертикальных объектов могут благоприятствовать образованию залежей углеводородов. При изучении Елабужско-Менделеевской зоны методом ТЭМЗ, было обращено внимание на наличие на глубине около двух тысяч метров двадцатиметрового горизонтального слоя с очень высоким сопротивлением по отношению ко всем породам разреза (Рис. 2а,б). Поднятые на поверхность породы этого слоя представляют собой по составу тот же диабаз, но с совершенно тектонически измененной структурой. Плотность понизилась до 2.6 г/см^3 , в сухом виде порода обладает высокой приемистостью, проницаемостью характерной для нефтесодержащих пород. В связи с тем, что слой рассекает горизонтально, практически не меняя своей мощности и породы дайки, можно предположить, что его образование произошло вследствие мощного тектонического удара (ТУ), произошедшего из-за выброса энергии, аналогичной по мощности вышеописанным. Что может также приводить к образованию соответствующих компонент нефти.

По времени образования вышеуказанные неоднородности литосферы расположены по убыванию. Развитие их может быть как долговременным, так и скоротечным. В случае горизонтального слоя, вскрытого скважиной 279, можно говорить о «мгновенном» образовании. Но аналогичный слой, определенный нами также по данным ТЭМЗ, в районе бассейна San Juan (США) на глубине 3500м, имеет мощность около 100м и не отделяется от вмещающих пород резким отличием в сопротивлении, как породы, вскрытые скв.279. Это может свидетельствовать о том, что преобразование пород здесь либо не завершилось, либо произошло с другими временными характеристиками. Отметим, что отметки рельефа в районе бассейна San Juan находятся в районе 1500м, что указывает на то, что выявленные аномальные слои находятся по абсолютной отметке на одном уровне с Елабужско-Менделеевской зоной – около 2000м.

Валяев Б.М. (2006) пришел к выводу, что «основные ресурсы нефти и газа сосредоточены на глубинах от 1 до 4км в толще осадочных пород, где их свойства наиболее благоприятны для аккумуляции нефти и газа в первичных и вторичных резервуарах, также оптимальны и свойства изолирующих залежи покровов. Источники нефти и газа, сформировавшиеся залежи на этих глубинах, находятся глубже».

Именно такое понимание геодинамического процесса образования нефти вытекает из условий образования вышеописанных неоднородностей. Причем процесс «движения» расплава из мантии снизу вверх маловероятен. Скорее всего, речь может идти о преобразовании вещества литосферы за счет перемещения очагов энергии и выплавки в их пределах легкоплавких составляющих с образованием соответствующих флюидов.

В этой связи уместно обратить внимание на чередование ненарушенных и трещиноватых зон в дайке, вскрытой скв.279. Чередование зон мощностью от 20 до 40м по всей глубине развития дайки трудно объяснить, к примеру, только неравномерностью остывания расплава (Рис. 2а).

Кроме того, нами получены данные, фиксирующие еще более скоротечные процессы изменения физических

свойств в среде. Так, при изучении территории Урганчинского месторождения, сформированного в отложениях карбона, наблюдения методом ТЭМЗ проводились через 3-4 часа после грозы. В обычных условиях мы наблюдаем субгоризонтальное чередование проводящих и непроводящих аномалий (Шляховский и др., 2007), а их мощность небольшая – до 20м. На полученном разрезе выделяется субвертикальная проводящая неоднородность, имеющая корни свыше 2000м. Она расположена под такой же зоной проводимости в интервале глубин 820 – 1050м. Нетрудно предположить, что происходит синхронное увеличение проводимости снизу вверх, достигая максимальных величин в районе расположения нефтяной залежи. Причем, разрабатываемый пласт в карбоне ограничен субгоризонтальными неоднородностями с высокими сопротивлениями (слои-изоляторы). В пределах терригенного девона таких пластов не наблюдается. Возможно, по этой причине в этих отложениях встречено только нефтепроявление, а возможно, залежь имеет очень небольшие размеры.

Вполне вероятно, что мы зафиксировали некий процесс, в результате которого происходит интенсивное повышение проводимости снизу вверх по разрезу. Это явление может быть индикатором так называемой подпитки месторождения. Вероятно, что это завершающая стадия продвижения энергии к поверхности Земли от вышеописанных вертикальных неоднородностей литосферы. Анализы на обводненность и изменение состава нефти, взятые в послегрозовое время, помогут продвинуться в изучении этого явления.

Надо полагать, что атмосферные грозы являются следствием электромагнитных изменений в среде. На образование циклонов (к примеру, т.н. «Монгольский циклон» (Бородзич и др., 1982)) без видимых атмосферных явлений климатологи уже обращали внимание, справедливо полагая, что источником крупнейших образований водяных паров являются процессы, происходящие в Земле.

Очевидно, что необходим мониторинг месторождений, который позволит не только уточнять генезис месторождения, но и получить необходимую информацию о его развитии. Это важно учитывать и при разработке, и при применении МУН на месторождении. «Научные исследования нефтяных месторождений должно проводиться все время, а не завершаться его открытием» (Губкин, 1916).

Таким образом, мы определили, что к неоднородностям литосферы, которые по своим геолого-геофизическим характеристикам могут служить источниками образования компонент нефти за счет высоких энергий, являются: выступы астеносферного слоя; субвертикальные неоднородности, образованные одновременно с выступами астеносферы; аналогичные неоднородности, образованные вне подъемов астеносферы; субгоризонтальные неоднородности, образованные за счет тектонического удара.

Такие зоны мы назвали энергетическими зонами Земли (Шляховский и др., 2008). При изучении энергетических зон, сложилось понимание того, что энергетические изменения не всегда сопровождаются последующими литологическими изменениями. Энергия, особенно в верхней части коры, может трансформироваться в различные поля напряжений, снятие которых не фиксирует изменений в литологии. Но наличие и изменение интенсивности геофизических характеристик в этих зонах будет иметь существенное влияние на образование полезных ископаемых и их со-

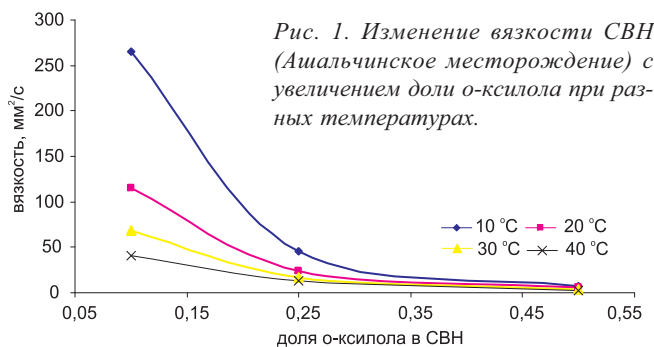
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РАСТВОРИТЕЛЯМИ С ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ И ИССЛЕДОВАНИЕМ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ

На основе лабораторных экспериментов и анализа литературных данных обоснована применимость углеводородных растворителей для извлечения сверхвязких нефтей и природных битумов в пермских залежах месторождений Татарстана. Способ добычи с использованием растворителей предусматривает варианты закачки как отдельно, так и совместно с различными теплоносителями (пар, парогаз и др.). Основной принцип способа заключается в снижении вязкости природных битумов до уровня добываемых традиционными методами нефтей. Разработаны и опробованы различные композиционные углеводородные растворители на основе недорогих и доступных базовых фракций. При использовании растворителей решается ряд технологических и экологических проблем, связанных с разработкой битумных залежей.

Ключевые слова: сверхвязкие нефти, природные битумы, лабораторное моделирование, снижение вязкости.

Месторождения и скопления сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в России довольно многочисленны (более 500). Они обнаружены главным образом на глубинах до 400 м при поисково-разведочных работах на нефть, газ или в ходе полевых геологических исследований. Значительные запасы СВН и ПБ сосредоточены в коллекторах карбонатного типа, весьма низкое их содержание отмечается в породах месторождений Восточной Сибири, доминирующее положение они занимают в разрезе месторождений Тимано-Печорского региона и Татарстана. Заметно преобладают скопления СВН и ПБ с ресурсами менее 10 млн. т (Зенинский, 1985). К числу наиболее крупных месторождений следует отнести Оленекское, Рос-

сохинское (Республика Саха), Карасинское (Татарстан), Талотинское, Нядейюское (Архангельская область) и Войс-



Окончание статьи В.А. Шляховского «Выявление неоднородностей литосферы...»

хранность, особенно это касается углеводородов.

Все вышесказанное, позволяет по-новому формировать методику поиска месторождений полезных ископаемых через выявление энергетических зон на изучаемой территории. Технология определения зон запатентована в РФ.

Литература

Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.:ГЕОС. 2006. 14-22.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «дегазация Земли». Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. М.:ГЕОС. 2008. 3-6.

Литосфера Центральной и Восточной Европы: Молодые платформы и альпийский складчатый пояс. Отв.ред.А.В.Чекунов. Киев, Наук.думка. 1994. 331.

Шляховский В.А. Гравитационная модель сейсмофокальных областей. Георесурсы. № 4(21). 2007. 28-30.

Тимошенко В.И., Шляховский В.А., Сагалова Е.А., Сологуб Н.В. Исследование геофизических полей области Вранча. Докл. АН УССР. Сер.Б. 1984. №7. 23-25.

Финчук В.В., Скопиченко И.М., Новиков А.В. Метод точного электромагнитного зондирования. Теория и способы обработки. «Экологія і природокористування». Вип. 6. 2003, Дніпропетровськ. 173-178.

Шляховский В.А., Финчук В.В., Ю.Л., Секачев Л.Н. Опыт ис-

пользования геофизических методов при поиске залежей углеводорода. Интервал. №10. 2007.

Шляховский В.А., Секачев Л.Н. Энергетические зоны Земли - сейсмичность и полезные ископаемые. Связь поверхностных структур земной коры с глубинными. Петрозаводск: Каральский научный центр РАН. 2 ч. 2008. 359-360.

Шляховский В.А., Финчук В.В., Забулонов Ю.Л., Секачев Л.Н. «Способ определения вертикальных зон напряженного деформированного состояния среды». Патент РФ. №2313112.

V.A. Shlyakhovsky. **The determination of the nonuniform of the lithosphere as a source which formed hydrocarbon deposits.**

Geophysical data of some geological structures are presented in this paper. Its connection with oil-and-gas formation and oil-and-gas accumulation is analyzed.

Keywords: lithosphere, fault, density, conductivity, hydrocarbon.

Владимир Арнольдович Шляховский

Рук. геофизического центра ООО «НПФ ЛАНЕФ», к. геол.-мин.н. Научные интересы: геофизическое моделирование литосферы, изучение и управление полями напряжений Земли, поиск и разведка полезных ископаемых.

423603, г.Елабуга, ул.Калистова, 10. Тел.: (85557) 46-211.

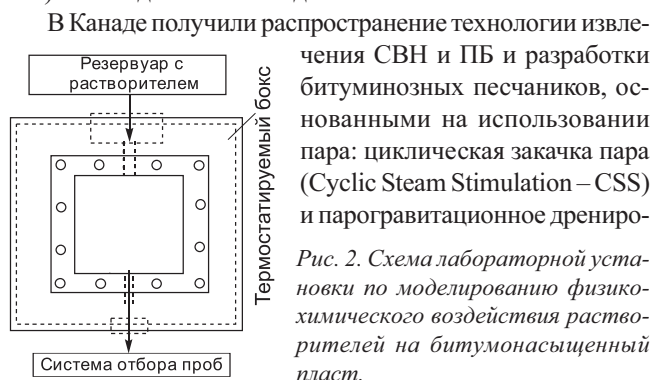
кое (Республика Коми) (Халимов и др., 1983, Клубов, 1983).

До сегодняшнего времени для подавляющего большинства месторождений России проблемы добычи, сбора, подготовки и переработки СВН и ПБ остаются крайне актуальными. Поэтому, в частности, широкомасштабное введение месторождений в пермских залежах Татарстана в промышленную разработку пока не представляется возможным, несмотря на относительно небольшую глубину залегания (80–350 м), территориальное расположение на хорошо обустроенных территориях нефтяных районов с развитой инфраструктурой и наличием высококвалифицированных специалистов-нефтяников.

Основные трудности добычи такого сырья обусловлены аномально высокой вязкостью в пластовых условиях, достигающей значений в десятки и сотни тысяч сантипуаз. Несмотря на высокую проницаемость (не менее 0,2 мкм²) и достаточную нефтенасыщенную толщину (5–15 м) терригенных коллекторов залежей СВН и ПБ, такие факторы, как низкое пластовое давление (0,4–0,5 МПа) и аномально высокая вязкость в совокупности не позволяют осуществлять эффективное вытеснение из пласта и обеспечение притока к забою скважин.

Основные причины повышенной вязкости СВН и ПБ – высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и пониженное содержание легких (н.к. –200°С) фракций. Сравнение показателей компонентного состава обычных нефтей и СВН в некоторых случаях не показывает существенных различий, кроме содержания легких фракций – в СВН их либо нет совсем, либо не превышает 2–3 мас.%. Кроме того условия залегания СВН и ПБ, например, в пермских отложениях Татарстана отличаются по температуре, которая составляет всего 8–10°С. Поэтому, в первую очередь привнесение дополнительного количества легких фракций при сравнительно небольшом повышении температуры в залежи позволит существенно повысить продуктивность коллекторов с СВН и ПБ.

Варианты разработки месторождений СВН и ПБ на основе снижения их вязкости путем закачки в пласт конденсата, добываемого на соседних месторождениях, или дистиллятных фракций, получаемых при первичной переработке добываемых нефтей, предлагались в работах (Грайфер и др., 2003). Известны проекты разработки Русского, Северо-Комсомольского и Ваньеганского месторождений высоковязкой нефти с использованием конденсата из ниже залегающих пластов или близко расположенных Заполярного, Северо-Губкинского и Варьеганского газоконденсатных месторождений, соответственно (Халимов, Колесникова, 1997). В исходных параметрах расчетов принято, что вязкость добываемой смеси (нефть+конденсат) необходимо снизить до 50 мПа·с.



вание (Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD). В последнее время обоснована коммерческая эффективность метода добычи с использованием растворителей в паровом состоянии (VAPoR EXtraction – VAPEX). В данной технологии, как и в SAGD, используются две горизонтальные скважины, нагнетательная расположена в верхней части пласта-коллектора, а добывающая – в нижней (Butler and Mokrys, 1991). Нагретые этан и (или) пропан-бутан закачиваются в скважину, расположенную в верхней части пласта. Снижение вязкости битума достигается за счет нагрева и разжижения растворителем, в результате чего смесь битум-растворитель самотеком стекает вниз в добывающую скважину. Процесс может осуществляться в различных вариантах: для пары горизонтальных скважин, одиночной горизонтальной скважины или комбинации вертикальных и горизонтальных скважин. За счет использования углеводородных растворителей удается существенно снизить энергозатраты, а также успешно разрабатывать коллекторы с повышенным глиносодержанием, где не применимы методы с использованием пара. Основные критерии для применения технологии VAPEX предполагают следующие начальные условия: толщина продуктивного пласта > 12 метров, вязкость битума в пластовых условиях > 600 мПа·с, горизонтальная проницаемость > 1000 мкм², вертикальная проницаемость > 200 мкм².

В настоящее время также используются процессы совместной закачки пара и растворителя: расширенное (улучшенное) растворителем парогравитационное воздействие – Expanding Solvent SAGD (ES SAGD), процесс с добавкой растворителя – Solvent Aided Process (SAP), чередование закачки пара и растворителя – Steam Alternating Process (SAS), где в качестве углеводородного растворителя в основном используются пропан-бутан или пентан-гексановая фракция (нафта). По мнению зарубежных специалистов, для достижения высокой битумоотдачи необходимый уровень снижения вязкости, к примеру, битумов Атабаски, должен достигать 10 мПа·с, в то время как их вязкость в пластовых условиях составляет не менее 1000000 мПа·с (Gates, 2005). Использование SAP значительно улучшает энергетическую эффективность SAGD за счет уменьшения количества тепла для необходимого снижения вязкости битума. Базовые расчеты для внедрения вышеперечисленных технологий были осуществлены еще в 80-90 годах прошлого столетия (Butler & Mokrys, 1991; Edmunds & Gittins, 1993; Palmgren & Edmunds, 1995).

При выборе технологических решений и обоснования проектных параметров для каждого месторождения необходимо учитывать множество факторов – геологическое строение залежей, минеральный состав пород-коллекторов, начальное пластовое давление, динамику снижения вязкости СВН и ПБ в зависимости от температуры и объема растворителя и др. Основной проблемой при использовании растворителей для извлечения СВН и ПБ является неодно-

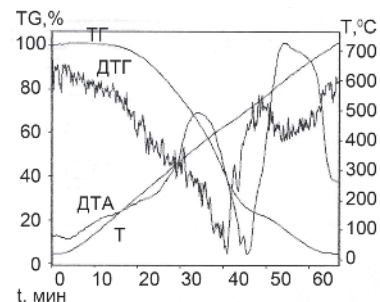


Рис. 3. Характерные кривые термического анализа (ТГ, ДТГ, ДТА и Т) проб битума, вытесненных из модели пласта.

родность продуктивных пластов, в результате чего значительно снижается охват залежи воздействием.

В 60-х годах прошлого столетия (Забродин и др., 1968) проводились исследования различных методов вытеснения нефти из пласта углеводородными растворителями на установках с учетом критериев подобия процесса на модели. Первые практические результаты получены на опытном участке Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Выявлены основные особенности процессов вытеснения нефти из пласта растворителями: гравитационный фактор является главной причиной языкообразования по мощности пласта как в однородных, так и в слоистонеоднородных полого-залегающих пористых средах; увеличение разности плотностей нефти и закачиваемого растворителя приводит к снижению нефтеотдачи до прорыва растворителя; механизм поперечного обмена жидкостями между слоями неоднородной пористой среды объясняется только молекулярной диффузией, поэтому ее эффект несопоставим с гораздо более существенным влиянием гравитационных сил; слоистая неоднородность пласта может стабилизировать продвижение фронта вытеснения, если низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым, а растворитель легче нефти.

Однако вышеперечисленные результаты получены для маловязких нефтей в низкопроницаемых коллекторах отложений девона, что не позволяет использовать выявленные закономерности для проектирования методов разработки залежей СВН в пермских отложениях.

Для оценки перспективности использования углеводородных растворителей для извлечения битумов скважинными методами нами проведены исследования с использованием проб из пермских отложений различных месторождений Татарстана: Мордово-Кармальского, Ашальчинского и Горского. Различие физико-химических характеристик (Табл.), используемых нефтяных объектов, позволяет в широком диапазоне определить динамику снижения их вязкости в зависимости от дозировок и свойств различных растворителей.

В качестве растворителей выбраны фракции различных нефтей, в которых в различных пропорциях представлены углеводороды алифатического, алициклического и ароматического типа. Для сравнения дополнительно анализировалась эффективность крупнотоннажного побочного продукта нефтехимических производств, состоящего преимущественно из высококипящих алкилароматических углеводородов. Проведенные исследования позволили выделить следующие основные результаты: для снижения вязкости СВН и ПБ в пластовых условиях до уровня 10 – 50 мПа·с с использованием растворителей необходимо их добавление в количестве 10 – 25% в зависимости от состава залегающих флюидов; увеличение температуры в

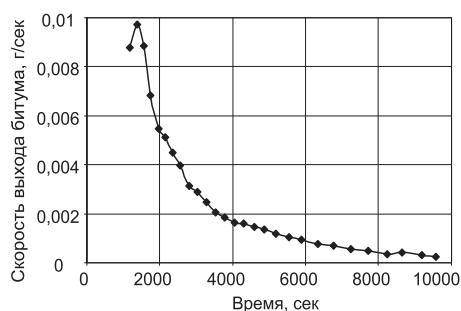


Рис. 4. Скорость извлечения СВН (Ашальчинское месторождение) при 10% в породе и визуальное изменение порового пространства в модели.

пласте, например, за счет совместного использования теплоносителя (пар или парогаз) значительно снижает количество необходимого растворителя, т.е. уже при +50°C для большинства СВН и ПБ достаточно будет 5 – 10%; в качестве базовых фракций наиболее оптимальными являются легкие фракции обычных нефтей, а увеличение доли легкокипящих ароматических углеводородов в составе растворителя будет способствовать повышению его эффективности; использование растворителей, основанных только на легкокипящих алкановых углеводородах (пропан-бутан, газовый бензин, ШФЛУ) в зависимости от состава СВН и ПБ приводит к коагуляции асфальтенов и снижению проницаемости коллектора; возможности использования крупнотоннажных побочных продуктов нефтехимических производств ограничиваются их невысокой эффективностью; варианты применения подобных углеводородных систем могут быть основаны на использовании в качестве оторочки перед закачкой основного растворителя или компаундированием с легкокипящими нефтяными фракциями для их удешевления. В качестве примера на рис. 1 представлена динамика снижения кинематической вязкости СВН Ашальчинского месторождения в зависимости от добавки о-ксилола и температуры.

Основное преимущество использования углеводородных растворителей для добычи СВН и ПБ заключается в превращении их в обычные нефти, что предполагает возможность дальнейшей подготовки, транспортировки и переработки традиционными методами. Кроме того, снижаются негативные экологические последствия по сравнению с методами, основанными на внутрислоистовом горении или закачке пара.

Несмотря на кажущуюся простоту методов использования растворителей для добычи СВН и ПБ, доведение подобных технологий даже до стадии опытного внедрения требует проведения большого спектра работ.

В настоящее время отсутствуют надежные сведения о закономерностях процессов физической (конвективной) дисперсии и молекулярной диффузии в зоне контакта нефть-растворитель в зависимости от геолого-физических условий и состава залегающих флюидов, что, в основном, препятствует получению сопоставимых экспериментальных и расчетных базовых параметров для составления технологических проектов разработки месторождений СВН и ПБ с использованием углеводородных растворителей (Yazdani & Maini, 2008). В случае использования в качестве растворителей легких алкановых углеводородов необходимы данные об объемах осаждающихся асфальтенов в битумонасыщенном пласте. В соответствии с этими задачами проведено экспериментальное моделирование физико-химического воздействия углеводородных растворителей на битумонасыщенный пласт с использованием лабораторных модельных установок (Рис. 2), что позволяет оценить следующие базовые параметры: динамика изменения скорости извлечения СВН в зависимости от состава, битумонасыщенности, проницаемости, температуры при

Месторождение	Плотность, d_4^{20}	Вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$	Компонентный состав, мас.%		
			масла	смолы	асфальтены
Мордово-Кармальское	0,9487	768	66,1	26,9	6,0
Ашальчинское	0,9540	3083	73,4	20,6	6,0
Горское	1,0110	≈ 100000	46,4	34,9	18,7

Табл. Физико-химические характеристики СВН и ПБ.



Рис. 5. Визуальное изменение порового пространства модели в процессе извлечения СВН (Ашальчинское месторождение) при 10% содержании.

использовании растворителей на основе легкокипящих алкановых углеводородов; изменение состава извлекаемой смеси СВН+растворитель и количество осажденных в поровой среде асфальто-смолистых компонентов.

Первый этап модельных экспериментов проведен с использованием СВН Ашальчинского месторождения. В качестве минеральной составляющей моделей битуманыщенных песчаников подготовлена фракция промытого песка (0,125 – 0,250 мм), проницаемость которой составляет 270 мкм². В качестве углеводородного растворителя использовался петролейный эфир 40 – 70 (смесь пентан+гексан) при температуре вытеснения 20°C. Оценка динамики извлечения проводилась по количеству битума в зависимости от объема закачанного растворителя при содержании битума в породе 5 и 10 мас.%. Эксперимент проводился при атмосферном давлении, режим вытеснения под действием силы тяжести сверху вниз. При анализе полученных смесей СВН+растворитель кроме количественного выхода жидкости анализировалось изменение структурно-группового состава выделенных проб СВН методами ИК спектроскопии и термического анализа (Рис.3). Кроме того, проводилась количественная оценка остаточной нефти и содержание асфальтенов в различных частях модельной установки.

В результате проведенных работ отработана методика проведения экспериментов по моделированию физико-химического воздействия углеводородными растворителями на битумонасыщенный пласт в различных условиях. Экспериментальная установка одновременно с визуализацией изменений порового пространства битумонасыщенной модели позволяет фиксировать скорость извлечения СВН (Рис. 4, 5).

Результаты проведенных модельных экспериментов в совокупности с анализом изменения физико-химических характеристик СВН в процессе извлечения растворителями позволяют сделать следующие выводы:

- битумонасыщенность не оказывает существенного влияния на динамику извлечения битумов углеводородными растворителями на основе легких алканов;
- остаточное содержание битума в промытых участках модели составляет 1 – 2 мас.% от начального количества. В различных участках модельной установки после вытеснения СВН растворителем содержание асфальтенов в остаточном битуме Ашальчинского месторождения варьирует в интервале 55 – 75 мас.%;
- осаждение асфальтенов в пористой среде происходит в начальной стадии процесса вытеснения в зоне контакта СВН-растворитель и зависит в первую очередь от компонентного состава нефти.

Литература

Грайфер В.И., Максудов Р.А., Заволжский В.Б., Якимов А.С. Техничко-технологические основы освоения запасов битумных

нефтей на базе инноваций. *Технологии ТЭК*. №10. 2003.

Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. Недра. 1968. 224.

Зенинский А.М. Экономика использования нефтябитуминозных пород. *Обзор. информ. ВНИИОЭНГ*. Вып. 4. 1985. 180.

Клубов Б.А. Природные битумы Севера. М.: Наука. 1983. 240.

Халимов Э.М., Акишев И.М., Жабрева П.С. и др. Месторождения природных битумов. М.: Недра. 1983. 300.

Халимов Э.М., Колесникова Н.В. Промышленные запасы и ресурсы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения. *Геология нефти и газа*. №3. 1997.

Ali Yazdani & Brij V. Maini. Modeling of the VAPEX Process in a Very Large Physical Model. *Energy & Fuels*. 2008. Vol 22. 535-544.

Butler, R.M., & Mokrys, I.J. A New Process (VAPEX) for Recovering Heavy Oils Using Hot Water and Hydrocarbon Vapor. *J. Can. Pet. Tech.* Vol 30. 1991. 97-106.

Edmunds N.R. & Gittins S.D. Effective application of steam assisted gravity drainage of bitumen to long horizontal well pairs. *JCPT*. 1993. Vol. 32. No 6. 49-55.

Gates I.D. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage. *Proc. of the Second CDEN Int. Conf. on Design Education, Innovation, and Practice Kananaskis*. Canada. 2005. 1-8.

Palmgren C. and Edmunds N. High temperature Naphtha to replace steam in the SAGD process. *SPE 30294. Proc. of the Int. Heavy Oil Symposium. Canada*. 1995.

Redford D.A. The use of solvents and gases with steam in the recovery of bitumen from oil sands. *JCPT*. Vol 21. 1982. 45-53.

G.V. Romanov, M.R. Yakubov, D.N. Borisov, J.M. Ganeeva, K.I. Yakubson. **Experimental modelling of replacement superviscous нефтей solvents with visualisation and research of changes of physical and chemical properties of oil components.**

On base laboratory experiment and analysis literary given for applicability of the hydrocarbon solvents to extraction extra viscosity oils and natural bitumens in Tartarstan oilfield. The Way of the mining with is-use of the solvents provides the variants of pump as apart, so and with different thermal agents (the vapor and others.). Cardinal principle of the way is concluded in essential reduction of viscosity natural bitumens prior to level gained of the oils. It is designed and tested different compositions of hydrocarbon solvents on base inexpensive and available base oil fraction. The row technological dares under is-use of the solvents and ecological problems.

Keywords: extra viscosity oils, natural bitumens, laboratory experiment, reduction of viscosity.

Геннадий Васильевич Романов

Заведующий лабораторией химии и геохимии нефти.
Докт. хим. наук, профессор, чл-корр. Академии наук РТ

Махмут Ренатович Якубов

Старший научный сотрудник, канд. хим. наук

Дмитрий Николаевич Борисов

Младший научный сотрудник, канд. хим. наук

Юлия Муратовна Ганеева

Научный сотрудник, канд. хим. наук

Учреждение Российской Академии наук Институт органической и физической химии им. А.Е.Арбузова Казанского научного центра РАН

420088, г. Казань, ул. Арбузова, д.8. Тел.: (843) 273-18-62.

Кристоф Израильич Якубсон

Заместитель директора, канд. техн. наук

Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН.

119333, Москва, ул. Губкина д. 3. Тел.: (499)135-73-71.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕСТРУКЦИИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ В АЗОВСКОМ МОРЕ

В работе предлагается математическая модель процесса деструкции нефтяного загрязнения с учетом конвективного переноса, диффузии, испарения, растворения, эмульгирования, диспергирования, агрегирования, микробиологического разложения, седиментации, как наиболее характерных для трансформации нефти в Азовском море.

Ключевые слова: математическое моделирование, деструкция, нефтяное загрязнение, конвективный перенос, диффузия, микробиологическое разложение.

С нефтяными углеводородами, попавшими в море, происходят различные физические, химические и биологические процессы рассеяния и трансформации, вплоть до их полного исчезновения как исходных субстратов, важнейшими из которых являются: конвективный перенос, диффузия, испарение, растворение, эмульгирование, диспергирование, агрегирование, микробиологическое разложение, седиментация, химическое окисление и деструкция.

В работе анализируются особенности загрязнения Азовского моря нефтяными углеводородами, и предлагается математическая модель с учетом этих особенностей, а также процессов деструкции загрязнения, включая испарение, естественную и искусственную биодеструкцию и др. методов борьбы с нефтяными загрязнениями.

Попав в воду, нефть образует на поверхности пленку разной толщины. Под действием ветра и волнения воды нефть разбивается на мелкие, разных размеров глобулы. Эти глобулы расположены, в основном в поверхностном слое воды, причем на глубине 50 см одна глобула встречается в объеме 81 м³ воды. Совокупность (группа) глобул и образует поверхностное нефтяное пятно. С увеличением глубины количество глобул резко уменьшается.

Нефть – это сложная смесь несколько тысяч углеводородов, нафтеновых кислот, асфальтенов, смол и других компонентов. Классификацию компонент нефти можно осуществлять по разным признакам.

С точки зрения деструкции, нефть можно разделять на разные фракции в зависимости от рассматриваемого процесса. При исследовании процесса испарения, нефть можно разбить на летучую, испаряемую и не испаряемые фракции, причем в первую фракцию нужно включать легкие ароматические соединения, а в третью – тяжелые компоненты. При исследовании процесса естественной биодеструкции нужно учесть, что гетеротрофные и использующие

нефть бактерии концентрируются на глобулах, причем их общая численность на поверхности одной глобулы средних размеров может составлять до 10⁶. Опытным путем определено, что в зависимости от сорта нефти

микроорганизмы разлагают до 2 г нефти на 1 м² поверхности моря за сутки (Дембицкий и др., 2003; Доценко и др., 1995 г). Кроме того, поскольку легкие ароматические соединения ядовиты, то процесс биодеструкции нефти начинается после их испарения, причем оставшуюся часть нефтяных углеводородов можно разбить также на ряд фракций, например, на три фракции, включив в первую фракцию компоненты, лучше всего поддающиеся, а в третью – не поддающиеся биодеструкции. Например, многоатомные ароматические соединения и циклические алканы плохо поддаются микробному разложению.

Азовское море имеет ряд особенностей, оказывающих существенными при исследовании загрязнения моря нефтяными углеводородами:

- 1) Малые размеры. Нефтяное загрязнение, в какой бы части моря оно не произошло, достаточно быстро может достичь берега, большей частью представляющего собой песчаные пляжи с большую рекреационную ценность;
- 2) Мелководность, из-за которой даже при небольшом ветре развивается значительное волнение, практически полностью перемешивающее воды моря и насыщающее их кислородом.
- С другой стороны, при полном штиле, который иногда случается летом на море при высокой температуре, возникает мор и массовая гибель рыб и микроорганизмов из-за отсутствия кислорода;
- 3) Высокая биологическая продуктивность моря, обладающего уникальным сочетанием условий для развития и размножения мальков ценных пород рыбы. Как известно, именно они в первую очередь погибают от нефтяного загрязнения моря.
- 4) Большое количество взвесей, выносимых в море в основном реками Дон и Кубань.

При математическом моделировании загрязнения Азовского моря нефтяными углеводородами, в соответствии с этими особенностями, необходимо учесть, что нефть существует в водной среде, как было указано выше, в виде следующих агрегатных состояний: 1) Поверхностных пленок (сликов); 2) Ра-



Рис. 1. Вертикальный разрез нефтяного загрязнения водной среды.

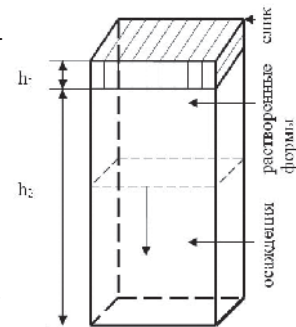


Рис. 2. К выводу двухмерной модели трехмерного загрязнения.

створимых форм и эмульсий типа «нефть в воде» и «вода в нефти», образование которых существенно зависит от ветровых и волновых условий; 3) Мазутно-нефтяные образования, сорбированные на взвешах нефтяные фракции.

Нефтяное загрязнение водной среды имеет трехмерный характер с существенным превышением поверхностного загрязнения (Рис. 1). Использование трехмерных математических моделей наталкивается на ряд вычислительных трудностей, и поэтому возникает проблема составления двумерных моделей трехмерных нефтяных загрязнений. Ниже предлагается один из вариантов решения этой проблемы, а именно, в работе предлагается двумерная математическая модель динамики нефтяного загрязнения Азовского моря с учетом процессов, наиболее существенных для его условий: конвективного переноса, диффузии, испарения, микробиологического разложения и седиментации. Растворение, эмульгирование и диспергирование учитываются косвенно.

Перейдем к формулировке этой двумерной математической модели трехмерного загрязнения. Выберем произвольный малый прямоугольный столп воды (Рис. 2) с объемом, с площадью основания S (на дне и на поверхности воды) и высотой H . Толщина слика h_1 достаточно мала ($1 - 0,1$ мм) по сравнению с h_2 . Введем двухмерную систему координат на поверхности моря, причем (x, y) координаты центра верхнего основания прямоугольного столба воды. Обозначим через $C_1(t, x, y)$ поверхностную концентрацию загрязнения в момент времени t , т.е. отношение массы нефти, содержащейся в выделенной на рис.2 части слика к S .

Вычислим массу всей нефти в прямоугольном столбе воды моря, за исключением массы нефти в слике, осажденной и осаждающейся на дно нефти, и через $C_2(t, x, y)$ обозначим отношение этой массы к площади S . Т.о., $C_2(t, x, y)$ представляет собой усредненную суммарную поверхностную концентрацию растворимых и эмульсионных форм нефти в глубине водной среды, соотношенную к точке поверхности моря.

Обозначим через $C_3(t, x, y)$ отношение массы осажденной и осаждающейся на дно нефти к площади S . $C_3(t, x, y)$ представляет собой усредненную суммарную поверхностную концентрацию осажденной и осаждающейся на дно нефти, соотношенную к точке поверхности моря.

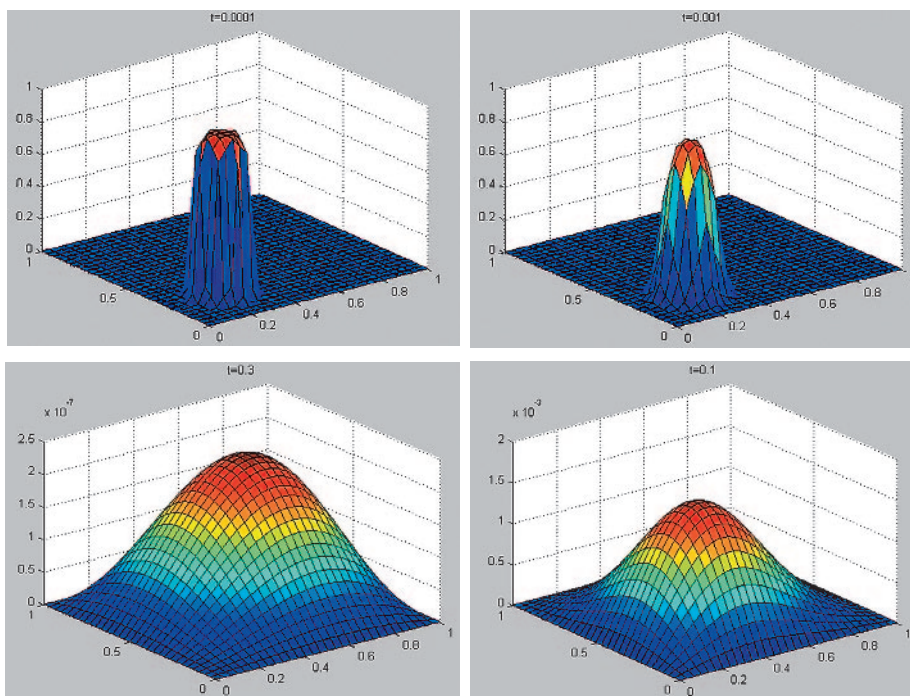


Рис. 3. Изменение концентрации нефти N_1 с течением времени. а) $t=0.0001$, б) $t=0.001$, в) $t=0.1$, макс. значение N_1 равно 0.002 , г) $t=0.3$ макс. значение N_1 равно 0.0000026 .

Рассмотрим, как можно найти объемную концентрацию нефти в момент t в произвольной точке (z, x, y) , где z – глубина, если известны $C_1(t, x, y)$, $C_2(t, x, y)$ и $C_3(t, x, y)$. Объемная концентрация будет кусочно-постоянной функцией глубины, в соответствии со схемой перехода (Рис. 2) и имеющей постоянные значения для слика, около дна и в остальном пространстве. Нужно выделить «соответствующий» прямоугольный параллелепипед с площадью основания S_1 и с объемом V_1 , «соответствующую» концентрацию нефти, а именно $C_1(t, x, y)$, $C_2(t, x, y)$ или $C_3(t, x, y)$, умножить на S_1 и поделить на V_1 . Для упрощения математического моделирования, считаем, что имеется только два вида нефтеокисляющих микроорганизмов, способных преимущественно разлагать нефтяное загрязнение: на поверхности и в глубине водной среды, соответственно.

Обозначим через $B_1(t, x, y)$ – поверхностную концентрацию микроорганизмов, т.е. отношение массы микроорганизмов, содержащейся в выделенной на рис. 2 части слика к площади S .

Вычислим массу микроорганизмов в прямоугольном столбе воды моря, за исключением массы микроорганизмов в слике и через $B_2(t, x, y)$ обозначим отношение этой массы к площади S . Таким образом, $B_2(t, x, y)$ представляет собой суммарную концентрацию микроорганизмов в глубине моря, соотношенную к точке (x, y) поверхности моря. Объемную концентрацию микроорганизмов можно найти аналогично объемной концентрации нефти, как

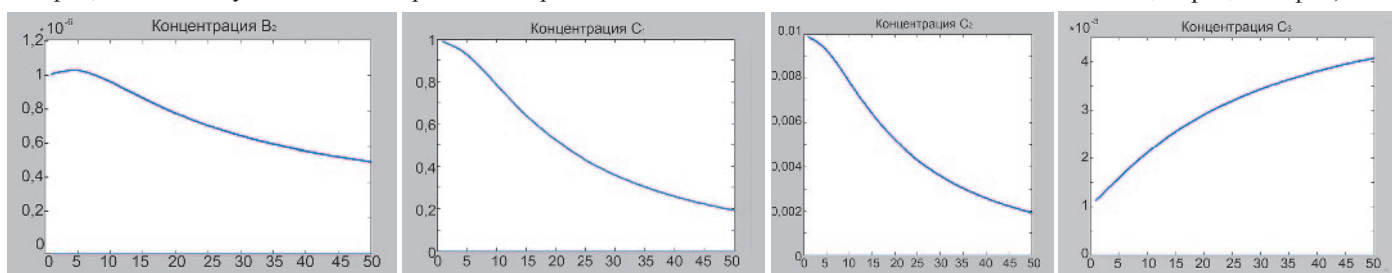


Рис. 4. Изменение концентрации нефти (а, б, в) и нефтеокисляющих микроорганизмов (г) в центре нефтяного загрязнения с течением времени.

это было показано выше.

Для математического моделирования процесса микробной деструкции нефти, попавшей в море, сделаем следующие предположения:

1) Процессы испарения, растворения, биологического окисления происходят независимо друг от друга, т.е. взаимным влиянием этих процессов мы пренебрегаем. Такой подход широко распространен.

2) Процесс микробного окисления происходит в широком температурном диапазоне, т.к. большинство нефтеокисляющих микроорганизмов жизнеспособно и при высокой температуре (порядка 30 – 70°C), и при очень низкой температуре (порядка -10 – 0°C). При граничных высоких и низких температурах в зависимости от вида, некоторые микроорганизмы проявляют повышенную активность, но мы этим фактом пренебрегаем. Существуют различные зависимости скорости роста $l(T(t))$ и отмирания $m(T(t))$ и коэффициента насыщения $k_s(T(t))$ популяции нефтеокисляющих микроорганизмов от температуры (Дембицкий и др., 2003), т.е. различные функции $l(T(t))$, $m(T(t))$, $k_s(T(t))$. В данной работе эти функции используются с учетом специфики района нефтяного загрязнения, вида нефтеокисляющих микроорганизмов, а также условий внесения биопрепаратов.

3) Скорость роста популяции нефтеокисляющего микробного населения пропорциональна ее численности. В работе моделирование изменения численности популяции нефтеокисляющего микробного населения будем проводить на основе одного из фундаментальных предположений, лежащих в основе всех моделей роста популяции: скорость роста популяции пропорциональна ее численности, математически этот закон записывается с помощью уравнения Мальтуса:

$$\partial B / \partial t = FB, \tag{1}$$

где B – численность бактериального населения, t – время, F в общем случае может быть функцией, как самой численности, так и времени и зависеть от других внешних и внутренних факторов.

4) Очевидно, что если коэффициент пропорциональности в (1) является постоянной, т.е. $F = \text{const}$, то численность бактериального населения будет расти неограниченно по экспоненциальному закону. Это возможно при отсутствии каких-либо ограничений на скорость изменения численности популяции. В условиях лимитирования по субстрату скорость изменения численности популяции растет пропорционально концентрации субстрата, т.к. из множества необходимых для жизнедеятельности пищевых компонентов, субстратов, потребляемых организмами исследуемой популяции, субстрат, находящийся в наименьшей доступности и лимитирующий ростовые процессы, определяет скорость размножения. Этот принцип известен как принцип минимума Либиха. Причиной ограничения роста популяции нефтеокисляющих бактерий в данной работе предполагается лимитирование по количеству доступной для бактерий нефти. В некоторых случаях нужно учесть лимитирование по количеству доступного кислорода, фосфора и т.д.

5) Убыль нефтепродукта пропорциональна численности нефтеокисляющих микроорганизмов, т.к. из микробиологических исследований известно, что в условиях лимитирования по субстрату скорость изменения численности популяции растет пропорционально концентрации субстрата, а при избытке субстрата выходит на постоянную величину. В течение некоторого времени численность популяции растет экспоненциально, пока скорость роста не начинает лимитироваться какими-либо другими факторами. Зависимость скорости роста F в уравнении Мальтуса от количества субстрата может быть описана уравнением Моно (2):

$$F(C) = \frac{\mu_m(T(t))C}{C + K_s(T(t))}, \tag{2}$$

где μ_m – максимальная возможная скорость роста бактерий при избытке субстрата, C – концентрация субстрата (нефтепродукта), K_s – коэффициент насыщения, имеющий размерность, аналогичную размерности субстрата.

6) Различные виды микробных сообществ обладают своими свойствами, подчиняются своим законам взаимодействия. Кроме того, современная микробиология нефтеокисляющих микроорганизмов все время развивается, и выпускаются новые биопрепараты в том числе, биоконфлекссы, содержащие комплексы простейших микроорганизмов. В данной работе биопрепараты, в состав которых входят микроорганизмы со сложной организацией не рассматриваются, поскольку для определения основных закономерностей процесса биологической деструкции и грубой оценки нужного количества биопрепарата, на начальном этапе исследования необходимо использовать наиболее простую модель, отражающую основные свойства, характерные для всех видов микробных сообществ.

Таким образом, для описания динамики популяции нефтеокисляющих микроорганизмов будем использовать уравнения Мальтуса и (2) с учетом их отмирания:

$$\frac{\partial B}{\partial t} \sim \frac{\mu_m(T(t))C}{C + K_s(T(t))} B - \lambda(T(t)) B, \tag{3}$$

где $\lambda(T(t))$ – скорость отмирания клеток. Из (3) следует, что рост микробной популяции в единицу времени пропорционален величине концентрации нефти и зависит от количества лимитирующего субстрата, а убыль популяции происходит за счет естественной смертности микроорганизмов.

Для описания взаимосвязи изменения концентрации нефти и изменения численности нефтеокисляющих микроорганизмов будем исходить из того, что убыль нефтепродукта пропорциональна численности микроорганизмов. Отсюда, концентрация нефти C изменяется во времени и зависит от численности микроорганизмов B по закону:

$$\frac{\partial C}{\partial t} \sim \frac{\mu_m(T(t))C}{C + k_s(T(t))} B. \tag{4}$$

С учетом сделанных выше предположений, а также принимая во внимание уравнения (2), (3) и (4), получим следующую систему уравнений, описывающую изменение численности популяции нефтеокисляющих микроорганизмов при условии ограниченности по субстрату, конвективного переноса и диффузии нефтяного загрязнения с учетом изменения концентрации нефти при микробном окислении.

Система уравнений для искомых функций имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_1}{\partial t} + U_{11} \frac{\partial C_1}{\partial x} + V_{12} \frac{\partial C_1}{\partial y} &= K_{11} \frac{\partial^2 C_1}{\partial x^2} + K_{12} \frac{\partial^2 C_1}{\partial y^2} - \\ &- \alpha_1(t, x, y) C_1 - \frac{\mu_1(T(t)) C_1 B_1}{C_1 + k_1(T(t))} + f_1(t, x, y) \\ \frac{\partial C_2}{\partial t} + U_{21} \frac{\partial C_2}{\partial x} + V_{22} \frac{\partial C_2}{\partial y} &= K_{21} \frac{\partial^2 C_2}{\partial x^2} + K_{22} \frac{\partial^2 C_2}{\partial y^2} - \\ &- \alpha_2(t, x, y) C_2 - \frac{\mu_2(T(t)) C_2 B_1}{C_2 + k_2(T(t))} + f_2(t, x, y) \\ \frac{\partial C_3}{\partial t} &= \alpha_3(t, x, y, C_3) C_3 \\ \frac{\partial B_1}{\partial t} + U_{11} \frac{\partial B_1}{\partial x} + V_{12} \frac{\partial B_1}{\partial y} &= K_{11} \frac{\partial^2 B_1}{\partial x^2} + K_{12} \frac{\partial^2 B_1}{\partial y^2} + \delta_{11} \frac{\partial C_1}{\partial x} \frac{\partial B_1}{\partial x} + \\ &+ \delta_{12} \frac{\partial C_1}{\partial y} \frac{\partial B_1}{\partial y} + \left(\frac{d_{11} \mu_1(T(t)) C_1}{C_1 + k_1(T(t))} + \frac{d_{12} \mu_2(T(t)) C_2}{C_2 + k_2(T(t))} - \lambda_1(T(t)) \right) B_1 = 0 \\ \frac{\partial B_2}{\partial t} + U_{21} \frac{\partial B_2}{\partial x} + V_{22} \frac{\partial B_2}{\partial y} &= K_{21} \frac{\partial^2 B_2}{\partial x^2} + K_{22} \frac{\partial^2 B_2}{\partial y^2} + \delta_{21} \frac{\partial C_2}{\partial x} \frac{\partial B_2}{\partial x} + \\ &+ \delta_{22} \frac{\partial C_2}{\partial y} \frac{\partial B_2}{\partial y} + \left(\frac{d_{21} \mu_1(T(t)) C_1}{C_1 + k_1(T(t))} + \frac{d_{22} \mu_2(T(t)) C_2}{C_2 + k_2(T(t))} - \right. \\ &\left. - \lambda_2(T(t)) \right) B_2 = 0. \end{aligned} \tag{5}$$

В уравнениях $(U_{ij}, V_{ij}), (U_{2i}, V_{2i})$ – компоненты вектора скорости поверхностного и глубинного течений, удовлетворяющие уравнению неразрывности, (K_{ij}, K_{ij}) – коэффициенты турбулентной диффузии на границе раздела фаз воздух/вода, K_{2j}, K_{2j} – коэффициенты диффузии нефти в водной среде; $\lambda_j(T(t))$ – скорости естественного отмирания j -того вида нефтеокисляющих микроорганизмов; $\mu_j(T(t))$ – максимальная скорость роста j -того вида нефтеокисляющих микроорганизмов при деструкции i -той фракции; $k_j(T(t))$ – коэффициент насыщения j -того вида микроорганизмов, имеющий ту же размерность, что и субстрат, l_{ij} – коэффициент пропорциональности количества бактерий j -того вида и поглощенного субстрата для i -той фракции.

В отсутствии других механизмов изменения, количество микроорганизмов увеличивается максимально при движении в направлении увеличения пищи, т.е. вдоль градиента C_i , и при этом скорость их увеличения пропорциональна их количеству, следовательно, количество микроорганизмов увеличивается максимально при движении в направлении градиента M_j , таким образом:

$$\frac{\partial B_j}{\partial t} \sim (\text{grad } C_i, \text{grad } B_j).$$

При построении конкретных моделей и сценариев развития нефтяного загрязнения к этим уравнениям добавляются краевые условия. Эти условия определяют конкретную математическую модель и зависят, например, от методов борьбы с нефтяными загрязнениями, от способов использования биопрепаратов и т.д. Рассмотрим некоторые из этих случаев. Пусть $U \subset E^2$ – некоторая прямоуголь-

ная область, включающая исследуемую часть моря с прилегающей сушей (берегом), $D \subset U$ – область нефтяного пятна, меняющаяся со временем, граница области определяется условием $C_i(t, x, y) |_{(x,y) \in D} = C_{\text{нрк}}, t \geq 0$. В зависимости от объема нефтяного загрязнения, условий окружающей среды, используемых методов сбора нефти на начальной стадии борьбы с нефтяным загрязнением, форма нефтяных пятен бывает различной. В данном случае будем рассматривать простейший случай, когда область нефтяного загрязнения D представляет собой односвязную область.

Предполагаем, что в начальный момент времени t распределение концентрации и нефтеокисляющих микроорганизмов известны и задаются функциями $C_{i0}(x, y), B_{i0}(x, y)$:

$$\begin{aligned} C_i(t, x, y) |_{t=0} &= \begin{cases} C_{i0}(x, y), (x, y) \in D \\ 0, (x, y) \in U \setminus D \end{cases} \\ B_i(t, x, y) |_{t=0} &= \begin{cases} B_{i0}(x, y), (x, y) \in D \\ 0, (x, y) \in U \setminus D. \end{cases} \end{aligned} \tag{6}$$

Выбирая функцию $B_{i0}(x, y)$, можно исследовать естественную или искусственную биодеструкцию, учесть разные способы внесения биопрепаратов.

Рассмотрим различные граничные условия.

1) Нефтяное загрязнение находится достаточно далеко от берега, так что, например, используя биологические препараты, удастся ликвидировать нефтяное загрязнение до того, как оно приблизится к берегу, тогда влиянием берега можно пренебречь. В этом случае для системы уравнений (5) – (6) ставятся только начальные условия, и получаем для определения искомых функций задачу Коши.

2) Предположим, что нефтяное загрязнение удерживается боновыми заграждениями, причем протечками нефти за пределами боновых заграждений можно пренебречь, тогда ставятся следующие граничные условия

$$C_i |_{(x,y) \in \partial U} = 0, B_i |_{(x,y) \in \partial U} = 0,$$

где ∂U – линия боновых заграждений. Эти граничные условия вместе с начальными условиями и системой уравнений задают краевую задачу для определения искомых функций. Заметим, что при этом конвективным переносом можно пренебречь.

3) Если пятно расположено достаточно близко к берегу и возможен выброс на берег, то постановка граничных условий, связанных с берегом, зависит от физико-химических свойств нефти и морфологической структуры побережья.

Для численного решения краевой задачи использовались явная и неявная разностные схемы. В последнем случае для решения полученных нелинейных разностных уравнений использовался специальный метод последовательных приближений.

Было проведено большое количество вычислительных экспериментов, которые позволили выявить ряд основных закономерностей деструкции нефтяного загрязнения с учетом выявленных выше особенностей Азовского моря.

Предположим, что разлилось небольшое количество нефти и образовалось нефтяное пятно. Как показано на рис. 3, пятно переносится по течению и одновременно за счет диффузии, испарения, выпадения в осадок и микробиологического окисления концентрация нефти на поверхности и растворенной в глубине водной среды убывает (Рис. 4а,

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Сайклинг-процесс успешно применяется на газоконденсатных месторождениях в Северном море (например, месторождения Smorbukk, Sleipner Ost Ty), в России его эффективность показана лишь в рамках исследовательских работ. В статье приведены результаты вычислительных экспериментов по поиску возможностей повышения энергоэффективности сайклинг-процесса для условий небольших уникальноконденсатных месторождений.

Ключевые слова: сайклинг-процесс, повышение эффективности, газоконденсат, моделирование.

Сайклинг-процесс – способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт, который решает две очень важные задачи разработки месторождения: поддержание пластового давления, которое препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, а следовательно и их вероятной потере; позволяет законсервировать запасы газа данного месторождения до момента, пока не образуются благоприятные условия для его реализации.

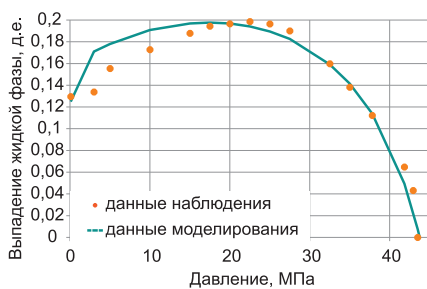


Рис. 1. Изотерма конденсации смоделированной пластовой системы.

Сайклинг-процесс успешно применяется на газоконденсатных месторождениях в Северном море (например, месторождения Smorbukk, Sleipner Ost Ty), в России его эффективность

показана лишь в рамках исследовательских работ. В работе (Бруссилковский и др., 2009) приведен обзор критериев определения типов пластовых флюидов, где говорится, что, по оценке Р. Moses, начальный эксплуатационный газовый фактор для газоконденсатных залежей находится в диапазоне от 540 до 27000 см³/м³, при этом нижняя граница соответствует уникальноконденсатным залежам. Северо-Елтышевское месторождение можно отнести к уникальноконденсатным объектам.

Предпосылками осуществления сайклинг-процесса на этом месторождении являются: высокий конденсатогазовый фактор достигающий 861,4 г/м³ (1135 см³/м³); близость начального пластового давления (43,95 МПа) и давления начала конденсации (42,11 МПа); пластовая смесь имеет

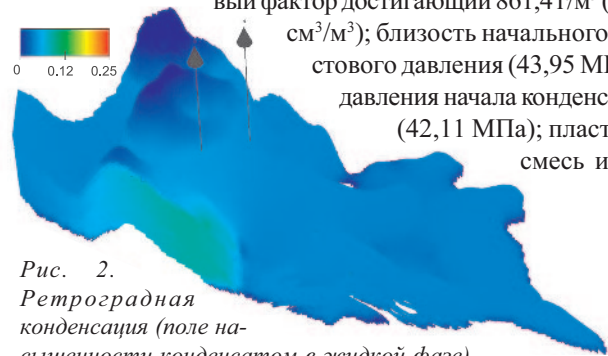


Рис. 2. Ретроградная конденсация (поле насыщенности конденсатом в жидкой фазе).

Окончание статьи А.А. Корнева, С.И. Дембицкого, М.Х. Уртенова «Математическое...»

б). Как видно из рис.4в количество выпадающей в осадок нефти увеличивается и постепенно стабилизируется. Одновременно, концентрация нефтеокисляющих микроорганизмов сначала растет по экспоненциальному закону, затем стабилизируется, а потом линейно убывает (Рис. 4г).

Предполагаемую математическую модель можно использовать для мониторинга поведения нефти в море при решении задач по предупреждению и ликвидации реальных аварийных разливов нефтепродуктов в Азовском море при проведении буровых работ и транспортировке.

Литература

Дембицкий С.И., Дунаев И.М., Лаврентьев А.В., Ларионов А.В., Уртенев М.Х. Математические модели динамики и деструкции нефтяного slicka на акватории Черного моря. Краснодар. 2003.

Доценко С.А., Рясинцева Н.И., Савин И.П., Саркисова С.А.. Специфические черты гидрологического и гидрохимического режимов и уровня загрязнения прибрежной зоны моря в районе Одессы. Исследование шельфовой зоны Азово-Черноморского бассейна. Сб. научн. тр. МГИ НАН Украины. 1995.

А.А. Kornev, S.I. Dembitskij, M.K. Urtenov. **Mathematical modeling of oil pollution destruction in Sea of Azov.**

The mathematical model of the oil pollution destruction taking into consideration convective transport, diffusion, evaporation, dissolution, emulsification, disintegration, aggregation, microbiological destruction, sedimentation as the most specific for oil transformation in Sea of Azov is introduced.

Keywords: mathematical modeling, destruction, oil pollution, convection carry, diffusion, microbiological decomposition.

Алексей Александрович Корнев
Генеральный директор ООО "Прогрейс".

350007, Россия, г. Краснодар, ул. Песчаная, 9.
Тел.: (905)4387786.

Станислав Иосифович Дембицкий
Зав. каф. геофизических методов поисков и разведки,
проф., д.физ.-мат.н.

Махамет Хусеевич Уртенев
Зав. каф. прикладной математики, проф., д.физ.-мат.н.

Кубанский государственный университет
350007, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, д.149.
Тел.: (961)5038918.

крутую изотерму пластовых потерь конденсата (Рис. 1).

Наиболее привлекательным средством мониторинга пластовой системы и инструментом визуализации происходящих явлений для газоконденсатных месторождений можно считать композиционное моделирование, именно поэтому модель, выполненная на основе этого инструмента и адаптированная по истории разработки, была выбрана для проработки высказанной гипотезы. Композиционное моделирование позволило охарактеризовать масштабы негативных последствий изменения пластовой системы и получить основу для принятия решений по их предотвращению. На рисунке 2 отображено возможное состояние пласта T_1 Северо-Елтышевского месторождения в результате процесса ретроградной конденсации.

Объемы потерь конденсата при этом значительны. Насыщенность конденсатом в жидкой фазе ниже границы его подвижности, следовательно без применения вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи извлечь его не представляется возможным. Исследование возможности реализации сайклинг-процесса на Северо-Елтышевском месторождении проведенное специалистами ТатНИПИнефть показало его высокую эффективность, которая достигается значительным сокращением потерь связанных с ретроградной конденсацией и более рациональным использованием пластовой энергии (Зубарев и др., 2009).

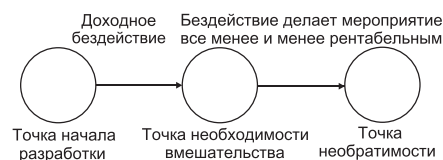
Целью дальнейших исследований стал поиск возможностей повышения энергоэффективности сайклинг-процесса для условий небольших уникальноконденсатных месторождений. Для повышения энергоэффективности процесса необходимо ответить на следующие вопросы: когда лучше начать воздействие чтобы получить максимальную отдачу; какую часть ресурсов во время осуществления процесса можно высвободить без потери его эффективности и на каком этапе; насколько агрессивную стратегию разработки мы можем себе позволить?

Для ответа на первый вопрос постараемся отобразить жизненный цикл месторождения с точки зрения необходимости внедрения технологии повышения нефтеизвлечения (Рис. 3). Первой точкой жизненного цикла месторождения будет начало разработки. Эта точка служит началом периода «доходного бездействия», когда отказ от применения технологий воздействия на пласт приводит лишь к повышению эффективности разработки или, как минимум, не усугубит ее. Период завершается «точкой необходимости вмешательства», когда дальнейшие проволочки могут стоить существенных потерь. Начиная с этого момента эффективность технологии начинает снижаться с каждым днем, пока не достигнет «точки необратимости», при которой эффективность технологии нулевая.

Для нахождения основных вех жизненного цикла Северо-Елтышевского месторождения был проведен ряд вычислительных экспериментов отличающихся временем инициации сайклинг-процесса. При этом, для наглядности результатов, были приняты следующие допущения: все 5 скважин вводились одновременно в начале расчета; при эксплуатации добывающих скважин, в соответствии с рекомендациями по Оренбургским месторождениям, снижение забойного давления ниже 70 % от давления начала выпадения конденсата не допускалось; в пласт нагнетался весь добываемый на месторождении газ.

Эксперименты проводились с шагом шесть месяцев,

Рис. 3. Схематическое изображение жизненного цикла месторождения с точки зрения необходимости внедрения технологии повышения нефтеизвлечения.



потому очень хорошо отображен крутой характер кривой изменения накопленной добычи конденсата и видно, что истощение позволяет достичь более высокой конденсатоотдачи, чем сайклинг-процесс на поздней стадии (Рис. 4).

В качестве параметра технологической эффективности сайклинг-процесса выбрана дополнительная добыча конденсата приходящаяся на единицу нагнетаемого газа. Примечательно, что даже для месторождений с высоким конденсатогазовым фактором существует период «доходного бездействия», который предоставляет время для всестороннего анализа месторождения и принятия верных решения, позволяющие избежать потерь ценных ресурсов.

Основной вывод который позволяет сделать проведенное исследование – это необходимость осуществления сайклинг-процесса на максимально раннем этапе разработки уникальноконденсатных месторождений. То есть с момента получения первых пластовых проб, позволяющих характеризовать месторождение как уникальноконденсатное, у компании недропользователя будет год или два (в зависимости от темпов разбуривания и агрессивности стратегии разработки) для инициации сайклинг-процесса на месторождении, если основной целью является добыча конденсата. В нашем случае «точка необратимости» определена с точки зрения эффективности технологии, но на практике она будет определяться экономическими показателями и оставит куда меньшее время для принятия решения и успешного применения сайклинг-процесса. Со временем нагнетаемый газ прорывается к забоям добывающих скважин, но он сходен по составу с попутным и потому единственной проблемой становится возрастающий объем попутного газа без ухудшения его качества.

Увеличение мощностей системы поддержания пластового давления на завершающей стадии становится нерентабельно. К этому времени пластовая смесь обеднена, что значительно снижает ее чувствительность к изменению термодинамических условий и позволяет снижать пластовое давление. Поэтому часть газа сверх пропускной возможности системы поддержания пластового давления направляется на реализацию, при этом сайклинг-процесс становится частичным и характеризуется снижением пластового давления.

Возможно ли на завершающей стадии сайклинг-процесса высвободить ресурсы газа и направить их потребителю без снижения газоотдачи? Возможно, если нагнетать в пласт вместо попутного газа дымовой. При этом часть попутного газа будет сжигаться с получением электроэнергии и дымовых газов, а остальная часть пойдет на реализацию.

Процесс вытеснения метана не углеводородным газом исследовался на физических и цифровых моделях в работе (Sim et al., 2008). В качестве агента вытеснения использовался дымовой газ с высоким содержанием CO_2 и незначительным содержанием SO_2 и N_2 . Показано, что газоотдача достигает 70 – 90 %, и что механизм процесса может быть довольно точно описан в коммерческих симуляторах (в работе использовался CMG GEM).

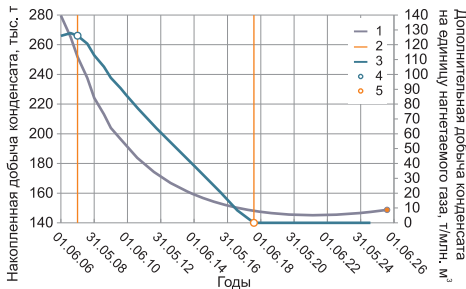


Рис. 4. Результаты экспериментов по изучению зависимости эффективности сайклинг-процесса от времени его инициации. 1 – Накопленная добыча конденсата в зависимости от времени начала сайклинг-процесса; 2 – л2; 3 – Дополнительная добыча конденсата приходящаяся на единицу нагнетаемого газа; 4 – Точка необходимости вмешательства; 5 – Точка необратимости.

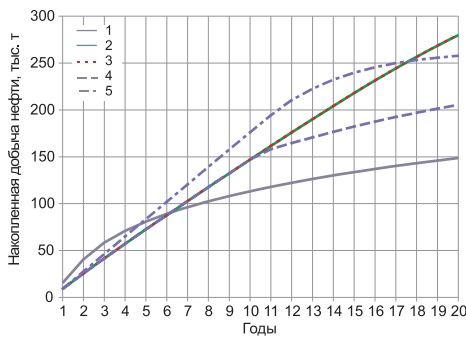


Рис. 5. Результаты экспериментов по поиску возможности высвобождения ресурсов газа. 1 – Разработка на истощении; 2 – Сайклинг-процесс с начала разработки; 3 – Сайклинг-процесс с переходом на нагнетание дымового газа; 4 – Сайклинг-процесс с переходом на истощение при забойных давлениях не ниже 70 % давления начала конденсации; 5 – Сайклинг-процесс с переходом на истощение при дебите 10 % от свободного дебита скважины.

Особое внимание следует уделить эксперименту по вытеснению метана дымовым газом (Turta et al., 2008), в ходе которого установлено, что газотдача при нагнетании дымового газа, состоящего на 84 % из N₂ и на 14 % из CO₂, на 6 % выше, чем при нагнетании чистого углекислого газа. В случае с чистым углекислым газом прорыв нагнетаемого газа наблюдался после прокачки 0,6 поровых объемов, а при использовании дымового газа – 0,66 поровых объемов, и при этом CO₂ в составе добываемой смеси появляется лишь после прокачки 0,81 порового объема.

Ввиду того, что основным продуктом на Северо-Елтышевском месторождении является конденсат, а газ вторичен, то необходимо четко представлять, как переход на нагнетание углеводородного газа отразится на конденсатотдаче. Влияние углеводородного газа на испарение выпавшего конденсата зависит от его состава (Абасов и др., 2003). В ходе экспериментов в бомбе PVT по исследованию процесса испарения конденсата путем воздействия на него газом с различным содержанием азота и углекислого газа установлено, что с ростом процентного содержания азота в составе «сухого» газа с 20 до 100 % количество испарившегося конденсата снизилось с 22 до 2,5 %. А с ростом содержания в системе углекислого газа в интервале 10 – 30 % количество испарившегося конденсата выросло и при 30 % содержании углекислого газа достигло 37,7 %.

С учетом вышесказанного на модели был поставлен эксперимент по переходу на нагнетание дымового газа после прорыва нагнетаемого попутного газа. Результаты показывают (Рис. 5), что переход на нагнетание дымового газа в 2016 г. позволяет не только высвободить 425 млн. м³ газа и направить на генерацию электроэнергии, но и повысить на 5 т/млн.м³ дополнительную добычу на единицу нагнетаемого газа. В эксперименте накопленная добыча конденсата при переходе на нагнетание дымового газа возросла лишь на 1 тыс. т, более высокие результаты были достигнуты при

больших объемах нагнетания (Ибатуллин и др., 2009).

Также для сравнения были рассчитаны варианты предусматривающие переход на истощение после осуществления сайклинг-процесса после прорыва нагнетаемого попутного газа к забоям добывающих скважин. Данное мероприятие оказалось менее успешным, чем переход на нагнетание дымового газа. Оно позволило высвободить значительные ресурсы газа (528 млн. м³) ценой существенного снижения накопленной добычи конденсата и дополнительной добычи на единицу нагнетаемого газа (Рис. 5).

Также актуальным оказалось исследование возможности применения более агрессивных технологий разработки. Так переход на работу на постоянном дебите равном 10 % от свободного дебита скважины, который оказался крайне негативным при работе на истощении, оказался применимым при поддержании пластового давления (сайклинг-процессе). Применение подобной технологии привело к снижению накопленной добычи конденсата на 21 тыс. т, но при этом повысило показатель дополнительной добычи на единицу нагнетаемого газа на 52 т/млн.м³ и высвободило более 700 млн. м³ газа.

Литература

Абасов М.Т., Аббасов З.Я. и др. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений. *Геология нефти и газа*. 2003. № 3. 48-51.
 Брусиловский А.И., Нугаева А.Н., Хватов И.Е. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов. *Газовая промышленность*. Приложение. 2009. 13-18.
 Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В. Предпосылки и перспективы применения сайклинг-процесса на Северо-Елтышевском месторождении. Анализ на основе гидродинамического моделирования. *Сб. тр. «ТатНИПИнефть. ОАО «Татнефть»*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2009.
 Ибатуллин Р.Р., Зубарев В.В., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В. Исследование возможности перехода на нагнетание углеводородного газа на заключительной стадии сайклинг-процесса. *Сб. тр. «ТатНИПИнефть. ОАО «Татнефть»*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2009.
 Steve S.K. Sim, Patric Brunelle, Alex T. Turta, Ashok K. Sigal. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases from Combustion of Bitumen. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. U.S.A. 2008. SPE 113468.
 Turta A.T., Sim S.S.K. et al. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2008. № 10. 39-44.

V.V. Zubarev. Numerical simulation results of cycling process efficiency improvement.

Cycling Process is successfully used to increase gas condensate reservoirs recovery in the North Sea (Smorbukk, Sleipner Ost TY, etc.). In Russia efficiency of this technology has been approved through many researches, but field examples are still lacking. This paper considers numerical simulation of cycling process efficiency improvement for small very rich gas condensate fields.

Keywords: cycling process, efficiency improvement, gas condensate.

Виктор Владимирович Зубарев

Инженер отдела РИТ и МПС. Научные интересы: газовые и водогазовые методы увеличения нефтеотдачи, технологии повышения энергоэффективности процессов при разработке месторождений.



Институт ТатНИПИнефть ОАО "ТАТНЕФТЬ". 423236, РТ, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32. Тел. : (85594) 7-85-28.