

научно-технический журнал
Георесурсы

4(27) 2008



60 лет

**промышленной разработке
Ромашкинского нефтяного месторождения**

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

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Н.Н. Христофорова
e-mail: Natalya.Khristoforova@ksu.ru

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

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурина, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запиров, 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. Плотнокова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Зам. главного редактора:
А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Технический редактор: В.Н. Малинина
Верстка, дизайн обложек: Д.А. Христофорова, А.В. Николаев. Отдел распространения: С.С. Ионина

Адрес редакции:

Казанский государственный университет
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел\факс: +7 8432 924454
Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)
e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел\факс +7 8432 924454
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

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 онлайн».

Отпечатано в ООО «Карты»,
420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 60,
Тел\факс: +7 843 2519708, e-mail: karti@inbox.ru
Тираж 1500.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

Р.Х. Муслимов
Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений 2

И.А. Ларочкина
Рациональная методика поисков и разведки залежей нефти в нефтегазоносных комплексах 6

Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, С.Е. Войтович, В.А. Екименко, В.Г. Базаревская
Новые технологии повышения эффективности подготовки выявленных структур для поисково-разведочного бурения 10

В.А. Екименко
Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей 14

И.А. Ларочкина
Новая модель тектонического строения структуры кристаллического фундамента Татарстана 17

Р.С. Нурмухаметов, И.Н. Файзуллин, Т.Г. Сингатуллина
Основные результаты разработки опытных участков на залежах №№ 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения 23

Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, В.Б. Либерман
Особенности геологоразведочных работ в районах с высокой освоенностью недр (на примере Республики Татарстан) 26

В.М. Хусаинов, Р.Г. Ахметзянов, Н.И. Хаминов
Совершенствование системы разработки остаточных запасов пашийского горизонта Ромашкинского месторождения с учетом техногенных изменений 29

В.В. Ананьев, В.П. Носко, Д.В. Мельников
О прогнозе нефтенасыщенности пластов терригенного девона в пределах Северо-Татарского свода 31

А.К. Доронкин, А.А. Звезгинцев, Т.Н. Ишуев, Р.М. Карabanова, Н.Ф. Малов
Состояние и перспективы развития скважинной сейсморазведки в Республике Татарстан 35

Д.К. Нурғалиев, И.Ю. Чернова
Современные технологии прогнозирования и поиска залежей углеводородов (на примере западной части территории Республики Татарстан) 39

Р.Н. Дияшев
О тенденциях применения МУН в мире: уроки для использования при добыче высоковязких и тяжелых нефтей карбона на землях Татарстана 42

В.Ю. Булгаков, Т.С. Салихова, С.Г. Агафонов
Результаты первых сейсморазведочных исследований акваториальных частей Куйбышевского водохранилища 46

Книги

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Р.Х. Муслимов.....22

На обложках

Схема разработки Ромашкинского нефтяного месторождения.....1

ОСВОЕНИЕ СУПЕРГИГАНТСКОГО РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ВЫДАЮЩИЙСЯ ВКЛАД УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ РОССИИ В МИРОВУЮ НЕФТЯНУЮ НАУКУ И ПРАКТИКУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье анализируется 60-летний опыт разведки, доразведки, проектирования и внедрения прогрессивной системы разработки – внутриконтурного заводнения на супергигантском Ромашкинском нефтяном месторождении. Показано его прошлое, настоящее и будущее, а также значение внедренной системы разработки для развития нефтяной индустрии в б.СССР и мире.

Ключевые слова: супергигантское Ромашкинское месторождение, разработка нефтяных месторождений.

Уникальное Ромашкинское месторождение, которое по международной классификации относится к супергигантам и входит в первую десятку крупнейших месторождений мира, было открыто в 1943 г.

Открытие Ромашкинского месторождения явилось подлинным триумфом геологической науки, продолжившей традиции прогрессивных ученых России и Казанского университета о связи поверхностных нефтепроявлений с залежами нефти на глубине.

Разведка месторождения длилась более 50 лет, месторождение было оконтурено и на нем разведаны основные горизонты. Доразведка локально нефтеносных горизонтов девона и карбона продолжается.

Нефтеносность установлена в 22 горизонтах девона и карбона, промышленные притоки получены в 18 горизонтах. Основным объектом являются залежи нефти терригенного девона, затем терригенные отложения нижнего карбона. Всего выявлена 421 залежь, из которых 41 – в терригенном девоне, 162 – в терригенных отложениях нижнего карбона.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения позволило нефтяникам Татарстана за короткий срок занять ведущее место в стране по нефтедобыче.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения явилось большим вкладом нефтяников Татарстана в мировую нефтяную науку. Кроме передовых методов разведки и подготовки к освоению, на нем впервые в мировой практике в широком масштабе было успешно применено заводнение, позволившее ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов.

Освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений (Рис. 1). Оно позволило коренным образом изменить системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны.

На основании обобщения опыта ускоренной разведки Ромашкинского месторождения научно обоснована комплексная методика подготовки к разработке крупных нефтяных месторождений, заключающаяся в поэтапном проведении геологоразведочных работ (ГРП), целенаправ-

ленной работе по обобщению всех материалов геолого-физических исследований, повышению роли эксплуатационного бурения в изучении базисного и особенно вышележащих объектов за счет применения новой техники и технологии доразведки (Муслимов и др., 1974).

Ромашкинское месторождение уже несколько десятилетий является поистине полигоном, на котором испытываются многие новейшие технологии, оборудование, приборы и методы контроля и регулирования процессов разработки. На месторождении решаются проблемные вопросы по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу (основные площади мест-я), ускоренному созданию фронта заводнения (Азнакаевский эксперимент), снижению давления на забое добывающих скважин ниже давления насыщения (Ташляярский эксперимент), улучшению выработки слабопроницаемых пластов и ВНЗ (Абдрахмановская, Западно-Ленинградская, Алькеевская, Восточно-Ленинградская площади), оптимизации давления нагнетания (Абдрахмановская пл.), применению гидродинамических и третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), новых методов контроля и регулирования процессов разработки.

В области технологии разработки были решены следующие проблемы (Муслимов, 1979):

- показаны основные недостатки методов заводнения для эксплуатации неоднородных расчлененных объектов, разбуренных единой сеткой скважин, и на основе этого уточнены принципы рациональной разработки месторождений, обеспечивающие полноту охвата пластов заводнением, улучшение условий дренирования запасов, опережающую выработку базисных пластов;

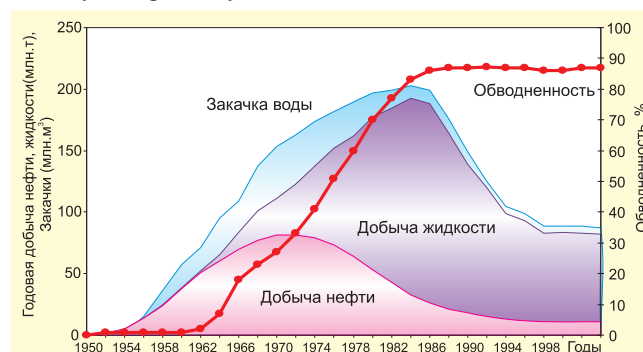


Рис. 1. График разработки Ромашкинского месторождения.

- обоснованы системы разработки высокопродуктивных залежей маловязких нефтей, приуроченных к сложнопостроенным терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающие достижение высокой (до 50 – 60 %) нефтеотдачи;

- показаны особенности поздней стадии разработки месторождения и рекомендованы пути обеспечения наиболее полной отработки охваченных заводнением активных запасов нефти (АЗН), научно обоснованы системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН);

- решена проблема эффективной (с достижением нефтеотдачи до 40 – 45 %) системы разработки залежей нефти повышенной вязкости (до 60 мПа·с) в терригенных коллекторах путем применения системы избирательного заводнения с закачкой воды в водоносные «окна» внутри залежи, применения физико-химических МУН, внедрения нестационарного заводнения, оптимизации давления нагнетания и плотности сеток скважин;

- научно обоснована эффективная система разработки залежей высоковязкой нефти (более 60 мПа·с) в достаточно проницаемых терригенных коллекторах и обоснованы критерии применения методов заводнения для залежей высоковязких нефтей в карбонатных пластах;

- доказано существенное влияние плотности сетки скважин на производительность, технико-экономические показатели (ТЭП) разработки и нефтеотдачу неоднородных расчлененных объектов, сформулированы принципы рациональности начального и конечного уплотнения сетки скважин, уточнены понятия резервного фонда и обоснованы методы их определения, обоснован принцип и определены условия эффективности применения двухстадийного разбуривания, создана методика рационального разбуривания залежей с весьма неоднородными пластами;

- разработана методика разбуривания зонально неоднородных пластов, позволившая сократить число бурящихся непродуктивных скважин с 8 – 30 % до 1 – 3 %;

- предложены новые методы контроля и регулирования процессов разработки, обоснованы и внедрены различные модификации нестационарного заводнения с переменной направлением фильтрационных потоков жидкости в пласте, уточнено понятие форсированного отбора жидкости, доказана высокая эффективность ввода в разработку недренлируемых запасов, показаны пути существенного снижения добычи попутной воды и закачки воды на поздней стадии, обоснована большая роль водоизоляционных работ для регулирования выработки пластов неоднородного объекта;

- уточнена классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, позволяющие существенно расширить диапазон применения методов заводнения и наиболее эффективных МУН;

- доказана высокая эффективность гидродинамических МУН, которые, согласно проведенным исследованиям, могут увеличить нефтеотдачу на 8 – 10 %, проведена переоценка приоритетности применения третичных МУН.

Совершенствование системы разработки являлось основой для создания условий оптимальной разработки основного эксплуатационного объекта (Рис. 1).

Следующим главнейшим направлением обеспечения оптимальной динамики добычи нефти являлась непрерывная работа по подготовке новых запасов. Прирост зап

сов в течение всего периода разработки в значительной мере компенсировал добычу нефти (при максимальной добыче воспроизводство запасов превышало 80 %, на третьей стадии разработки составляло около 70 %, в настоящее время – около 75 %). За счет разведки было приращено 30 %, доразведки пропущенных горизонтов – 26 %, переоценки запасов – 44%. В таблице 1 показана динамика начальных запасов нефти по годам.

В области техники и технологии бурения и нефтедобычи также решен большой комплекс проблем: • созданы новые конструкции скважин, позволяющие обеспечить надежную изоляцию и охрану питьевых вод, а также создание конструкций скважин для разработки слабопроницаемых и водонефтенасыщенных пластов; • повышена эффективность первичного (в процессе бурения) и вторичного (перфорация) вскрытия пластов; • разработаны новые более эффективные технологии водоизоляционных работ и стимулирования скважин в различных геологических условиях; • созданы эффективные технологии подготовки нефти, сточной и пресной воды для закачки в пласт; • отработаны методы защиты скважин, оборудования, системы закачки, сбора и транспорта от коррозии; • разработана техника и технология применения современных МУН; • отработаны основные вопросы экологического мониторинга геологической среды и окружающей природы.

Проектирование и развитие принципов разработки Ромашкинского месторождения производилось в течение более чем 50 лет, и оно неразрывно связано с тремя Генеральными схемами разработки.

Первый этап проектирования разработки (1949 – 1956 гг.) завершился составлением и утверждением б.Министерством нефтяной промышленности I-ой Генеральной схемы, составленной на период 1956 – 1965 гг. В этом документе были сформулированы 11 основных принципов разработки, из которых ряд принципов не нашел практического применения, а часть претерпели коренные изменения в процессе внедрения. Незыблемыми оставались лишь принципы внутриконтурного заводнения и порядок освоения нагнетательных скважин в разрезающих рядах.

Второй этап проектирования разработки (1964 – 1968 гг.) завершился составлением и утверждением б.Миннефтепромом II-ой Генеральной схемы развития добычи нефти из горизонтов D_1, D_0 Ромашкинского месторождения на период до 1975 г. В этом документе были исключены принципы I Генсхемы, не нашедшие практического применения (многоэтапность системы разработки с ранним отключением обводненных скважин и батарейным переносом нагнетания, сгущение сетки скважин в зоне стягивания контуров нефтеносности) и изменены принципы заводнения (повышение давления нагнетания, дополнительное разрезание, очаговое заводнение, перенос нагнетания по отдельным скважинам), а также рекомендовалось снижение забойного давления до давления насыщения, отключение скважин при большей обводненности.

Третий этап проектирования разработки Ромашкинского месторождения (1968 – 1978) завершился утверждени

Годы	Запасы	
	Балансовые	Извлекаемые
1954*	1,0	1,0
1965**	1,26	1,32
1996	1,43	1,32
2005	1,66	1,62
Прогноз до конца разработки	2,06	2,14

Табл. 1. * Запасы, подсчитанные в 1954 г., приняты за единицу; ** Запасы, подсчитанные в 1965 г.

ем б.Миннефтепромом в 1978 г. III Генсхемы на период до 1990 г., в которой было сформулировано 11 основополагающих прогрессивных принципов разработки. Основные принципы разработки, сформулированные в третьей Генсхеме, имели большое теоретическое и практическое значение. Их внедрение дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти из-за обводнения на третьей стадии разработки.

Сделанный нами анализ (1975 – 1979 гг.) показал, что внедрение положений первой Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения позволило бы вовлечь в разработку 52 % запасов и обеспечить конечную нефтеотдачу около 30 %, второй Генсхемы соответственно – 78 и 37 %, третьей – около 90 и 47,5 %. Следовательно, даже в третьей Генсхеме не достигалась утвержденная нефтеотдача – 53 %.

Анализ, выполненный ТатНИПИнефть в 2004 г., показал более низкие значения коэффициентов нефтеотдачи, возможных при реализации предыдущих схем разработки (Табл. 2).

В настоящее время принята ЦКР IV Генсхема разработки. I Генсхема была обоснованием применения внутриконтурного заводнения, II – определяла основные положения его применения, III – направлена на совершенствование системы заводнения и обеспечения наиболее полного охвата пластов заводнением, а IV Генсхема определяет принципы разработки месторождения с учетом особенностей поздней стадии и выявленных в процессе эксплуатации недостатков системы заводнения. Последнее можно сформулировать следующим образом:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти, происходит разноразностная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;
- выработка оставшихся заводненных пластов осложня-

ется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки;

- ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осеренной, мало- и неподвижной, биодегрированной нефти.

Разработка Ромашкинского месторождения до настоящего времени осуществляется при непрерывном обеспечении воспроизводства запасов нефти, близкого к простому воспроизводству. Это величайшее достижение. Дальнейшая разработка месторождения также предполагается при ежегодном воспроизводстве отобранных запасов подготовкой новых. Но это не все. Накопленные к настоящему времени факты извлечения нефти из некондиционных пород позволяют раздвинуть границы пород-коллекторов. В настоящее время по возможностям аккумуляции нефти приняты два предела. Первый – абсолютный, принимается для оценки геологических запасов нефти, выше которого породы могут быть вмещителями нефти. Второй – кондиционный, выше которого нефтенасыщение пород достаточно для получения промышленного притока нефти, собственно они и являются породами-коллекторами.

Однако, на практике в настоящее время геологические запасы не подсчитываются, а называемые балансовыми запасы учитываются только исходя из нижних кондиционных значений параметров пород-коллекторов. Из них затем в результате технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) выделяются извлекаемые запасы нефти. При этом методика определения кондиционных значений пород-коллекторов, основанную на привязке данных лабораторного анализа керна к результатам получения притока нефти при опробовании, построения зависимостей между различными параметрами коллекторов: проницаемости от пористости, проницаемости от глинистости, пористости от глинистости, а также обучения ГИС на данных анализа керна нельзя признать совершенной. При анализе небольших кусочков керна невозможно учесть трещиноватость, которая, как известно, имеет решающее значение для фильтрации флюидов. При привязке керна к ГИС и построении палеток, мы получаем интегральную характеристику пласта, который в подавляющем большинстве случаев неоднороден, что также оказывает определяющее влияние на процессы вытеснения нефти.

Определенные ТатНИПИнефть в 1960 – 1961 гг. нижние кондиционные значения пород-коллекторов для горизонтов D_1D_0 составляли по пористости 11%, проницаемости – 0,01 мкм², нефтенасыщенности – выше 50 %. В 80-ые годы эти значения выглядели несколько по-другому: по пористости – выше 12,6 %, проницаемости – 0,03 мкм², нефтенасыщенности – выше 50 %. Границы пород-коллекторов оказались выше. Существующие методики определения фильтрационно-емкостных свойств пластов по ГИС не учитывают различного рода неоднородностей пластов, что приводит к значительным расхождениям параметров, определяемых по ГИС и данным анализа керна.

Исходя из изложенного, не следует считать неожиданностью, когда определенные в соответствии с действующей методикой некондиционные пласты отдают нефть, т.е. являются приточными. Поэтому выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромашкинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей меняет наши

Проектные документы	Фонд скважин			УПС га/скв	Коэфф. извлечен. нефти	
	Общий	Основной	Резервный		проект	Возможн. при выпол. проекта
I Генсхема	9 364	8 364	1000	45	0,6	0,38*/0,302
Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки I Генсхемы)	53 123	-	-	8	-	-
II Генсхема	12 020	9 880	2 140	36	0,528	0,42*/0,374
III Генсхема	19 198	16 300		22,1	0,528	0,49*/0,475
Кроме того:	1 865 дублеров					
Утвержденный фонд с дублерами (942 скв)	25830	15748	10 082	20,3		0,466
Фактически пробурено на 1.1.2004 г.	20 948		-	21,2		
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (кроме того, 4720 скв-дублеров)	24177*		-	17,6	0,53	0,53
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, равного 0,60 с применением МУН (кроме того, 4720 скв-дублеров)	280076*		-	15,2	-	0,60
IV Генсхема	28 948	9 924	19024	14,7	0,528	0,528
Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки)						
С дублерами (2198 скв)	31 146					

Табл. 2. Оценка коэффициента нефтеизвлечения при внедрении проектных решений Генеральных схем (* Муслимов, 1995).

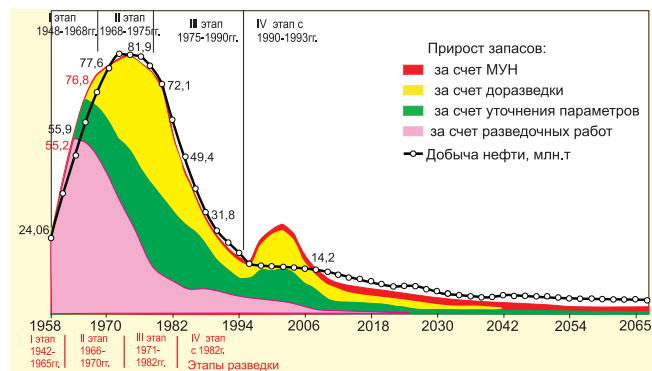


Рис. 2. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2065 г.

представления о геологическом строении объекта.

Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который можно оценить не менее 15 % к имеющимся.

Следующим существенным резервом увеличения извлекаемых запасов является повышение нефтеизвлечения. Здесь необходимо отметить, что достижение проектной нефтеотдачи по горизонтам Д₁Д₀ возможно при осуществлении большого комплекса ГТМ. Это объясняется неполным охватом заводнением эксплуатационного объекта (до настоящего времени не все запасы вовлечены в активную разработку), неудовлетворительной выработкой ТЗН (выработка высокопродуктивных глинистых коллекторов в 1,4 раза, слабопроницаемых более чем в 3–4 раза, ВЗЗ с небольшой нефтяной толщиной в 1,2 раза ниже, чем высокопродуктивных пластов первой группы), ухудшением свойств невовлеченных запасов нефти из-за утяжеления, повышения вязкости, биодеградаци, техногенным снижением коллекторских свойств пластов в процессе длительной эксплуатации. В вышележащих отложениях девона и карбона проблема достижения высокой нефтеотдачи осложняется повышенной вязкостью нефти и сложным строением карбонатных коллекторов. Для обеспечения полного охвата залежей заводнением для выработки ТЗН необходимо применить все отработанные в процессе эксплуатации методы разработки.

В IV Генсхеме разработки горизонтов Д₁Д₀ Ромашкинского месторождения предусматривается добыть запасы с достижением утвержденной нефтеотдачи 0,528 к 2066 г. (Рис. 2). Рентабельный срок разработки составляет до 2033 г., когда будет отобрано 97,3 % всех учтенных извлекаемых запасов нефти. Увеличение нефтеотдачи до 0,6 позволяет продлить рентабельную разработку объекта на 100 лет. Если же

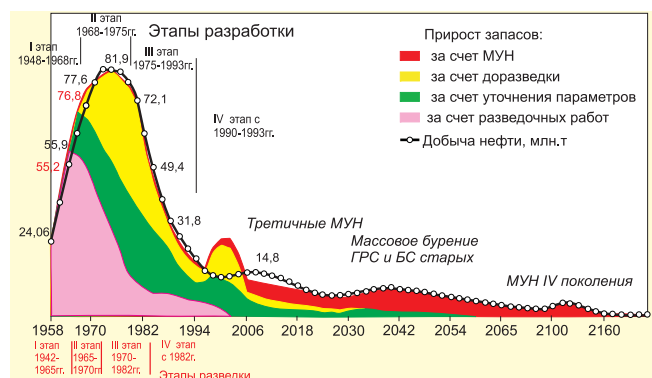


Рис. 3. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2200 г.

подтвердятся вышеизложенные представления о снижении кондиционных значений пород-коллекторов и изменении в связи с этим представлений о геологической модели месторождения, то балансовые запасы горизонтов Д₁Д₀ Ромашкинского месторождения возрастут, а следовательно, увеличатся и извлекаемые запасы нефти и сроки разработки этого объекта до 2200 г. (Рис. 3). Длительное время месторождение будет разрабатываться при воспроизводстве запасов нефти (практически 100 %) в основном за счет увеличения КИН и прироста за счет доразведки, переоценки запасов за счет некондиционных в настоящее время коллекторов и изменения геологической модели объектов разработки.

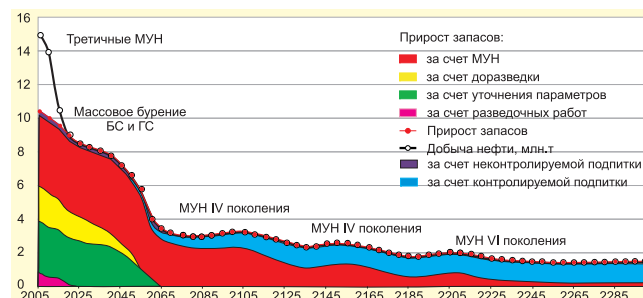


Рис. 4. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г.

Однако наши фундаментальные исследования последних 10 лет позволяют полагать, что эти сроки могут быть существенно увеличены за счет миграции углеводородов из зон деструкций кристаллического фундамента через многочисленные разломы, т.е. «подпитки» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «углеводородным дыханием» фундамента. Процесс глубинной дегазации недр с периодичным поступлением углеводородов в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям (Муслимов, 2007) (Рис. 4).

Литература

- Муслимов Р.Х., Кирифельдт Ю.З., Петросян Л.Г. Доразведка эксплуатируемых месторождений – важнейший резерв подготовки новых запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1974. №1. 31-36.
- Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1979.
- Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №3. 24.
- Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М. ВНИИОЭНГ. 1995.

R.K. Muslimov. Development of the Romashkino supergiant field is a great contribution of Russian scientists and experts to world petroleum science and oil development practice.

The article reviews the 60-year experience of exploration of the Romashkino oil field and the designing and implementation of the advanced pattern waterflooding system.

Key words: the Romashkino supergiant field, oil field development.

Муслимов Ренат Халиуллович

Профессор кафедры геологии нефти и газа КГУ, академик РАН, Академии наук Республики Татарстан и др., д. г.-м. н. 420008, г. Казань, Казанский государственный университет, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)2315384.

РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Высокоэффективная методика поисков и разведки залежей нефти в осадочной толще палеозойских отложений на высокоизученной геолого-геофизическими методами территории Татарстана должна базироваться на тектонической основе с размещением генотипов ловушек в нефтегазоносных комплексах. Оптимальная плотность сейсмопрофилей для подготовки объектов под глубокое бурение составляет 3,0 – 3,5 пог.км/км², что позволяет с высокой степенью надежности установить свод, периклинали и крылья структуры. Опоискование девонских залежей рационально проводить углублением эксплуатационных скважин, запланированных на нижний карбон в техсхеме разработки, на расстоянии 0,7 – 1,5 км по подъему пластов от поисковой скважины, вскрывшей наиболее высокие отметки (вершину) структуры в нижнекаменноугольных отложениях.

Ключевые слова: сейсморазведка, методика поисков, плотность сейсмопрофилей, девонская залежь, успешность поисков, ловушка, врезы, смещение свода, контур залежи.

Несмотря на высокую опоискованность и освоенность начальных суммарных ресурсов, территория Татарстана и на сегодняшний день располагает значительными перспективами новых открытий. Наличие накопленной геолого-геофизической информации представляет универсальные возможности для ее переинтерпретации, анализа, выбора оптимального варианта методики поисков и разведки залежей нефти и подготовки их к разработке.

На территории Татарстана в течение многолетней практики проведения геологоразведочных работ сложился высокоэффективный комплекс геолого-геофизических методов поисков залежей нефти.

Свои знания в разработку и совершенствование методики поисков и разведки месторождений нефти Татарстана вносили многие ученые и практики. Но в первую очередь необходимо отметить Р.Х. Муслимова, внесшего наибольший вклад в развитие методов поисков и разведки нефтяных месторождений республики.

Основным методом подготовки объектов под глубокое бурение является сейсморазведка, и не существует сегодня более эффективных методов для выявления месторождений на территории Татарстана. Она занимает первое место среди геофизических методов по разрешающей способности и глубинности исследований.

В настоящее время основные объемы исследований сейсморазведкой сосредоточились на поисках и разведке мелких и мельчайших объектов, что естественно для современного этапа опоискованности территории. Несмотря на такие условия, эффективность введенных в бурение подготовленных сейсморазведкой поднятий в последние 10 лет не снижается, а держится на уровне 70 – 80 %.

В итоге многолетних геолого-геофизических исследований, и в первую очередь отдавая дань сейсморазведке, на территории республики получены весьма важные геологические результаты, позволяющие выстроить детальную тектоническую модель территории, являющуюся опорой для применения методики геологоразведочных работ: уточнено строение макроструктурных элементов, особенности их сочленения, конфигурации границ; на уровне склонов структур I порядка и их отдельных частей – валообразных зон, девонских грабенообразных прогибов, эрозионно-карстовых врезов в нижне- и среднекаменноугольных отложениях, тектонических нарушений в кристаллическом фундаменте и осадочной толще и других элементов осадочной толщи, произошло выявление новых, уточнение границ ранее известных; результаты детализационных сейсморазведочных исследований позво-

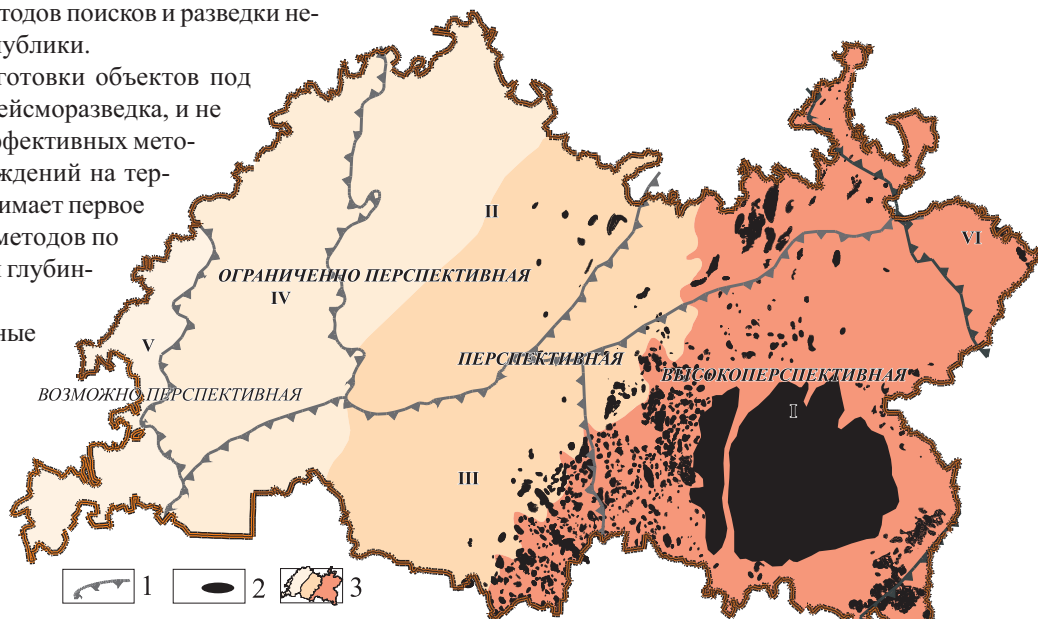


Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений.
1 – современные границы структур I-го порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, VI – Казанско-Кировский прогиб, V – Токмовский свод, VI – Камско-Бельский авлакоген, VII – Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2 – месторождения нефти; 3 – категории земель.

лили уточнить контуры нефтяных залежей, выявить и подготовить массу новых перспективных объектов, воплощенных в открытиях новых месторождений. На перспективных разведочных площадях Татарстана ежегодно открывается до 10 – 12 новых месторождений нефти.

В современных сложных геологических условиях, когда основными объектами поисков и разведки являются мало-размерные и малоамплитудные объекты, в придачу характеризующиеся погребенными условиями залегания, как это наблюдается в нижних, девонских нефтегазоносных комплексах, успешность открытия зависит от степени изученности поднятия. Исходя из практики геологоразведочных работ в республике, успешность бурения на подготовленных поднятиях на 10 – 12 % выше, чем на выявленных; в свою очередь, чем выше степень подготовки объекта, тем выше эффективность бурения поисково-разведочных скважин.

Идеальный вариант подготовки объектов – сейсморазведка модификации 3Д. Но в силу различных обстоятельств (финансовых, физико-географических условий местности и др.), она не всегда может быть применима.

Зачастую недропользователь при недостаточной изученности участка проводит дополнительное его изучение сейсморазведкой. Заложение направлений профилей должно корреспондироваться с региональным тектоническим строением: вкрест простирания структурных зон второго порядка, валов, девонских конседиментационных прогибов, перпендикулярно к ним прокладываются связующие продольные профили.

При поисках новых структур плотность профилей должна выбираться сообразно размерам ожидаемых структур и с таким расчетом, чтобы ни одна из них не была пропущена. При современной конъюнктуре мирового нефтяного рынка становится рентабельным выявление любого нефтяного месторождения, даже малоразмерного, на территории Татарстана.

Нами доказано, что для подтверждаемости современных искомым структурных объектов размерами до 0,5 км² сетка профилей должна равномерно покрывать изучаемую площадь с плотностью не менее 3,0 – 3,5 пог.км/км². Только в этом случае с высокой надежностью будет установлено положение сводовой части структуры, ее периклинальные и крыльевые элементы.

В отношении перспективных и высокоперспективных земель Татарстана (Рис. 1), где лишь наличие ловушки в нефтегазоносных комплексах само по себе обеспечивает аккумуляцию в ней нефти, успешная подготовка объектов под глубокое бурение может осуществляться исключительно сейсморазведкой, без комплексирования с дополнительными геофизическими методами. Методы локального прогноза здесь не могут заменить сейсморазведку – они не дают надежной информации точного местоположения для заложения поисковой скважины.

На землях ограниченно и возможно перспективных необходимо проведение сейсморазведки по сгущенной сети профилей, в некоторых случаях в комплексе с высокоточной гравиразведкой. Высокоточную гравиразведку рекомендуется провести в Казанско-Кировском прогибе, где в комплексе с сейсморазведкой результаты исследований позволят расшифровать строение осадочной толщи, в первую очередь, девонских отложений, определить наличие или отсутствие потенциальных ловушек в девонской терригенной толще.

Кроме того, на землях Западного Татарстана считаем

целесообразным на подготовленных к глубокому бурению поднятиях, предваряя бурение поисковых скважин, дополнительно проверять все объекты методами локального прогноза нефтеносности, такими как низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) и ГГХМ, опробованные и показавшие эффективность их применения в восточной части Татарстана. Эти методы позволят уточнить характер флюида, насыщающего ловушку, и не будут излишне обременять комплекс исследований в объеме финансовых затрат.

Важнейшим приоритетным направлением является поиск залежей нефти в нижних продуктивных комплексах – муллинско-пашийско-тиманском, эйфельско-ардатовском. Пока еще сейсморазведка имеет ограниченные возможности при картировании девонской поверхности и кровли кристаллического фундамента. Успешность поисков залежей нефти в девонских терригенных комплексах при разбуривании поисково-разведочными скважинами фонда локальных поднятий, подготовленных как по отражающему горизонту «Д», так и по горизонту «У» со вскрытием девонских продуктивных горизонтов, колеблется по годам на уровне 22 – 28 %.

По своему генотипу ловушки эйфельско-ардатовского и муллинско-пашийско-тиманского комплексов представляют преимущественно класс тектогенных ловушек – линейных и брахиантиклинальных складок, куполов облекания локальных выступов кристаллического фундамента. При современной изученности сейсморазведкой территории Татарстана остались невыявленными небольшие по размерам девонские ловушки, преимущественно погребенного типа. И тем не менее, в последние годы на северном склоне Южно-Татарского свода сейсморазведкой был выявлен Ленский выступ фундамента, здесь же, на северном склоне, после уплотнения сетки сейсмопрофилей до 3,0 пог.км/км² были выявлены другие ловушки куполов облекания небольших выступов фундамента с залежами в тиманском горизонте, средние дебиты скважин из которых составляют 10 – 12 т/сут.

Наиболее значимые по своей промышленной ценности залежи в терригенных комплексах девона будут открываться в границах высокоперспективной восточной территории Татарстана. Именно здесь необходимо в приоритетном порядке довести изученность сетью сейсмопрофилей до 3,0 – 3,5 пог.км/км².

Важным поисковым признаком для поиска погребенных структурных форм в девонских отложениях являются девонские конседиментационные прогибы. Валообразные структурные зоны, сопряженные с прогибами и осложняющие их тектогенные структурные формы различного типа в эйфельско-ардатовском и муллинско-пашийско-тиманском нефтегазоносных комплексах, должны привлечь внимание исследователей и изучаться с максимальной возможной детальностью сейсморазведкой. Особенностью подготовки таких поднятий является использование палеоструктурных построений для прогноза местоположения поднятия и его свода.

Еще одним из важнейших признаков нефтеносности ловушек в фаменско-турнейском, кожимско-алексинском, серпуховско-верейском комплексах являются врезы, особенности развития которых подчиняются определенным закономерностям как в региональном, так и локальном планах. В последние годы значительно повысилась надежность картирования пространственных границ этих геоло-

гических образований. Результаты площадных сейсморазведочных исследований дают детальные представления о сложнопостроенных геологических конструкциях, какowymi являются врезы, способствуют разработке реальных моделей ловушек в этих комплексах.

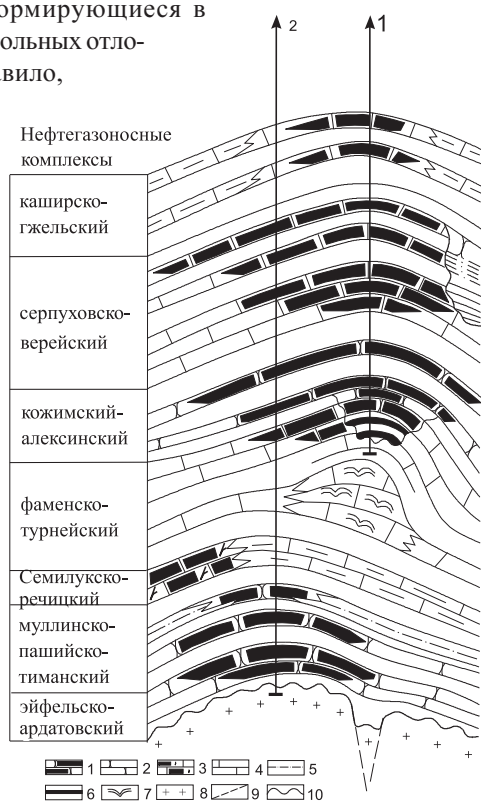
Эрозионно-карстовые визейские и карстово-эрозионные верейские врезы формируют тектоно-аккумулятивно-деструктивные группы ловушек в ряде нефтегазоносных комплексов осадочной толщи Татарстана. Появление такого признака как врез на временном разрезе должно служить первоочередным признаком существования не только определенного типа ловушки и контролируемой ими залежи нефти, но и, как правило, наличия ловушки вообще.

На современном этапе поисков месторождений нефти в Татарстане подготовка объектов под глубокое бурение осуществляется сейсморазведкой в основном по трем отражающим границам – в кровле верейского горизонта по отражающему горизонту «В», в кровле тульского горизонта по отражающему горизонту «У», в терригенных девонских отложениях по отражающему горизонту «Д». Как правило, выявляемые сегодня объекты небольших размеров и амплитуд, и обоснование глубины бурения поисковых скважин зависит от перспективности разреза. В этой связи поиск залежей нефти в Татарстане сегодня осуществляется по поисковым этажам. Этот принцип экономически целесообразен, и каждый недропользователь сегодня самостоятельно определяет глубину вскрытия перспективного горизонта и, соответственно, глубины бурения поисковых скважин.

Геологическая изученность территории Татарстана на сегодняшний день достаточно высока, особенно на высокоперспективных и перспективных землях, и поэтому недропользователь, принимая решение по опоскованию этажей осадочного чехла лицензионной зоны, прежде всего исходит из экономической эффективности, которая базируется на геологической основе.

Ловушки, формирующиеся в среднекаменноугольных отложениях, как правило, являются

Рис. 2. Типовая схема месторождения нефти. 1 – песчанки нефтеносные; 2 – песчанки водоносные; 3 – карбонаты нефтеносные; 4 – карбонаты водоносные; 5 – алевролиты; 6 – угли; 7 – карбонаты биогермные; 8 – породы кристаллического фундамента; 9 – разломы и разломные зоны; 10 – эродированная поверхность.



сквозными тектоно-седиментационными формами облекания нижнекаменноугольных, и в этой связи первая поисковая скважина, планируемая к бурению в оптимальной точке на объекте, подготовленном по отражающему горизонту «В», при наличии качественного объекта – по горизонту «У» и соответствующего первому в плане, должна буриться со вскрытием пород турнейского яруса.

Исключение составляют поднятия, подготовленные на северо-восточном борту Мелекесской впадины, где отсутствие изолирующих экранов над коллекторами фаменско-турнейского и кожимско-алексинского нефтегазоносных комплексов способствовали созданию негерметичных ловушек, и по этой причине поисковые скважины здесь целесообразно бурить только со вскрытием пород башкирского яруса.

На локальных поднятиях, подготовленных по отражающим горизонтам «У» и «Д», соответственно, для поисковых скважин выбирается оптимальное местоположение, и в первом случае скважина бурится со вскрытием пород турнейского яруса, а во втором – либо эйфельско-воробьевских, либо муллинско-пашийских.

Исследования по соотношению структурных планов девонских и каменноугольных отложений доказывают, что на поднятии, подготовленном по отражающему горизонту «У», не имеет смысла опосковывать весь разрез до девонских отложений.

Причина состоит в плановом несовпадении в вертикальном разрезе девонской и каменноугольной структурных поверхностей (Рис. 2).

Как показывают аналитические исследования, лишь в 12 – 14 % случаев из поисковых скважин, заложенных в сводовых частях объектов, подготовленных по отражающему горизонту «У» в структурной поверхности тульского горизонта, получены промышленные притоки нефти из продуктивных комплексов девонских отложений. Этот, безусловно, низкий коэффициент успешности поискового бурения в девоне связан с несовпадением контуров нефтеносности залежей в разновозрастных ловушках. Причина отсутствия плановой унаследованности девонских и каменноугольных ловушек – их различный генезис.

На основании установленных закономерностей нефтегазоносные комплексы в девонских терригенных отложениях должны быть самостоятельным поисковым этажом, а скважины с целью поиска залежей нефти в них должны закладываться исключительно на объекты, подготовленные по отражающему горизонту «Д». Таким образом, методика опоскования объектов на территории республики должна выполняться, как правило, по двум поисковым этажам – девонскому и нижнекаменноугольному, и лишь в отдельных случаях по трем – девонскому, нижнекаменноугольному и среднекаменноугольному.

Однако затруднения, которые испытывает сейсморазведка МОГТ при картировании девонских структурных форм, связаны не только с их малоамплитудностью, но и с ложной волновой картиной, которую создают многочисленные биогермные постройки, находящиеся в подстилающей толще карбонатных пород. Поэтому методически возможно осуществить поиск залежей нефти в терригенных девонских комплексах на основе детально изученных структурных планов каменноугольных отложений.

Исследования по соотношению с контурами залежей в пашийско-тиманских горизонтах разбуренных нижнека-

менноугольных поднятий показали, что эффективное опосредование девонских залежей возможно методом выборочного углубления краевых скважин из технологических схем разработки турнейского или бобриковско-тульского продуктивных горизонтов.

Комплексный анализ мелких девонских залежей высокоперспективных земель Татарстана позволил установить, что 41 % из общего числа девонских скважин легли в межструктурные понижения по кровле турнейского яруса, а основная доля – 59 % – сосредоточились в крыльевых и периклинальных частях турнейских поднятий. Выявленные закономерности соотношения контуров девонских залежей нефти с поднятиями в нижнекаменноугольной поверхности подтвердили тезис, что первой поисковой скважиной, заложенной в сводовой части объекта, подготовленного по отражающему горизонту «У», как правило, невозможно выявить залежь в девонском терригенном комплексе.

Исследованиями по определению направления смещения свода девонской ловушки по отношению к контуру нижнекаменноугольных структурных форм установлено следующее: на западном склоне Южно-Татарского свода смещение девонских залежей происходит в двух направлениях – юго-западном и восток-северо-восточном, как в сторону падения, так и подъема слоев. На южном и юго-восточном склонах Южно-Татарского свода основное направление смещения контуров девонских залежей – северо-восточное и северо-западное, в сторону общего подъема слоев, на небольшом изучаемом восточном участке юго-восточного склона Северо-Татарского свода аналогичное – северо-восточное – по вектору общего восстания пластов.

Статистический анализ смещения сводов девонских залежей по отношению к каменноугольным показал, что расстояния, на которые смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения, составляют 0,7 – 1,5 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности, считаем, что опосредование девонской залежи должно проводиться углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки на расстоянии 0,7 – 1,5 км, не менее, по подъему пластов в профиле с поисковой скважиной с целью вскрытия девонских продуктивных пластов.

Методика опосредования объектов, подготовленных по отражающему горизонту «У», хорошо отработана, и эффективность бурения поисковой скважины в своде поднятия достаточно высока.

Важнейшим поисковым признаком существования ловушек и контролируемых ими залежей в группе нефтегазоносных комплексов от фаменско-турнейского до кожимско-алексинского, а иногда до каширско-гжельского включительно, являются эрозионно-карстовые врезы в нижнекаменноугольных отложениях на высокоперспективных землях.

Прямым показателем наличия близрасположенного вреза в фаменско-турнейском и кажимско-алексинском нефтегазоносных горизонтах, а значит, и соответствующих ловушек, может служить появление в обычном нормальном разрезе скважины маломощных угольных пластов.

Применение индивидуальной, специфической методики опосредования требуют сложности геологического строения отдельных категорий ловушек и прогнозируемых в них залежей в некоторых нефтегазоносных комплексах.

Специфического подхода поисков и разведки требуют

тектонические трещинно-экранированные ловушки в семилукско-речицком нефтегазоносном комплексе. Они представляют из себя сложнопостроенные ловушки, образованные локальными зонами развития повышенной трещиноватости карбонатных пород в области влияния региональных разломных зон в пределах малоамплитудных девонских поднятий. Их опосредование необходимо проводить специальными скважинами или боковыми стволами, совмещая с поиском залежей в муллинско-пашийско-тиманском комплексе.

В настоящее время выявление этих залежей носит, как правило, случайный характер, и на Ромашкинском месторождении их обнаружение происходило, в основном, в результате эксплуатационного бурения на муллинско-пашийско-тиманском комплексе.

Последнее десятилетие в ОАО «Татнефть» последовательно и целенаправленно проводятся исследования по выявлению новых залежей нефти в семилукском и речицком горизонтах. Методика их проведения предусматривает переинтерпретацию геолого-геофизического материала всего фонда пробуренных скважин с выделением и корреляцией пластов-коллекторов и флюидоупоров, проведение геолого-геофизических исследований в бурящихся скважинах: отбор керн, грунтов, оценка нефтеносности разреза, КИИ – 146 и др.

По апробированной методике поиск залежей нефти в семилукско-речицком нефтегазоносном комплексе может успешно проводиться не только на Ромашкинском месторождении, но и на Ново-Елховском и других эксплуатационных площадях, где объектом разработки является муллинско-пашийско-тиманский комплекс.

Разведку открываемых мелких месторождений на современном этапе геологоразведочных работ, так же как и выявление контура нефтеносности, необходимо осуществлять с помощью опережающих эксплуатационных скважин. Эти скважины или боковые стволы при горизонтальном бурении закладываются на крыле по продольному профилю, затем по поперечному, в зависимости от геоморфологической характеристики ловушки по данным сейсморазведки. Опережающие эксплуатационные скважины от продуктивной поисковой бурятся с шагом, равным расстоянию между эксплуатационными скважинами по технологической схеме разработки залежи.

Существующие перспективы выявления новых залежей нефти на территории Татарстана высоки, и применение рациональной методики их поисков и разведки позволит успешно осуществлять их опосредование и вводить в разработку.

I.A. Larochkina. Rational techniques for oil exploration.

High-performance oil exploration techniques to be used in the Palaeozoic sedimentary sequence of highly explored Tatarstan should employ tectonic maps showing the genotype distribution of traps in oil and gas plays.

Key words: seismic prospecting, exploration techniques, seismic line spacing, Devonian deposit.

Ларочкина Ирина Андреевна

Государственный советник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти, газа и экологии, академик РАЕН, д. г.-м. н.

420014, Казань, Кремль, Аппарат Президента РТ

Тел.: (843) 567-87-30

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ВЫЯВЛЕННЫХ СТРУКТУР ДЛЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

В статье приводится краткая характеристика методов, направленных на повышение эффективности подготовки выявленных структур для поисково-разведочного бурения, их апробация и оценка эффективности.

Ключевые слова: поисково-разведочное бурение, новые методы локального прогноза нефтегазоносности.

Республика Татарстан является нефтяным регионом с высокой степенью освоения углеводородного (УВ) сырья. При этом большое значение для воспроизводства сырьевой базы приобретают поиск и разведка небольших по запасам и размерам сложнопостроенных месторождений и залежей, размещенных в восточном Татарстане с высокой плотностью неразведанных ресурсов и в пределах слабоизученных западных и центральных районов республики.

В настоящее время подготовка объектов к поисково-разведочному бурению происходит в несколько этапов.

Основным методом выявления перспективных структур и их подготовки к глубокому бурению на сегодняшний день остается сейсморазведка МОГТ, информативность которой в последние годы возросла, что обеспечивает эффективное в целом размещение поисково-разведочных скважин. В пределах РТ сейсморазведочные исследования ведутся по нескольким направлениям. На новых территориях, приуроченных к потенциальным зонам нефтегазоаккумуляции и к перспективным и возможно перспективным структурным зонам, проводятся площадные сейсморазведочные исследования 2D. По двум направлениям выполняются детализационные сейсморазведочные работы в пределах зон нефтегазоаккумуляции и потенциальных зон с подтвержденной нефтеносностью.

Первое из них, более масштабное, направлено на детализацию месторождений и разведочных площадей с целью уточнения контуров известных залежей, а также выявления и подготовки новых объектов к глубокому бурению. Второе имеет более узкую направленность и связано с детализационными работами на новом технико-методическом уровне на конкретных ранее выявленных и подготовленных структурах с целью их подготовки либо подтверждения кондиционности и корректировки местоположения проектных скважин. В отношении подготовленных ранее структур работы ведутся в пределах поднятий, подготовленных в конце 70-х начале 90-х годов прошлого столетия и по каким-либо критериям уже не соответствующих современным требованиям подготовки объектов.

На современном этапе опосредованного исследования территории Татарстана разработана и успешно внедряется технология прогнозирования локальных скоплений УВ, основанная на применении комплекса сейсморазведочных работ модификации 2D и 3D и новых методов локального прогноза нефтегазоносности, основной особенностью которых является малозатратность.

Так, на территории РТ в разные годы на этапе апробации проводились такие исследования локального прогноза, как комплекс атмогеохимических и гамма-спектрометрических исследований, нейрокомпьютерная обработка сейсмических материалов (НЕЙРОСЕЙСМ), комплекс геофизических и геохимических методов (ГГХМ), сейсмолокация бокового обзора (СЛБО), низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ), непродольное вертикальное сейсмопрофилирование (НВСП), биогеохимическое тестирование (БГХТ), метод электромагнитных многопараметрических зондирований (ЭМЗ) и др. Краткая характеристика методов приведена ниже.

Комплекс атмогеохимических и гамма-спектрометрических исследований:

- Задачи и суть метода – прогнозирование зон возможного нефтегазоаккумуляции по наличию повышенных концентраций углеводородов в приземной атмосфере, обусловленных активностью региональных процессов, отражающих “УВ дыхание” Земли по ослабленным зонам, связанным с тектоническими нарушениями различного простирания.

- Преимущества – изучение особенностей строения геосреды, геодинамического состояния земной коры во взаимосвязи с процессами современной дегазации недр, выделение зон нефтегазоаккумуляции, оценки их сохранности и насыщения.

- Апробация – анализ карт содержания урана, тория, калия, аномального магнитного поля, концентраций метана и радона показал, что наиболее высокая плотность скоплений изменчивости гамма-поля приурочена к участкам известных месторождений нефти – Бахчисарайскому, Аканскому, Агбязовскому и другим.

- Оценка эффективности – технология локального прогнозирования реализована на Бахчисарайской площади, на Агбязовском участке, в центральной части Мелекесской впадины и т.д. При опосредованном исследовании объекта на Бахчисарайской площади получен приток нефти из тульских отложений дебитом 7 т/сут. Одна скважина заложена с учетом результатов атмогеохимических и гамма-спектрометрических исследований в пределах Мелекесской впадины, при этом каких-либо промышленных скоплений нефти не обнаружено.

Метод нейрокомпьютерной обработки сейсмоданных:

- Задачи и суть метода – прогнозирование нефтегазоперспективных объектов методами искусственного интеллекта на основе использования в сейсморазведке многослойных нейронных сетей.

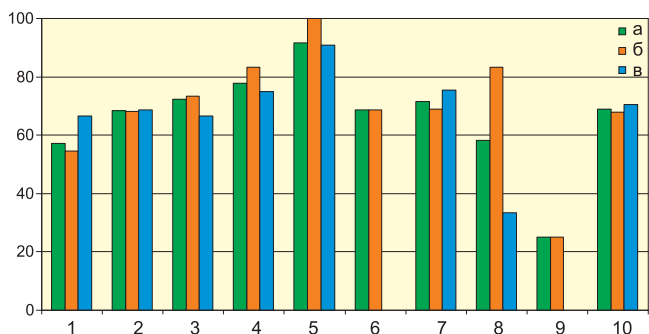


Рис. 1. Эффективность метода Нейросейсм по тектоноэлементам административной принадлежности. а – эффективность метода НЕЙРОСЕЙСМ; б – эффективность по отложениям терригенного девона; в – эффективность по отложениям нижнего карбона. 1 – Восточный склон ЮТС (14 скв.); 2 – Северный и северо-восточный склоны ЮТС (38 скв.); 3 – Юго-восточный склон ЮТС (18 скв.); 4 – Западный склон ЮТС (18 скв.); 5 – Мелекесская впадина (12 скв.); 6 – СТС (16 скв.); 7 – Всего по РТ (116 скв.); 8 – Самарская область (12 скв.); 9 – Оренбургская область (4 скв.); 10 – Всего (132 скв.).

На вход сети поступают “образы” трасс сейсмического разреза во временном окне, приуроченном к интервалу с доказанной нефтеносностью. Обученная система анализирует сейсмические разрезы и строит прогнозную карту нефтеперспективности исследуемых отложений.

• Преимущества – решение нефтепоисковых задач осуществляется при минимальном объеме скважинной информации; получение результатов в кратчайшие сроки при минимальных затратах.

• Недостатки – необходимость плотной сети сейсмопрофилей с высоким качеством полевого материала, отработанных по единой методике; наличие как минимум двух продуктивных скважин на площади работ.

• Апробация – в Татарстане и за пределами РТ на лицензионных участках ОАО «Татнефть» и ННК.

• Оценка эффективности – из 132 объектов 91 случай (69%) подтвердили нейрокомпьютерный анализ. Достоверность по девонским объектам составляет 68%, по каменноугольным – 71% (Рис. 1).

АНЧАР – акустическая низкочастотная сейсморазведка:

• Задачи и суть метода – прогнозирование наличия углеводородов в геологических структурах. Суть метода основывается на явлении генерации углеводородной залежью собственных инфразвуковых волн при ее возбуждении полем упругих колебаний.

• Преимущества – позволяет прогнозировать наличие

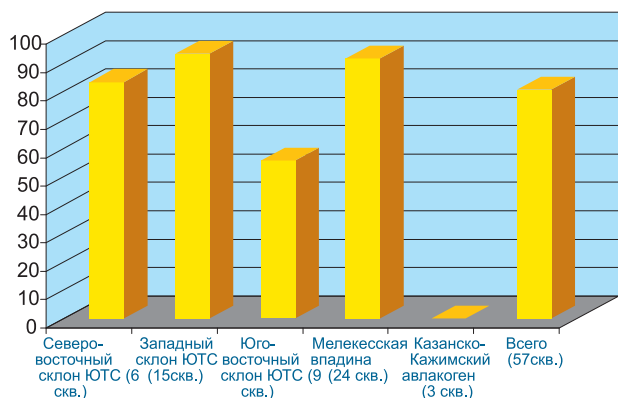


Рис. 2. Сравнение результатов НСЗ с данными ГИС и дебитами по скважинам на примере Ерыклинского месторождения.

углеводородов при любых литологических неоднородностях разреза.

• Недостатки – максимальная глубина исследования до 5 – 6 км; нефтегазонасыщенные толщины не менее 2 – 3 м; чем выше вязкость нефти, тем слабее аномалия (четкая корреляция при поисках газовых залежей, газовых шапок).

• Апробация – в пределах РТ на Нуркеевском и Восточно-Анзирском месторождениях.

• Оценка эффективности – эффективность эксплуатационного бурения по результатам «АНЧАР» составила 56%, по нижнему карбону 33%, по терригенному девону 70%.

НСЗ – низкочастотное сейсмическое зондирование:

• Задачи и суть метода – ранжирование района работ на зоны с различной степенью нефтеперспективности. В основе метода лежит эффект аномально сильного низкочастотного естественного сейсмического фона над нефтегазовой залежью.

• Преимущества – не зависит от типа ловушки нефти (структурные, структурно-литологические и т.д.); позволяет вести работы в природоохранных зонах, зонах жилой и промышленной застройки, в условиях сложного рельефа.

• Недостатки – наличие продуктивной скважины на территории; в техногенно загруженных зонах прогнозируемые по данным НСЗ залежи стратиграфически не привязаны.

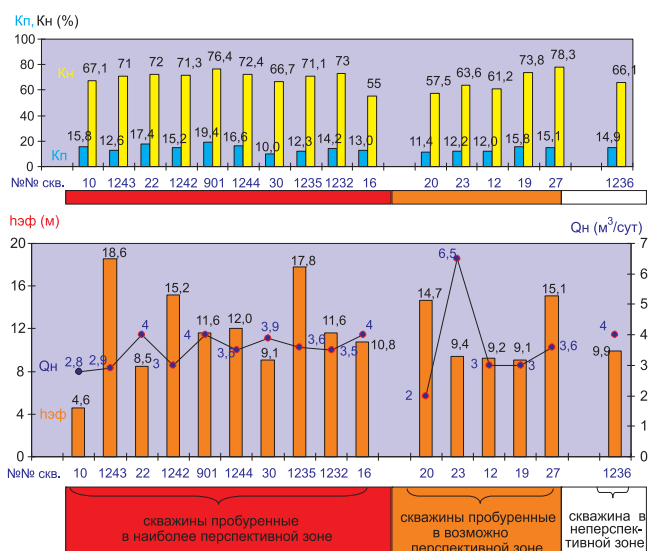


Рис. 3. Эффективность метода НСЗ по тектоноэлементам.

• Апробация – в пределах Республики Татарстан, Оренбургской, Самарской областей, в Республике Калмыкия.

• Оценка эффективности – эффективность глубокого бурения по результатам «НСЗ» составила 80,7% (Рис. 2, 3).

DFM – прогноз флюидодинамических параметров:

• Задачи и суть метода – оценка параметров миграции и аккумуляции флюида. Осуществляется прогноз флюидодинамических параметров (флюидное давление, вектор течения) сейсмическими методами с построением флюидодинамических карт, показывающих зоны вероятного скопления флюида.

• Преимущества – не зависит от формы и типа ловушки нефти (структурные, структурно-литологические и т.д.); возможность определения зоны скопления флюида в разрезе осадочной толщи.

• Недостатки – необходимость плотной сети сейсмопрофилей с высоким качеством полевого материала; на объектах амплитудой менее 10 м аномалии DFM-оценок давления интерпретируются неоднозначно.

• Апробация – в пределах Агбязовского участка и Чегодайского месторождения.

• Оценка эффективности – по участкам работ получены неоднозначные результаты.

ВРС-ГЕО – высокоразрешающая сейсморазведка:

• Задачи и суть метода – локальный прогноз нефтеносности по стратиграфическим комплексам с использованием высокоразрешающей сейсморазведки. Анализ материалов ГИС. Анализ характерных аномалий сейсмического волнового поля: понижение средних и эффективных скоростей волн, отраженных от границ ниже залежи; понижение интервальных скоростей и увеличение интервальных времен в области залежи; интенсивное затухание энергии и понижение динамической регулярности волн, прошедших через залежь; изменение частотного состава волн, прошедших через залежь; изменение амплитуд волн, отраженных от нефтегазонасыщенных пластов и др.

• Апробация – в пределах Онбийского и Краснооктябрьского месторождений. Целевые объекты – девонские терригенные отложения. В целях апробации проведен анализ сходимости результатов бурения и результатов работ с использованием ВРС-ГЕО на месторождении по 27 скважинам. Подтверждаемость результатов бурения и результатов работ с использованием ВРС-ГЕО на этапе апробации составила в кыновском горизонте более 60 %, в пашийском – более 80 %. Общий объем извлекаемых ресурсов на объектах в отложениях кыновского и пашийского горизонтов оценивается авторами в 8 млн.т.

• Оценка эффективности – после выделения этих участков (после 2000 г.) пробурена эксплуатационная скважина 11290 в пределах аномалий на Новоселовском поднятии. В скважине выделено, по заключению ГИС, остаточное нефтенасыщение в кыновском горизонте, в пашийском горизонте – вода. Таким образом, эффективность ВРС-ГЕО в девонских отложениях составила 0 %.

«Микролептонная» технология:

• Задачи и суть метода – стимулирование производительности нефтяных скважин и уменьшения энергозатрат на добычу нефти.

• Апробация – на территории Актанышского и Нижнекамского районов. Исследования космоснимков показыва-

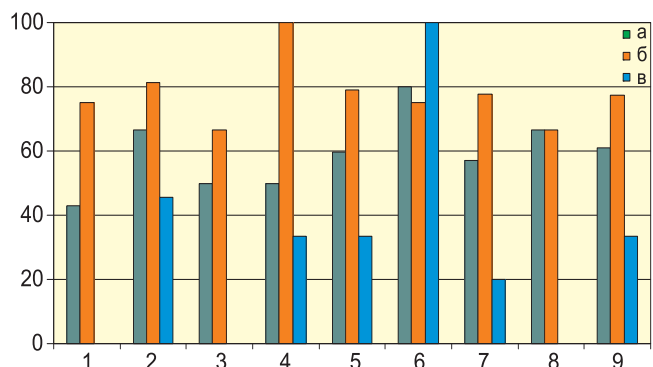


Рис. 4. Эффективность метода ГГХМ по тектоноэлементам и административной принадлежности. а – эффективность метода ГГХМ; б – эффективность положительного прогноза; в – эффективность отрицательного прогноза. 1 – Западный склон ЮТС (7 скв.); 2 – Северный и северо-восточный склоны ЮТС (27 скв.); 3 – СТС (4 скв.); 4 – Верхнекамская впадина (4 скв.); 5 – Всего по РТ (42 скв.); 6 – Ульяновская область (5 скв.); 7 – Самарская область (14 скв.); 8 – Оренбургская область (3 скв.); 9 – Всего (64 скв.).

ли, что на территории указанных районов имеются участки с «микролептонным» излучением углеводородного спектра. Плотность излучений на некоторых из участков позволяла сделать прогноз о наличии в них на некоторой глубине нефтегазоносных залежей.

• Оценка эффективности – выявлено 5 участков в Актанышском и 10 участков в Нижнекамском районе. Для постановки детальных поисковых работ методика использоваться не может, поскольку смещения центров аномалии и залежей варьируют от 2 до 11 км.

ГГХМ – комплекс геофизических и геохимических методов:

• Задачи и суть метода – существование электрического потока от нефтяного пласта к верхней части разреза. Над залежью фиксируются геофизические аномалии обратного знака, приуроченные к контуру нефтеносности. Наиболее контрастно «топливный элемент» регистрируется методами ЕП и МП. Достоверность прогноза достигается за счет последовательной отбраковки ложных аномалий путем комплексирования геофизических и геохимических методов. ЕП отражает пространственную форму, размеры и элементы залегания окислительно-восстановительной системы залежи УВ. МП подтверждают наличие общих объектов, формирующих аномальные магнитные и электрические поля, выделяют субвертикальные зоны эпигенетических изменений горных пород под воздействием углеводородного потока. Для определения генезиса глубинного объекта проводится хроматографический анализ качественного и количественного состава углеводородных газов.

• Преимущества – при поисках залежей неструктурного типа; при оконтуривании границ залежей, вскрытых единичными скважинами.

• Недостатки – выявленная залежь стратиграфически не привязана; не работает в “загрязненных” зонах.

• Апробация – в Татарстане, Ульяновской, Самарской и Оренбургской области.

• Оценка эффективности – эффективность глубокого бурения по результатам ГГХМ составила 60,9 % (Рис. 4).

Метод GORE-SORBER:

• Задачи и суть метода – на основе “пассивного” сбора углеводородных газов из почвы выделяется ореол рассеивания УВГ из залежи и дается прогноз о наличии углеводородов на глубине.

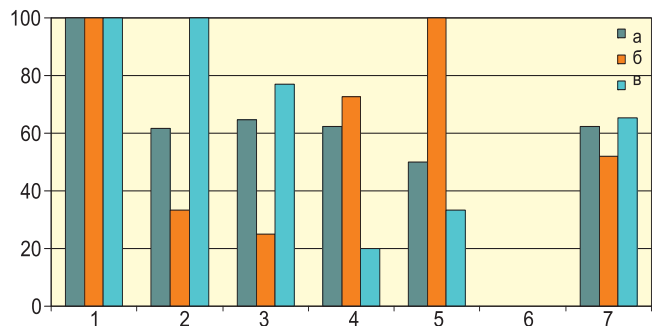


Рис. 5. Эффективность метода БГХМ по тектоноэлементам. а – эффективность метода БГХТ; б – эффективность положительного прогноза; в – эффективность отрицательного прогноза. 1 – Свод ЮТС (2 скв.); 2 – Северный склон ЮТС (13 скв.); 3 – Северо-восточный склон ЮТС (17 скв.); 4 – Юго-восточный склон ЮТС (16 скв.); 5 – Мелекесская впадина (4 скв.); 6 – СТС (1 скв.); 7 – Всего (53 скв.).

- Преимущества – успешность работы в областях с низкой проницаемостью и высокой влажностью; позволяет вести работы в природоохранных зонах, в условиях сложного рельефа.

- Недостатки – необходимо наличие продуктивной скважины на территории; выявленная залежь стратиграфически не привязана; не работает в “загрязненных” зонах.

- Апробация – в Татарстане и за пределами РТ на 4 лицензионных участках ОАО «Татнефть».

- Оценка эффективности – в пределах Мелекесской впадины (Ульяновская обл.) 2 скважины, пробуренные с учетом данных Goge-Sorbet, выявили залежи нефти в каменноугольных отложениях; в скважине, пробуренной в контуре перспективного объекта на Масадском участке (РТ), нефтеносность отложений не установлена.

Метод НВСП:

- Задачи и суть метода – изучение структурных особенностей по целевым горизонтам вокруг исследуемых скважин, литолого-стратиграфическая привязка отраженных волн.

- Преимущества – уверенное выделение и изучение строения локально развитых неоднородностей; охарактеризование структурной ситуации в околоскважинном пространстве в краткие сроки.

- Недостатки – большие погрешности при изучении сложнопостроенных сред (рифогенные структуры, визейские врезы, тектонические нарушения, скоростные аномалии) и в сильно наклонных скважинах (для С1 при смещении более 200 м, для Д3 – более 400 м).

- Апробация – работы ведутся в Татарстане, Оренбургской, Ульяновской областях.

- Оценка эффективности – прогнозы по данным НВСП, подтвержденные результатами бурения, составляют 82% от общего числа пробуренных скважин, погрешность определения абсолютных отметок целевых горизонтов ± 5 м.

Биогеохимическое тестирование:

- Задачи и суть метода – прогнозирование нефтеносности разреза палеозойского чехла с использованием тестирования неглубоких (до 550 м) скважин. Суть метода заключается в увеличении абсолютных значений и градиентов БГХ – сигнала по разрезу скважин по мере приближения к скоплению углеводородов.

- Преимущества – прямой прогноз нефтеперспективности объектов; бурение тестировочных скважин позволяет учитывать нефтебитуминозность пермских отложений.

- Недостатки – точечный прогноз; выявленная залежь стратиграфически не привязана; дорогостоящий метод.

- Апробация проведена по 10 скважинам, т.е. десять тестировочных скважин пробурены вблизи устьев вертикальных поисково-разведочных скважин.

- Оценка эффективности – эффективность БГХТ на этапе апробации составила 100%. 53 объекта опознаны глубоким бурением после получения результатов БГХТ. Эффективность метода составила 62% (Рис. 5).

ЭМЗ – электромагнитное зондирование:

- Задачи и суть метода – комплексный анализ электро-разведочных методов зондирования и профилирования позволяет получить разрезы удельного сопротивления и поляризуемости, выделить зоны повышенной поляризуемости среды, расчленить осадочный чехол на геоэлектрические комплексы, перспективные на поиски углеводородов, а также выявить и протрассировать зоны повышен-

ной тектонической трещиноватости пород осадочной толщи и развития терригенных отложений девона с улучшенными коллекторскими свойствами.

- Преимущества – не зависит от формы и типа ловушки нефти (структурные, структурно-литологические и т.д.); осуществляется привязка залежи по глубине.

- Недостатки – не работает в “техногенных” зонах.

- Апробация – в Татарстане, Ульяновской и Оренбургской областях.

- Оценка эффективности – получены положительные результаты при бурении трех скважин в Ульяновской обл. и одной скважины, приуроченной к северному склону ЮТС, в Татарстане. В пределах СТС одна скважина подтвердила прогноз ЭМЗ, вторая – нет. Эффективность метода 83 %.

Основной областью применения малозатратных технологий является доизучение сейсмоподнятий закартированных на новых слабоизученных территориях, на площадях, характеризующихся сложными сейсмогеологическими условиями, а также оценка нефтеперспективности объектов, доизучение которых сейсморазведкой невозможно по условиям местности.

Экономический эффект применяемых методов обуславливается: • сужением области поиска локальных нефтяных залежей в результате отбраковки ранее закартированных объектов; • уточнением мест заложения поисково-разведочных скважин.

Как результат - снижение затрат на проведение буровых работ и повышение эффективности геологоразведочного этапа. При комплексировании сейсморазведочных работ с легкими методами коэффициент успешности бурения структур достигнет 77 – 80 %, при успешности поисково-разведочных скважин равном 81%. Экономический эффект от комплексирования сейсморазведки с легкими методами в связи с увеличением коэффициента подтверждаемости на 20 % в расчете только на выявление одной залежи нефти снижает затраты по сравнению с традиционными методами (бурение поисково-разведочных скважин на основе сейсморазведочных исследований) от 17 до 20 %.

R.S. Khisamov, N.S. Gatyatullin, S.E. Voitovich, V.A. Ekimenko, V.G. Bazarevskaya. New technologies for enhancing the efficiency of pre-drilling exploration.

The paper briefly characterises the methods of enhancing the efficiency of pre-drilling exploration, their approbation and efficiency evaluation.

Key words: pre-drilling exploration, new areal exploration techniques.

Хисамов Раис Салихович, главный геолог ОАО «Татнефть», профессор, д. г.-м. н.

423450, ОАО «Татнефть», г. Альметьевск, ул. Ленина, 2.

Тел.: (8553)307117.

Гатиятуллин Накип Салахович, начальник ТГРУ, д. г.-м. н.

Войтович Сергей Евгеньевич, начальник отдела ТГРУ.

420008, Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: (843)2926771.

Базаревская Венера Гильмеахметовна, зав. отделом поисковой и разведочной геологии ТатНИПИнефть, д. г.-м. н.

423200, ТатНИПИнефть, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32.

Тел.: (85514)78684.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА – ОСНОВНОЙ МЕТОД ПОИСКА И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Сейсморазведка, как составная часть геологоразведочных работ, является основным методом выявления и подготовки объектов поисково-разведочного бурения. Последовательное наращивание объемов сейсморазведочных работ, параллельное усовершенствование методики наблюдений и технических средств позволяют стабильно увеличивать ресурсную базу углеводородов. Отработка детализационных профилей комплексирована с переработкой сейсмических профилей прошлых лет, эффективность таких работ на территории Республики Татарстан особенно высока при доведении плотности сети профилей до 3,5 пог. км на кв. км. В последние годы геологоразведочные работы смещаются в западные малоизученные районы республики, где отмечается сложное геологическое строение: активная разрывная тектоника, выклинивания слоев, развитие биогермов.

Ключевые слова: сейсморазведка, временной разрез, структура, залежь, нефтепоисковое бурение.

Республика Татарстан относится к регионам с относительно высокой степенью геологической изученности земной коры, как собственно осадочного чехла, так и кристаллического фундамента на значительную глубину.

Сегодняшнее состояние изученности характеризуется комплексностью применения методов поиска и разведки нефтяных залежей. Среди них структурное бурение, глубокое поисково-разведочное бурение, объемная и профильная сейсморазведка, электроразведочные, магниторазведочные, гравиразведочные, геохимические работы и аэро-космогеологические исследования.

Материалы структурного бурения в 40-50 годы XX века послужили основой открытия гигантского Ромашкинского и ряда других месторождений нефти.

Значительный объем электроразведочных, гравиразведочных работ и аэро-космогеологических исследований позволил детально изучить геологическое строение продуктивной части осадочного чехла, наметить перспективные участки и объекты.

Широкое развитие в последние десятилетия геохимических исследований позволило по новому подойти к локальному прогнозу нефтеносности, получить инструмент оценки малоамплитудных, сложнопостроенных ловушек антиклинального и неантиклинального типов.

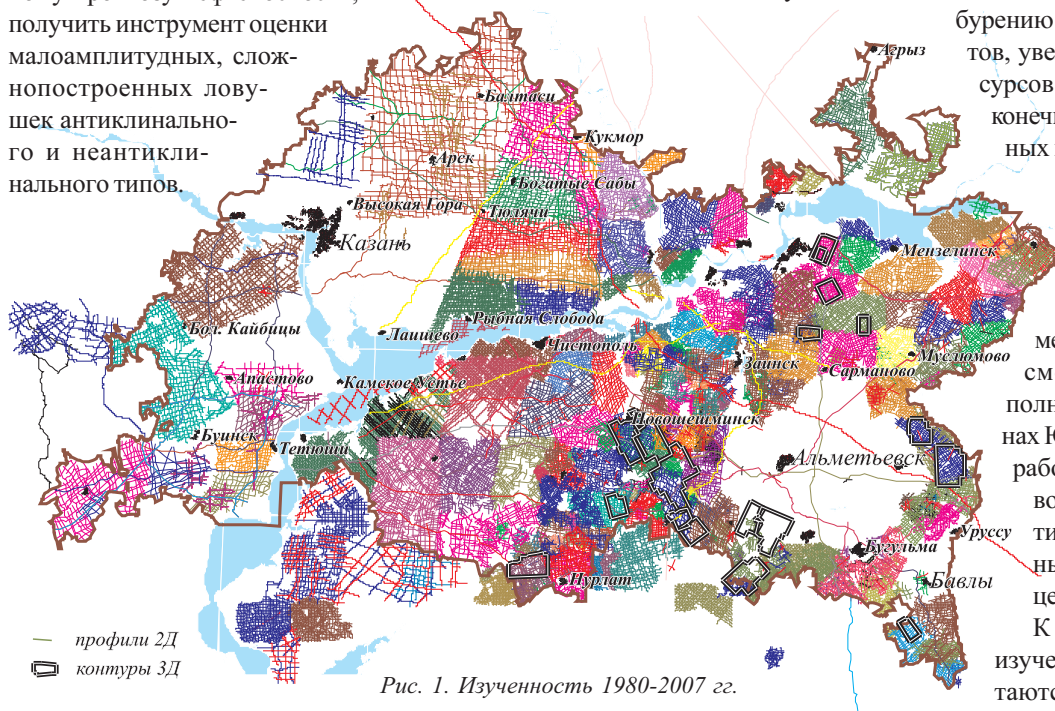


Рис. 1. Изученность 1980-2007 гг.

В то же время, начиная с 80-х годов XX века, основным методом выявления и подготовки объектов поисково-разведочного бурения становится сейсморазведка МОГТ в объемной и профильной модификациях. И это не случайно. Именно в эти годы широко внедряются в производство вибрационные установки и цифровые сейсмические станции, позволившие увеличить производительность труда, разрешенность сейсмической записи, глубину исследований.

	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2007	Всего
Отработано:								
МОГТ 2D, пог.км	6509	10055	15960	11844	11891	28654	11453	96366
МОГТ 3D, кв.км				193	1173	700	73	2139
Выявлено структур за этот период	71	91	113	70	179	175	153	852
Подготовлено структур за этот период	27	38	90	81	68	121	59	484
Ресурсы СЗ, млн.т.		15.1 (1984г)	36.8	29.5	28.08	14.86	14.64	138,98
Открыто новых местор.	5	-	1	1	-	11	18	36
Открыто новых залежей	24	68	71	46	37	95	26	367

Последовательное наращивание объемов сейсморазведочных работ наряду с совершенствованием методики наблюдений и технических средств дало ощутимый результат в увеличении количества подготовленных к глубокому бурению нефтеперспективных объектов, увеличении перспективных ресурсов углеводородного сырья, а в конечном итоге, в открытии нефтяных месторождений и залежей.

В таблице приведены данные, показывающие динамику этого процесса.

Оценивая изученность по десятилетиям, можно отметить, что с 1981 до 1990 г. сейсморазведочные работы выполнялись, в основном, на склонах ЮТС. Позже, с 1991 по 2000 г. работы проводились на северо-востоке и в юго-западной части РТ. Начиная с 2000 г. огромный объем работ выполнен в центральной части РТ (Рис. 1). К настоящему времени недоизученными сейсморазведкой остаются Ковалинский, Балтасин-

кий участки, на них в настоящее время проводятся работы. Не изучен Шалинский участок, на нем запланировано выполнение сейсморазведочных работ в 2009-2010 годах.

Но, несмотря на достаточно высокую изученность территории РТ, как видно из Рис. 1, уплотнение сети профилей, постановка работ в модификации 3D, применение новых методик и технологий позволяют и сегодня выявлять и готовить к глубокому бурению новые структуры, детализировать ранее подготовленные.

Высокой эффективностью отличаются сейсморазведочные работы на западном склоне ЮТС и в пределах восточного борта Мелекесской впадины, так как объекты, картируемые на этих участках, выразительны по амплитуде. Примером является Тауташская структура, подготовленная к бурению в результате детализационных работ, выполненных на новом технико-методическом уровне (Рис. 2). В 2005 г. бурением скважины 1237 установлены залежи в тульских, бобриковских и верейских отложениях.

По результатам сейсморазведочных работ 2006-2007г.г. на Дербешкинской площади были подготовлены Нижне-Гарейская, Верхне-Гарейская, Баскульская, Кулягашская, Татсуксинская, Западно-Атырская, Атырская и Чалманаратовская структуры, при оперативном разбуривании двух первых были получены притоки нефти из тульских отложений (Рис. 3); на Муслимовском участке была детализирована и рекомендована к глубокому бурению Долинская структура (Рис. 4), на ней получен приток нефти из бобриковских отложений.

В восточной части Татарстана, где расположены основные месторождения нефти и изученность геофизическими методами достаточно высока, сейсморазведочные работы в последние годы проводятся в виде детализации, как в пределах лицензионных участков, так и в разведочных зонах. Отработка детализационных сейсмопрофилей на новом технико-методическом уровне комплексирована с переработкой материала прошлых лет с использованием современных обрабатывающих комплексов, что позволяет при относительно невысоких затратах осуществлять прирост ресурсов категории С3 и увеличивать запасы категории С2.

Программа Детализационных работ ОАО "Татнефть" 2004 - 2007 г.г. включала сейсморазведочные работы на 35 участках в пределах 128 структур. При отработке 1700 пог.км выдано 100 рекомендаций на бурение. Частично в рекомендованных точках пробурены скважины с преобладающим положительным результатом, основная масса рекомен-

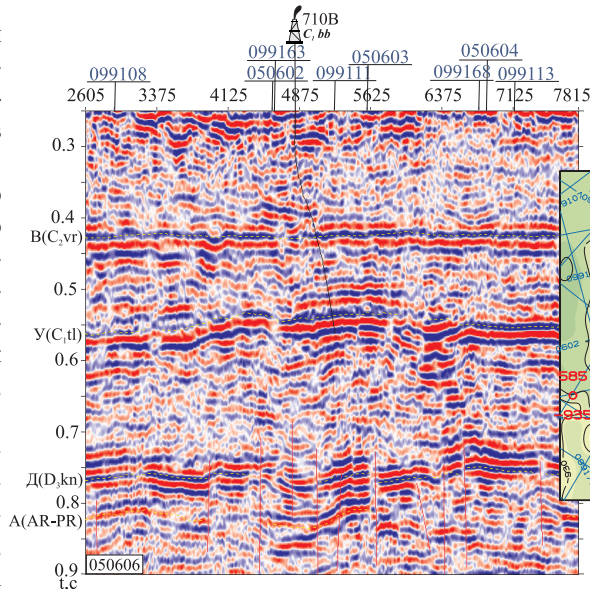
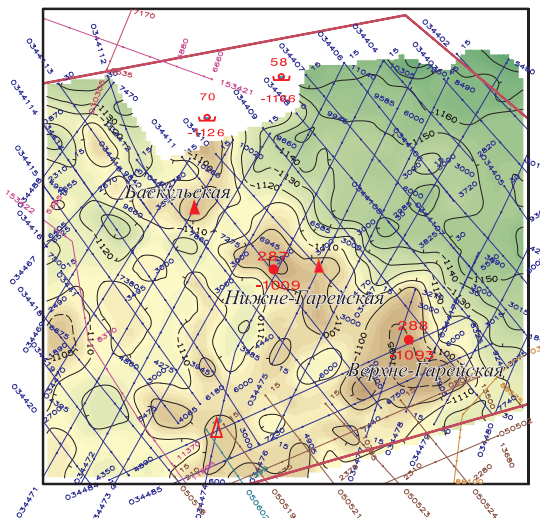


Рис. 2. Тауташское поднятие. Структурная карта по кровле тульского горизонта нижнего карбона.

даций должна быть реализована в 2008 - 2010 г.г. Опыт проведения подобных работ показывает их высокую эффективность при доведении плотности сети профилей до 3,5 - 4 пог.км на кв.км территории.



Верхне-Гарейская структуры. Структурная карта по отражающему горизонту У.

Длительное время, выполняя работы в регионах, где леса отнесены к 1 группе (Татарстан, Оренбургская, Ульяновская и другие обл.), сейсморазведчики обходили залесённые территории, поскольку рубка просек в таких лесах запрещена. Так появились "белые пятна", по которым информации о геологическом строении недр было явно недостаточно.

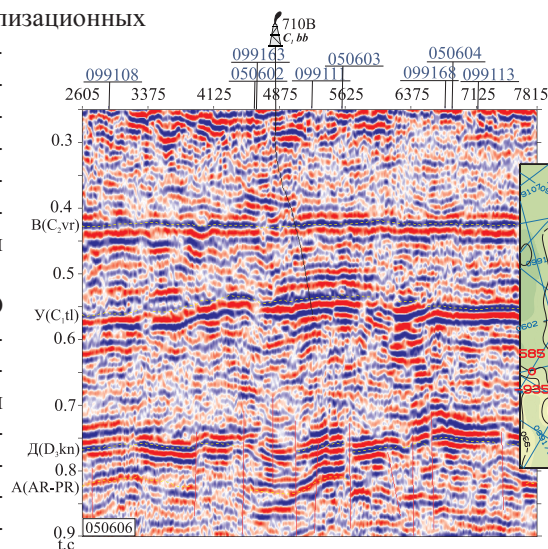


Рис. 4. Долинское поднятие. Структурная карта по отражающему горизонту У.

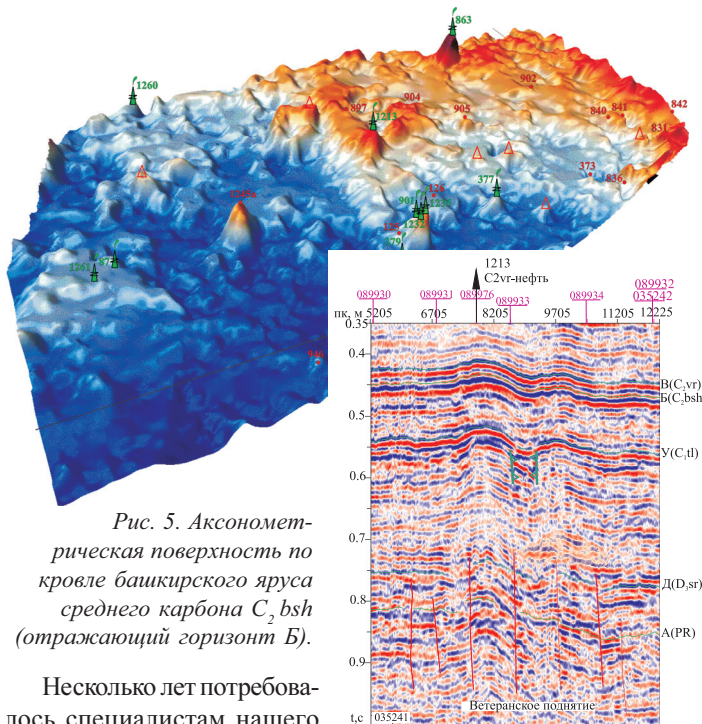


Рис. 5. Аксонометрическая поверхность по кровле бакирского яруса среднего карбона C_2 bsh (отражающий горизонт Б).

Несколько лет потребовалось специалистам нашего предприятия для разработки и внедрения технологий, позволяющих выполнять сейсморазведочные работы на территориях, покрытых лесными массивами. Суть технологий заключается в том, что они позволяют обойтись без рубки просек – это ручное бурение с применением мобильных или переносных станков отечественного и импортного производства. Бурение взрывных скважин осуществляется с помощью буровых установок марки УРБ-2А2 и Rick-sha.

На вооружении сейсморазведочных партий сегодня находятся современные телеметрические системы сбора сейсмической информации: SN-428XL, SN-388 (France), Image System (USA), Input/Output System II. Используются как взрывные, так и невзрывные источники сейсмических колебаний. Основным типом невзрыв-



Рис. 6. Сейсморазведочные работы в Западной Татарстане.

ных источников являются сейсмические вибраторы: PLS-362, Nemi-50 и CB 18/120. Обработка и интерпретация материала выполняется вычислительным центром, оснащенный 136-процессорным Linex-кластером и сервером SUN Enterprise 10000. Это позволяет проводить обработку не менее 30000 пог.км в год 2D и 2000 кв.км 2D сейсморазведки. Более 200 рабочих мест, объединенных в единую сеть с сервером, обеспечивают доступ к самым сложным процедурам обработки и интерпретации фирм Landmark, Schlumberger, Paradigm Geophysical, Western Geco и реше-

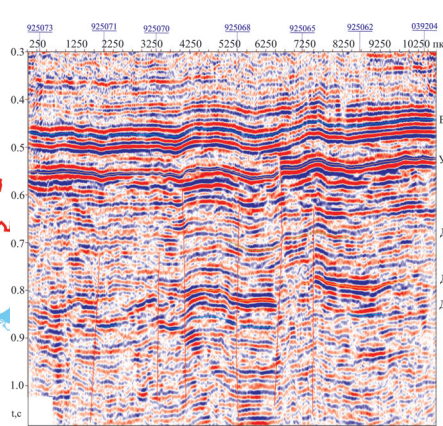
ние самых тонких геологических задач сейсморазведки и промысловой геофизики. Детализационные профили, отработанные на новом технико-методическом уровне, позволяют более обоснованно принимать решения о вводе в фонд подготовленных к бурению закартированных структур. На рисунке 5 представлены результаты подобных работ на лицензионном участке, расположенном на северо-восточном борту Мелекесской впадины.

Особое значение сейсморазведка приобретает при изучении крайних западных районов республики на относительно малоизученных структурно-тектонических элементах – Казанско-Кажимском прогибе и восточном склоне Токмовского свода. Сейсморазведочные работы проведены на Кукморском, Берсутском и Шадкинском блоках, принадлежащих ОАО «Татнефть», прирост перспективных ресурсов нефти категории С3 составил 4,59 млн.т. По Государственным контрактам выполнены исследования МОГТ 2D на Свияжском и Кайбицко-Карлинском участках, прирост перспективных ресурсов нефти категории С3 составил 1,77 млн.т и 1,73 млн.т, соответственно.

В 2007 г. были начаты работы на Ковалинском и Балтасинском блоках (ОАО «Татнефть»), на последующие два года запланировано их продолжение. С 2007 г. выполняются работы на Казанском участке (Агентство «Татарнедра»), Апастовском, Булгарском участках (ОАО «Татнефть»), Тетюшском (ЗАО «Теотех»), Алексеевском (ОАО «Шешмайл»), Базарно-Матакском (ЗАО «ХИТ Р»).

В пределах данных тектонических элементов отмечается сложное геологическое строение, обусловленное активной разрывной тектоникой, выклиниваниями слоёв, возможными биогермными постройками (Рис. 6).

Наращивание ресурсной базы, в основном, происходит на Южно-Татарском, Северо-Татарском сводах и его



склонах в бортовых и осевых зонах внутриформационных прогибов ККСП. Учитывая, что в последние годы вектор геологоразведочных работ смещается к западу, в ближайшие годы по результатам сейсморазведочных работ и в западной части Татарстана прогнозируется выявление и подготовка к опoisкованию структурных и неструктурных нефтеперспективных объектов в палеозойской части разреза.

V.A. Ekimenko. Seismic prospecting – the principal oil exploration method.

Seismic prospecting is the principal oil exploration method. The steadily increasing use of seismic operations and parallel improvement of survey techniques and technical equipment allow increasing the resource base of hydrocarbons.

Key words: seismic prospecting, time section, structure, deposit, exploratory drilling.

Екименко Валентина Александровна, главный геолог ООО «ТНГ-Групп», 423236, Республика Татарстан, г. Бутульма, ул. Ворошилова, 21. Тел.: (85594) 3-08-03.

НОВАЯ МОДЕЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СТРУКТУРЫ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ТАТАРСТАНА

Базовой основой прогнозирования перспектив нефтегазоносности территории служит, как правило, ее тектонический каркас. Высокая изученность территории Татарстана геофизическими методами и глубоким бурением позволила разработать новую модель тектонической структурированности кристаллического фундамента. Особенности тектонического строения кровли кристаллического фундамента, их мобильность в геологическом времени определяют генетические типы ловушек нефти в осадочной толще и их потенциальную продуктивность.

Ключевые слова: разлом, кристаллический фундамент, авлакоген, рифейский грабен, тектонический шов, гряда, блок.

Изучение закономерностей пространственного размещения нефтегазоносных ловушек и их прогнозирование невозможно без учета структурной расчлененности кристаллического фундамента.

Изучение влияния и роли фундамента на формирование структуры осадочного чехла восточной части Русской платформы проводилось многими исследователями, среди них – В.Д. Наливкин, Л.Н. Розанов, Н.К. Грязнов, В.А. Клубов, Р.Н. Валеев, В.П. Степанов, Е.Д. Войтович, О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян и другие.

Системный тектонический анализ, базирующийся на современной изученности территории комплексом геофизических методов и глубокого бурения с учетом тектоники сопредельных с Татарстаном территорий, позволил разработать новую модель структуры поверхности кристаллического фундамента территории республики.

Рельеф поверхности кристаллического архейско-протерозойского основания сформировался в результате совокупного воздействия разнонаправленных тектонических сил и преддевонской континентальной эрозии. Особенности строения структуры фундамента проявляются при картировании тектонических швов – дизъюнктивных нарушений – разломов различных рангов и значимости.

По мнению Р.Н. Валеева, разломы фундамента Русской платформы образуют системы двух ортогональных направлений – северо-западного – северо-восточного, субширотного – субмеридионального. Максимальное дробление и раскалывание кристаллического основания по определенной сети дизъюнктивных нарушений, по его данным, было достигнуто в позднем архее-раннем протерозое, когда сложились основные черты глыбово-блоковой тектоники фундамента. Им приведены убедительные доказательства, что в палеозойское и мезозойское время платформа, куда составной частью входит исследуемая территория, развивалась по унаследованной от ранее заложеной системы нарушений. Предельная же плотность нарушений фундамента была достигнута уже в девонское время (Р.Н. Валеев, 1971).

Помимо комплекса геолого-геофизических данных разломные зоны фундамента на территории Татарстана подтверждаются полевыми наблюдениями при современных землетрясениях. Очаги землетрясений, как правило, характеризуются приуроченностью к известным разло-

мам, что свидетельствует о повышенном напряженном состоянии земной коры в этих зонах.

Основными геофизическими методами изучения тектонического строения кристаллического фундамента являются грави- и магниторазведка. Одним из методов трассирования разломных зон в кристаллическом фундаменте и осадочной толще является сейсморазведка. На временных разрезах, подвергшихся миграционным преобразованиям, наблюдается прерывание осей синфазности и появление разных углов наклона по обе стороны разлома.

Глубоким бурением установлено, что наиболее крупные разломы фундамента сопровождаются линейными зонами коры выветривания, достигающими мощности до 30-31 м.

Разломы образуют различные системы и подразделяются по масштабу проявления – протяженности, глубине проникновения в земную кору, амплитуде. Пересекаясь и соподчиняясь друг другу, системы расколов различного масштаба выделяют в теле фундамента неодинаковые по размерам и геометрической форме глыбы, гряды и блоки.

По характеру проявления Н.С. Шатский и др. подразделяют разломы на четыре группы: • надпорядковые; • первого порядка, разделяющие крупные глыбы фундамента первого порядка; • второго порядка или региональные, разделяющие гряды второго порядка; • мелкие, разделяющие блоки фундамента третьего порядка.

На основе результатов проведенных исследований, с учетом геолого-геофизических данных, а также материалов по сопредельным территориям и представлений автора, на изучаемой территории выделено четыре системы разломов: Южно-Татарская – веерообразная, Северо-Татарская – северо-восточная, Токмовская – субмеридиональная, Актанышская – северо-западная.

В районе Казакларского поднятия в девонской терригенной толще зафиксированы магматические излияния в зоне Мамадышского разлома, отделяющего вершину Северо-Татарского свода (СТС) от юго-восточного склона, в скв.55 выявлена эффузивная толща мощностью 32 м.

В гравитационном и магнитном полях разломы отражаются региональными полосовыми аномалиями. Об активном возобновлении движений разломных зон фундамента в девонское и последующее время свидетельствуют конседиментационные прогибы.

Тектоническая активность той или другой системы разломов менялась во времени. Увеличенные мощности отложений в нижне-, среднекаменноугольных, пермских и мезокайнозойских осадках свидетельствуют о возрождении их активности. На этапе новейшего тектонического развития территории высокую активность проявлял, к примеру, Прикамский и некоторые другие разломы.

Современная структурная расчлененность фундамента подчинена двум доминирующим системам разломов: северо-восточной и северо-западной, гораздо в меньшей степени другим – субмеридиональной и субширотной.

Единственный разлом надпорядковой масштабности расположен в северо-восточной части Республики Татарстан – Главный Удмуртский разлом имеет северо-западное простирание. Он имеет большую протяженность: развит на территории Пермской области, Удмуртии, Башкортостана, Татарстана, являясь западной контактной границей Камско-Бельского авлакогена с Южно- и Северо-Татарской глыбами кристаллического фундамента.

К разломам первого порядка отнесены Бавлинский, Прикамский, Баганинский, Пичкаский, Кокарский, Мамадышский, Алтунино-Шунакский.

Бавлинский разлом, характеризующийся северо-восточным направлением, разграничивает Южно-Татарскую глыбу фундамента и северную бортовую зону Сергиевско-Абдулинского рифейского авлакогена, основное ложе которого располагается в пределах Самарской и Оренбургской областей.

Прикамский тектонический шов, пересекающий в северо-восточном направлении всю территорию Татарстана и разделяющий две глыбы кристаллического массива – Южно- и Северо-Татарскую, кроме них, Мелекесскую впадинную зону, Казанско-Кировскую прогибовую зону, Токмовский массив.

На юго-западной административной границе республики с Ульяновской областью он пересекается с глубинным Сурским разломом, трасса которого сечет Токмовский свод.

Баганинский глубинный разлом определяет область контакта Южно-Татарской глыбы фундамента и Мелекесской впадинной зоны. Вектор его развития характеризуется север-северо-западным направлением, продолжается на юг на территории Самарской области, внедряясь в Сергиевско-Абдулинский авлакоген.

Пичкаский рифейский грабен рассекает центральную часть кристаллического основания Мелекесской впадинной зоны, направление его развития – северо-западное, трассируется по территории Самарской области вплоть до Сергиевско-Абдулинского авлакогена.

Кокарский рифейский грабен на территории Татарстана является затухающим юго-западным продолжением одноименного грабена, расположенного на территории Удмуртии и непосредственно контактирующего с Камско-Бельским рифейским авлакогеном. Он характеризуется северо-восточным простиранием и четко прослеживается в центральной и северной частях Северо-Татарской глыбы.

Мамадышский глубинный разлом отделяет центральную часть Северо-Татарской глыбы фундамента от юго-восточной, имеет северо-восточное направление. При пересечении с Прикамским на коротком участке они совпадают по местоположению, и далее он продолжается в виде Аканской тектонической зоны. Последняя отчетливо выражена в теле кристаллического фундамента в центральной части Мелекесской впадинной зоны.

Алтунино-Шунакский глубинный разлом субмеридионального направления – безусловно, один из наиболее ярко проявляющихся как в фундаменте, так и в осадочной толще палеозойских отложений, отделяющий центральный блок Южно-Татарской глыбы от его западного склона. Алтунино-Шунакская линейная зона является продолжением глубинного тектонического шва, трассируемого на территории Самарской области, где он контактирует с Сергиевско-Абдулинским авлакогеном. Вслед за его пересечением с Прикамским разломом в поверхности кристаллического основания юго-восточного блока Северо-Татарской глыбы разлом продолжает фиксироваться по геологическим данным, однако, уже в ослабленном виде. Направление его трассы на этом участке меняется на северо-восточное, и он подтверждается даже в западной бортовой зоне Камско-Бельского авлакогена.

Сеть разломов второго порядка совместно с вышеописанными дифференцирует тело кристаллического фундамента на систему гряд. Геометрические формы структурной расчлененности фундамента определяются организованными системами разломов. Такими системами разломов выступают четыре.

Первая – Южно-Татарская – это система дислокаций в виде пучка или веера, меняющих вектор простирания от северо-восточного на юго-востоке Южно-Татарской глыбы, до северо-западного в Мелекесской впадине. К этой же системе относится группа разломов, секущая центральную часть Южно-Татарского массива, имеющая северо-восточное простирание, которое сменяется на субмеридиональное в лице Алтунино-Шунакского разлома и параллельного ему – Новоелховского. Западнее вслед за системой субмеридионально заложенных расколов происходит смена направлений на северо-западное: Кузайкинский и Баганинский дислокационные швы характеризуются север-северо-западным простиранием. Последующие за ними к западу серии расколов фундамента и Пичкаский грабен формируют целое сообщество параллельных друг другу разломов четкого северо-западного простирания. Эта группа тектонических швов образует систему гряд кристаллического фундамента основной части Мелекесской впадины – восточной бортовой, центральной и, отчасти, западной бортовой.

Вторая система разломов – Северо-Татарская – определяет структуру массива всего Северо-Татарского свода: его центральной части и юго-восточных гряд. Вся система дислокаций, южной границей которой служит Прикамский разлом, имеет четко выраженное северо-восточное простирание. Веским доказательством является продолжение описываемой системы расколов в поверхности одноименного кристаллического основания на сопредельной территории Удмуртии. В разных частях Северо-Татарской глыбы сказывался различный уровень влияния тектонического воздействия. Юго-восточная система гряд формировалась еще и под значительным влиянием Южно-Татарской глыбы, что подчеркивает единая для Южно-Татарской и Северо-Татарской глыб система расколов фундамента от Новоелховского до Абдрахмановского. Полагаем, что юго-восточная глыба Северо-Татарского свода в палеозойское время развивалась в большей степени в автономном режиме от его вершины.

Третья система разломов – субмеридиональная Токмовская – характеризует восточный склон Токмовского свода. Эта система расчлененности фундамента выявля-

ется по данным детализационной сейсморазведки, которой изучена с достаточной для реконструкции строения поверхности плотностью. Зафиксированные два крупных раскола на сопредельной с Татарстаном территории, Ульяновской области и Чувашии – в южной части Токмовского свода – Сурский разлом и, севернее от него, Кувайский грабен расположены ортогонально к описываемой системе разломов. Местоположение и глубинность Сурского разлома достоверно документируется сетью сеймопрофилей крутопадающим ступенчатым сбросом. На границе Мелекесской впадины и восточного склона Токмовского свода Сурский разлом пересекается с Прикамским.

Четвертая система разломов – Актанышская – связана с формированием Камско-Бельского авлакогена. В его западной бортовой зоне, параллельно ей, четко регистрируется Актанышский разлом северо-западного направления.

Намечается, на наш взгляд, еще одна система разломов кристаллического основания, расположенная в слабоизученном Казанско-Кировском прогибе. В его южной части по данным детальной сейсморазведки намечается фрагмент Мешинского разлома Северо-Татарской системы, характеризующейся северо-восточным простиранием. По некоторым геологическим данным к северу от него слабо проявляются весьма ограниченные фрагменты Ветровского и Ципинского разломов аналогичного направления. Эта схема подтверждается линейными элементами геофизических полей. По всей видимости, в качестве формирующей в структуре фундамента системы разломов, судя по прямым и косвенным

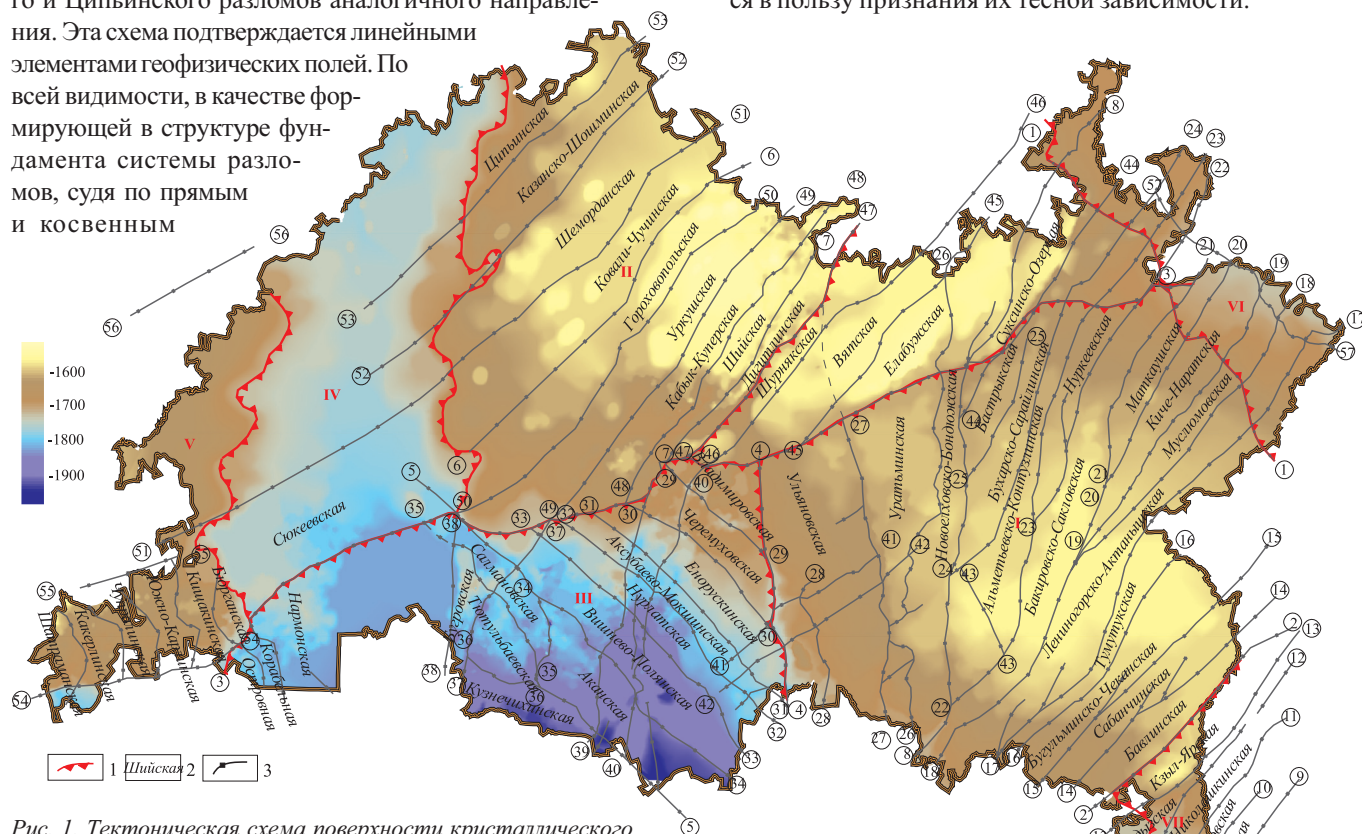


Рис. 1. Тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента. 1 – современные границы структур 1-го порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, VI – Казанско-Кировский прогиб, V – Токмовский свод, VI – Камско-Бельский авлакоген, VII – Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2 – грабны кристаллического фундамента; 3 – осевые зоны разломов. Разломы кристаллического фундамента: 1 – Удмуртский, 2 – Бавлинский, 3 – Прикамский. 4 – Баганинский, 5 – Пичкассский, 6 – Кокарский, 7 – Дигитлинский, 8 – Алтуново – Шунакский. 9 – Родниковский, 10 – Шалтинский, 11 – Кандызский 12 – Сулинский, 13 – Сокско-Бавлинский, 14 – Бавлинско-Ютазинский, 15 – Бугульминско-Сабанчинский, 16 – Азнакаевский, 17 – Холмовский, 18 – Шугуровско-Шуганский, 19 – Масадский, 20 – Киче-Наратский, 21 – Дружбинский, 22 – Абдрахмановский, 23 – Бахчисарайский, 24 – Актанышско-Салауцкий, 25 – Сарайлинский, 26 – Ново-Елховский, 27 – Кузайкинский, 28 – Амировский, 29 – Чистопольский, 30 – Кадеевский, 31 – Аксубаевский, 32 – Мокшинский, 33 – Сунчелевский, 34 – Нурлатский, 35 – Ерепкинский, 36 – Кузнечихинский, 37 – Салмановский, 38 – Бугровский, 39 – Аканский, 40 – Некрасовский, 41 – Березовский, 42 – Ульяновский, 43 – Миннибаевский, 44 – Набережно-Челнинский, 45 – Камско-Полянский, 46 – Анзиркинский, 47 – Мамадышский, 48 – Шийский, 49 – Кутлубукашский, 50 – Янчиковский, 51 – Мешинский, 52 – Ветровский, 53 – Ципинский, 54 – Сурский, 55 – Кувайский, 56 – Вурнарский, 57 – Актанышский.

геолого-геофизическим данным, должна проявляться северо-западная система, эпицентром для формирования которой являлись глубинные напряжения земной коры в центральной части Кировско-Кажимского авлакогена.

Разломный каркас структуры кристаллического фундамента выделяет в теле основания неодинаковые по размерам и различной конфигурации элементы.

Среди наиболее крупных глыб выделяются две – Южно- и Северо-Татарская. Их образование при формировании Прикамского разлома и других, ограничивающих их края, произошло в раннепротерозойское время. Каждая из них с момента зарождения до настоящего времени развивалась самостоятельно, и их следует рассматривать как две независимые макроструктуры.

Общие черты макротектонического строения территории Татарстана определяет группа региональных структурных форм: Южно- и Северо-Татарский своды, Токмовский свод, Мелекесская впадина, Казанско-Кировский прогиб, Камско-Бельский и Сергиевско-Абдулинский авлакогены. Они различным образом прослеживаются в структуре фундамента и этажах чехла (Рис. 1).

Вопрос о пространственных связях структурных форм чехла Русской платформы со строением фундамента в настоящее время большинством исследователей решается в пользу признания их тесной зависимости.

Южно-Татарский свод – структурная форма первого порядка, представляющая по поверхности кристаллического фундамента поднятие изометричной формы, со средними размерами 170x170 км. Максимально высокие отметки залегания фундамента зафиксированы на абсолютных отметках минус 1525 – 1530 м.

Южно-Татарская глыба фундамента с севера ограничена Прикамским разломом, с юга – Бавлинский раскол отделяет от нее северную бортовую зону Сергиевско-Абдулинского авлакогена, на северо-восточной окраине Главный Удмуртский разлом обособляет ее от Камско-Бельского авлакогена, а на западе ось Баганинского разлома отмежевывает от нее Мелекесскую впадину. Структура поверхности Южно-Татарской глыбы всеерной системой разломов расчленена на систему строгих линейных гряд трех направлений: северо-восточного, субмеридионального и север-северо-западного.

Территориально наиболее широко развита система гряд северо-восточного простирания: от Бавлинской гряды на юго-востоке до Бастрыкской в северной части. Почти все гряды лаконично прослеживаются от южных административных границ республики до Камско-Бельского авлакогена на северо-востоке. Гряды имеют неодинаковую ширину, различную протяженность, дифференцированы на мелкие блоки.

Поверхность гряд фундамента испытывает подъем от южных и северных окончаний в сторону вершины.

Субмеридионально ориентированы две гряды, располагающиеся западнее Алтунино-Шунакского разлома – Новоелховско-Бондюжская и смыкающаяся с ней Ура́тьминская. Новоелховско-Бондюжская гряда на южном окончании опущена до оконтуривающей ее изогипсы минус 1750 м, центральная часть и северное окончание находятся на средних абсолютных отметках минус 1580 – 1600 м, лишь на 10 – 20 м опускаясь в сторону Прикамского разлома. Ура́тьминская гряда в целом опущена по отношению к Новоелховской, на условия ее формирования повлиял ограничивающий гряд с запада Кузайкинский разлом. Иная картина наблюдается в северной половине Ура́тьминской гряды: кровля фундамента на многочисленных локальных выступах кристаллического основания находится высоко, на отметках минус 1590 – 1600 м, хотя амплитуды самих локальных выступов преимущественно небольшие – от 5 – 7 м до 10 – 12 м.

Самая западная гряда, Ульяновская, граничащая с Мелекесской впадинной зоной, характеризуется север-северо-западным простиранием. Гряда ограничивается с востока Кузайкинским глубинным разломом, с запада – Баганинским, центральная часть гряды расчленена Амировской разломной зоной, пунктирно прослеживающейся лишь до середины макроблока. Южное окончание гряды оконтуривается изогипсой минус 1760 м, северное – минус 1650 м. Поверхность гряды характеризуется высокой дифференциацией на отдельные блоки и выступы, чему способствует хорошо развитая сеть мелких разломных зон северо-восточного простирания.

Северо-Татарская глыба фундамента занимает значительную площадь северной половины Татарстана. С юга отделена Прикамским разломом от Южно-Татарской глыбы и Мелекесской впадинной зоны, с запада граничит с Казанско-Кировским грабенообразным прогибом, на востоке Главный Удмуртский разлом отделяет ее от Камско-Бельского авлакогена. Северо-Татарская глыба представ-

лена двумя элементами – сводовой и юго-восточной частями, их разделом служит Мамадышский разлом.

Границы вершины свода на южном и западном окончаниях оконтуриваются изогипсами -1700–-1720 м. Наиболее высокие отметки вскрыты в районе скв. 220 и 164, в северной части Гороховопольской гряды. Это наиболее гипсометрически приподнятая часть вершины. Амплитуда свода по отношению к его окраинам меняется от 180 до 200 м.

Поверхность вершины массива в различных направлениях характеризуется различным градиентом понижения гипсометрических отметок. Минимальная степень понижения поверхности фундамента наблюдается в юго-восточном направлении, в северо-западном направлении амплитуда понижения кровли фундамента более значительна, а по юго-западному вектору, вдоль линии простирания вершины Северо-Татарского свода, эта величина максимальная. Налицо асимметричное строение кристаллического массива СТС с общим падением в юго-западном направлении.

Купольная часть Северо-Татарского свода дифференцирована на систему гряд северо-восточного простирания. Такая система тектонического районирования самым естественным образом вписывается в схему его структурированности на сопредельной территории Удмуртии и Кировской области и является частью общей парадигмы строения Северо-Татарского свода.

Юго-восточная глыба Северо-Татарского свода является южным звеном аналогичной системы гряд Северо-Татарского свода, проявивших себя на территории Удмуртии.

Сравнительный анализ гипсометрического положения поверхности кристаллического фундамента вершины и юго-восточного склона Северо-Татарского свода свидетельствует о том, что оба элемента находятся приблизительно в одинаковых структурных условиях.

Таким образом, в поверхности кристаллического фундамента значительного превышения вершины Северо-Татарского свода по отношению к его юго-восточному склону не наблюдается.

Господствующее северо-восточное простирание гряд фундамента на Северо-Татарском своде подтверждается данными гравиразведочных, магниторазведочных, аэрокосмогеологических, атморadioгеохимических исследований, сейсморазведки и данных глубокого бурения.

С востока на запад в пределах вершины СТС прослеживается система разломных зон, большинство из которых четко отображаются в волновой картине временных сейсмических разрезов. Выделенные разломные зоны подтверждены увеличенными мощностями девонских терригенных отложений в разрезах отдельных глубоких скважин.

Поверхность фундамента в пределах гряд осложнена блоками, образованными влиянием разломных зон северо-западного простирания, но не имеющих такой же четкой выраженности как северо-восточные.

Вершина Северо-Татарского свода отделяется от его юго-восточной части Мамадышской разломной зоной. Гряды юго-восточного склона вписываются и продолжают систему группирования гряд вершины по северо-восточному простиранию.

Юго-восточный массив фундамента Северо-Татарского свода сложен серией гряд в последовательности с запада на восток – Шурнякской, Вятской, Елабужской, Новоелховско-Бондюжской, Суксинско-Озерной, Бухарско-Сарайлинской, Альметьевско-Контузлинской и Нуркеевской.

Примечательной особенностью тектонического строения кровли кристаллического фундамента юго-восточного склона является единая сеть разломов Северо- и Южно-Татарской глыбы. Эта объединенная система разломных зон включает Новоелховскую, Алтунино-Шунакскую, Набережно-Челнинскую, Актаныш-Салаушскую, Бахчисарайскую и Абдрахмановскую. Все они, за исключением Новоелховской, являются опережающими Алтунино-Шунакский разлом.

Токмовский свод, или, точнее, восточный склон Токмовского свода, территориально занимает крайнюю западную часть территории Татарстана. Комплекс геолого-геофизических исследований, в частности, детальные исследования сейсморазведкой в южной части свода, позволяют ограничить эту структуру I порядка по синтезированной системе разломных зон двух направлений: субмеридионального и северо-западного.

Кристаллический массив Токмовского свода оконтуривается изогипсами минус 1760-1800 м.

Сопоставление тектонического строения Токмовского свода территории Татарстана, Марий Эл и Ульяновской области свидетельствует о том, что основным тектоническим элементом II порядка, осложняющим его макроструктуру, является Канаашский выступ, который прослеживается от границы Кировской области и Татарстана на севере до территории Ульяновской области на юге. Канаашская вершина с юга ограничивается Сурской разломной зоной, четко прослеживающейся по геолого-геофизическим данным на южном окончании восточного склона Токмовского свода. Разломная зона имеет субширотное простирание и в восточном направлении стыкуется с Прикамским разломом. Сурская разломная зона отделяет Канаашскую вершину от расположенного южнее Корсунского выступа. Итак, основным структурным элементом II порядка в составе Токмовского свода на территории республики является Канаашский выступ, его южный склон. Данные детальных сейсмических исследований, проведенных на территории республики в последнее десятилетие, значительно дополнили представления о геологической модели южного окончания Канаашской вершины Токмовского свода.

Сурская разломная зона ограничивает развитие серии разломных зон субмеридионального направления, которые определяют строение кристаллического фундамента Токмовского свода. Отчетливо выделяется группа гряд, осложненных выступами кристаллического фундамента: как правило, северные окончания гряд и блоки расположены гипсометрически выше, чем южные, что обусловлено ступенчатой погружением поверхности кристаллического фундамента. Превышения абсолютных значений поверхности фундамента составляют 100-160 м. Северные окончания гряд контролирует Кувайский грабен субширотного простирания на территории Чувашии. Выявленные гряды характеризуются преимущественно симметричным строением, разделяющие их разломные зоны широкие и слабо-контрастные, неотчетливо вырисовываются разломные зоны восточного простирания. Поверхность гряд осложняется разноориентированными локальными выступами фундамента преимущественно небольших амплитуд.

Одной из знаковых макроструктурных элементов кристаллического фундамента на территории Татарстана является Мелекесская впадина – крупная опущенная зона

кристаллического фундамента, окруженная с востока, запада и севера сводовыми сооружениями, граничащая лишь на северо-западе с Казанско-Кировской прогибовой зоной. На территории Татарстана Мелекесская впадина представлена лишь своей северной частью, другая, наиболее погруженная, находится на территории Самарской области. В рельефе кристаллического фундамента она характеризуется резко очерченным асимметричным строением. Структура поверхности кристаллического фундамента Мелекесской впадинной зоны сегментирована разломами преимущественно северо-западного простирания. Ее осевую, наиболее погруженную зону, зафиксировали Аканский, Некрасовский и другие, более мелкие разломы северо-восточного простирания. Эта система разломных зон корреспондируется с разломными зонами Северо-Татарской глыбы, объединяясь в единую сеть. Центральная область впадины ограничивается с запада Бугровским разломом субмеридионального направления, северное продолжение которого совпадает с западной границей Северо-Татарского свода, с востока – Баганинским разломом, а северо-западная система разломов расчленяет тело впадины на гряды. Прослеживается четкая геоморфологическая выраженность структурных гряд на всем их протяжении, ослабевающая вблизи Прикамского разлома.

Наиболее выразительным элементом в рельефе фундамента центральной части Мелекесской впадины является рифейский Пичкацкий грабен. Погребенный Пичкацкий грабен – один из системы грабенов, образовавшихся в процессе формирования Сергиевско-Абдуллинского авлакогена.

С Пичкаским грабеном связана область максимально глубокого залегания кристаллического фундамента, вскрытая в скв. 22 Алькеевская на абсолютной отметке минус 2207,8 м, где мощность рифейских отложений, заполнивших грабен, составляет 238 м. По всей видимости, грабен продолжается в северо-западном направлении и простирается вплоть до скважины 2 Пичкасская, в разрезе которой так же отмечаются рифейские отложения.

Западная бортовая зона впадины выделяется весьма четко, а по данным сейсморазведки ее крайняя к западу часть состоит из системы гряд субмеридионального простирания, аналогичных южному склону Канаашского выступа Токмовского свода.

Наиболее низкие отметки залегания поверхности кристаллического фундамента в центральной части Мелекесской впадины по данным сейсморазведки находятся в интервале глубин 2060-2120 м. Самый южный фрагмент осевой линии совпадает с Черемшанским прогибом, по данным В.П. Степанова.

Осевая зона впадины смещена в сторону ее восточного борта, а днище разграничено на две неравные части, узкую восточную и широкую западную. Западная бортовая зона впадины имеет контрастно очерченные дизъюнктивные границы субширотного простирания амплитудой до 180 м и корреспондируется с тектонической границей, разделяющей Уркушскую и Кабык-Куперскую гряды фундамента Северо-Татарского свода. Поверхность кристаллического фундамента осевой части впадины осложнена отдельными полигональными грядами и блоками.

Западный борт в целом, в отличие от центральной части Мелекесской впадины, изучен с гораздо меньшей степенью детальности. Его южное продолжение на террито-

рии сопредельной Ульяновской области в осадочном чехле имеет важное нефтепоисковое направление.

Казанско-Кировская грабенообразная прогибовая зона обособляет Северо-Татарский и Токмовский своды и плавно сочленяется с Мелекесской впадиной. Начало ее образования в рельефе кристаллического фундамента относится к эйфельско-тиманскому времени, максимальной амплитуды погружения она достигла в муллинско-пашийское. Как отрицательная структура она проявлялась также на саргаевском этапе, а в семилукское время наметилось некоторое обособление ее центральной части, выражающееся сокращением мощности отложений горизонта на внутренних бортах прогиба.

Гряды фундамента с территории Северо-Татарского свода, Канашской вершины Токмовского свода погружаются в прогиб, их фрагменты слабо прослеживаются в строении его бортов и ложа, формируют их поверхность и определяют конфигурацию границ сочленения грабенообразного прогиба с обоими сводами. Прогиб характеризуется асимметричным строением: узким крутым восточным бортом и широким пологим западным.

Казанско-Кировский прогиб на территории Татарстана отчетливо подразделяется на три составных элемента: опущенные южный и северный и несколько приподнятый центральный в районе г. Казани.

Поскольку детальными исследованиями, сейсморазведкой прогиб изучен только в южном окончании, то судить о его строении приходится по комплексу геолого-геофизических и геохимических данных, которые свидетельствуют, что поверхность фундамента ступенеобразно погружается от бортов к ложу прогиба по системе разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Так, по-видимому, Янчиковская, Мешинская, Ципьинская и Ветровская разломные зоны Северо-Татарского свода находят продолжение в Казанско-Кировском, образуя резко опущенные гряды, которые по данным гравиразведки осложнены системами локальных выступов. В южном, наиболее опущенном блоке мелкие выступы фундамента подтверждаются сейсморазведкой.

Наиболее глубоко кристаллический фундамент на территории республики опущен в областях развития Камско-Бельского и Сергиевско-Абдулинского протерозойских авлакогенов, центральное ложе которых размещается за пределами Татарстана.

Камско-Бельский авлакоген контактирует с Южно- и Северо-Татарским сводами на северо-востоке территории резкими дизъюнктивными нарушениями по Главному Удмуртскому разлому. Абсолютные отметки поверхности фундамента близ контактной зоны колеблются в пределах минус 1550-1950 м, а абсолютная глубина залегания фундамента на северо-восточной окраине по данным сейсморазведки составляет 5,0-5,5 км. Авлакоген заполнен мощной толщей рифейско-вендских осадков, нивелирующих сложный высокодифференцированный рельеф кристаллического фундамента.

Сергиевско-Абдулинский авлакоген ограничивает резкой дизъюнктивной границей Южно-Татарскую глыбу фундамента с юга. Авлакоген имеет субширотное простирание. Поверхность фундамента имеет грабенообразное строение с бортами, характеризующимися ступенчатым строением.

Новая модель тектонической структурированности фундамента позволяет уточнить строение осадочной тол-

щи палеозойских отложений, закономерности размещения ловушек в нефтегазоносных комплексах и контролируемых ими залежей нефти.

I.A. Larochkina. The new tectonic model of the crystalline basement of Tatarstan.

Large amounts of geophysical and deep drilling data acquired in Tatarstan allowed the construction of a new tectonic model of the crystalline basement. The tectonic structure of the top crystalline basement defines genetic types of oil traps in the sedimentary sequence and their potential productivity.

Key words: crystalline basement, tectonic model, platform trough.

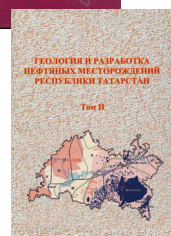
Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2007. 316 с.

Нефтегазоносность Республики Татарстан Геология и разработка нефтяных месторождений

Научный редактор., научн. рук.:
Р.Х. Муслимов

Авторы: Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов,
Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронова, Н.С.
Гатиятуллин, В.В. Ананьев, В.М.
Смелков, Р.К. Тухватуллин, Б.В. Успенский,
И.Н. Плотникова, Е.Д. Войтович

Рецензенты: Д.В. Бульгин,
В.Е. Гавура, В.Ф. Базив



В монографии дана систематизация накопленного фактического материала по геологии и разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан, необходимая для решения теоретических и практических задач нефтяной и нефтепромышленной геологии, повышения квалификации геологов, разработчиков и других специалистов нефтяной промышленности. В первом томе монографии отражены вопросы геологического строения, нефтегазоносности и геологических основ разработки нефтяных месторождений Татарстана, а также приведены данные справочного и аналитического характера о геологическом строении и разработке высокопродуктивных месторождений РТ. Во втором томе в систематизированном виде приводятся данные о геологическом строении и состоянии разработки всех нефтяных месторождений Республики Татарстан с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Особое внимание в монографии уделено вопросам детального геолого-промышленного описания пластов эксплуатируемых месторождений и методам повышения коэффициента нефтеизвлечения. Монография может быть использована как справочное пособие для специалистов нефтяных и газовых компаний для решения целого ряда задач регионального и локального прогноза нефтегазоносности, разведки и разработки нефтяных месторождений, а также задач геолого-промышленного характера. Книга представляет интерес для студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся по специальностям «Геология нефти и газа», «Геология и геохимия горючих ископаемых», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также для специалистов других смежных профессий.

ISBN 978-5-9690-0007-0

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ НА ЗАЛЕЖАХ №№ 301, 302, 303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Представлены основные результаты опытно-промышленных работ по улучшению выработки запасов сложно-построенных залежей карбонатных коллекторов верейского, башкирского, серпуховского горизонтов залежей №№ 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения. Создание эффективных технологий разработки, в первую очередь с применением циклического заводнения, возможно при соответствующих особенностях геологического строения: наличие достаточных «перемычек» между горизонтами, низкая вертикальная трещиноватость, загипсованность коллекторов и др.

Ключевые слова: Ромашкинское месторождение, разработка нефтяных месторождений, залежь.

Залежи нефти №№ 301, 302, 303 приурочены к карбонатной толще верейских, башкирских, серпуховских отложений среднего и нижнего карбона. Они контролируются Шугуровско-Куакбашским валообразным поднятием, имеющим асимметричное строение: крутой северо-восточный склон и более пологий юго-западный; поднятие с юга на север состоит из цепочки структур: Ойкино-Алтунинской, Шугуровской, Сортоводской, Куакбашской. Контуры залежей по кровле продуктивных отложений совпадают в плане (Рис. 1).

Залежь № 301 является пластово-сводовой и большая ее часть литологически экранирована. Залежи № 302 и № 303 относятся к массивному типу и практически по всему периметру гидродинамически связаны с водоносной областью, режим упруго-водонапорный.

Продуктивная толща залежей №№ 301, 302, 303 представлена высоко неоднородными карбонатными коллекторами, для которых характерна резкая коллекторская изменчивость как по разрезу, так и по площади. Они представляют собой переслаивание плотных, глинистых пористо-кавернозных, трещиноватых разностей известняков и доломитов, на коротких расстояниях переходящих друг в друга (Рис. 2).

Следует отметить значительное расхождение значений емкостных и особенно фильтрационных параметров коллекторов от долей до десятков процентов.

Существеннее различаются средние значения рассматриваемых параметров по данным результатов обработки керна и ГИС. Поэтому достаточно трудно судить о скважине по заключению ГИС. Пласты с абсолютно одинаковыми параметрами ведут себя по-разному. Вследствие этого возникают проблемы при проектировании скважин.

Опытная эксплуатация верейской залежи (№ 301) началась в 1973 г., башкирской (№ 302) – в 1957 г., серпуховской (№ 303) – в 1943 г. единичными скважинами (к ним принадлежит знаменитая разведочная скв. № 1 – первооткрывательница Ромашкинского месторождения). Опытная эксплуатация скважин дала положительный результат и доказала возможность их будущей промышленной разработки.

Однако отсутствие в Татарстане опыта разработки подобных объектов не позволило решить сложные проблемы будущей промышленной эксплуатации. В связи с этим ОАО «Татнефть» приняло решение наряду с опытной эксплуа-

цией широко проводить опытно-промышленные работы по испытанию и изысканию возможностей заводнения карбонатных коллекторов, методов повышения нефтеотдачи, поиску оптимальной плотности сетки и размещения скважин, эффективных гидродинамических и физико-химических методов воздействия на продуктивные коллекторы, способов вскрытия, освоения, стимуляции скважин. С этой целью на залежах было выбрано 8 опытных участков.

На залежи № 301 на опытном участке № 5 опытно-промышленными работами предусматривалось создание технологии разработки залежей нефти в слабопроницаемых коллекторах верейского горизонта с применением циклического заводнения при различной плотности сетки скважин с НСКО забоев скважин и созданием ИКНН (каверна-накопитель). Участок состоял из трех элементов с семиточечным размещением скважин по треугольной сетке 200х200 м, 300х300 м, 400х400 м. Всего пробурено 19 скважин, из них 3 нагнетательных.

Неоднократные обработки призабойных зон оказались безрезультатными, дебит скважин по нефти оставался на уровне 0,5 – 1 т/сут. Скважины работали в режиме накопления. Попытки привести работу отдельных скважин и опытного участка в целом на постоянный режим работы не дали результатов. В итоге все скважины были переведены на серпуховский горизонт на нефть. С участка отобрано 85,1 % от НИЗ нефти.

В связи с прекращением опытных работ на пятом участке затруднительно дать объективную оценку эффективности заводнения верейских отложений.

На башкирской залежи №302 находятся четыре опытных участка (№№ 1, 2, 3, 4). Первый участок вступил в эксплуатацию в 1978 г., остальные три – в 1980 – 1982 гг.

В результате разбуривания залежи выяснилось, что около 50 % скважин на участках №№ 1; 4 имеют небольшую толщину раздела (2 – 5 м) между башкирским и серпуховским ярусами. Раздел, представленный пачкой глин и сильно глинистых известняков, не выдержан по простираанию и характеризуется развитой системой вертикальных трещин и кавернозностью. Вследствие чего башкирские и серпуховские отложения на этих участках можно рассматривать как единый объект разработки.

Наиболее высокие темпы отбора НИЗ были достигнуты в начальный период эксплуатации до 1990 – 1992 гг.,

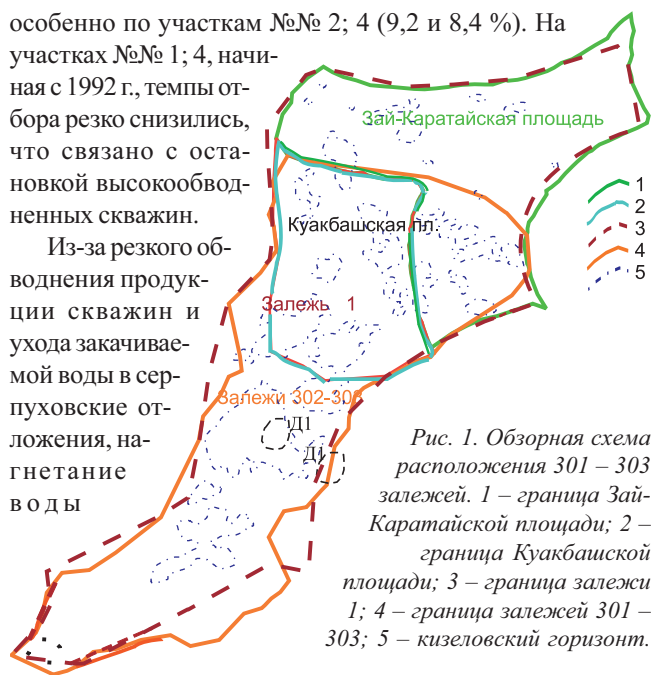


Рис. 1. Обзорная схема расположения залежей 301 – 303 залежей. 1 – граница Зай-Каратайской площади; 2 – граница Куакбашской площади; 3 – граница залежи 1; 4 – граница залежи 301 – 303; 5 – кизеловский горизонт.

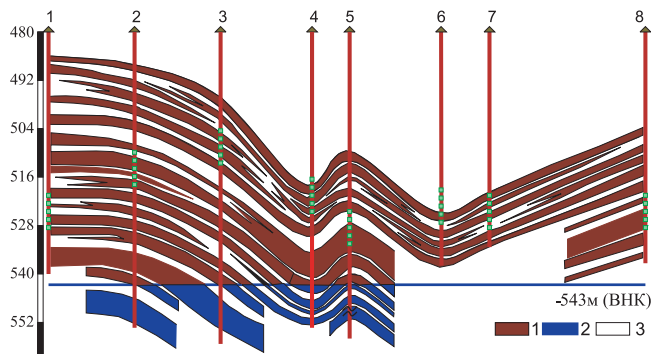


Рис. 2. Геологический профиль серпуховско-башкирских отложений. 1 – нефтенасыщенный коллектор; 2 – водонасыщенный коллектор; 3 – плотная карбонатная порода.

на участке № 1 (Рис. 3) было прекращено с 1990 г., а на участке № 4 в период с 1991 по 1999 г., что не повлияло на снижение пластового давления. Среднее пластовое давление в зоне отбора на участках за все годы разработки находится на уровне 7,0 – 7,3 МПа (Рис. 4). Это еще раз свидетельствует о хорошей гидродинамической связи башкирского яруса и серпуховского горизонта на этих участках. В конце 2000 г. в нагнетательные скважины участка № 4 произвели закачку полимернефтебентонитового раствора по выравниванию профиля приемистости. Из скважин в ближайшем окружении отбирались пробы, замерялись дебиты. Сопоставление замеров дебита нефти, жидкости, анализов воды по этим скважинам, до ПНБР и после, дают возможность судить о ре-

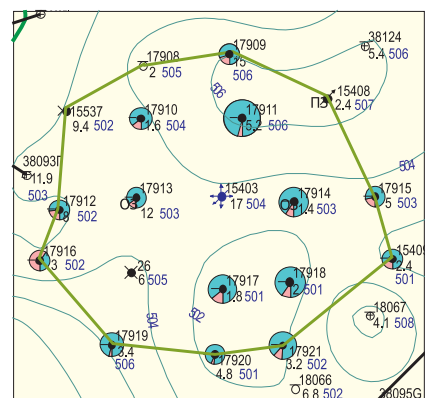


Рис. 3. Опытный участок № 1 залежи № 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Масштаб 1:10 000.

акции добывающих скважин. Возможно, благодаря применению этого метода по добывающим скважинам наблюдалось снижение обводненности продукции с 74,4 до 64,7 % и получено 4,1 тыс. т дополнительной добычи нефти. По участку закачано 33,3 тыс. м³ воды.

С начала разработки по участкам №№ 1; 4 отобрано нефти 100 % и 88,6 % от НИЗ, соответственно.

На участке № 2 (Рис. 5) отложения башкирского и серпуховского возрастов надежно изолированы друг от друга. Толщина непроницаемого раздела варьирует в пределах от 6,8 до 25,7 м и в среднем равна 18,4 м. Поскольку по геолого-физическим характеристикам участок находится в наиболее благоприятных условиях, здесь был принят многоплановый подход к проведению ОПР на башкирском ярусе.

С 09.1992 г. по 08.1994 г на опытном участке № 2 проводились испытания мелассовой технологии. За время эксперимента закачано 16431 м³ мелассного раствора в 5 нагнетательных скважин. Среднегодовая приемистость одной нагнетательной скважины равна 43 м³/сут., среднее давление на устье – 10 МПа. Сопоставляя данные по пробам, дебитам скважин до и после закачки микроорганизмов, из 24 добывающих были выделены 12 скважин, по которым наблюдались положительные изменения в добыче нефти и обводненности. В период закачки величина обводненности продукции на участке практически стабилизировалась на уровне 70%. В целом дополнительная добыча нефти за три года эксперимента по закачке микроорганизмов составила 4,8 тыс. т.

На опытных участках №№ 2, 3, 4 по мере необходимости проводится циклическая закачка воды. Здесь вначале осуществлялось импульсное воздействие при попеременном отключении нагнетательных и добывающих скважин. К началу циклического заводнения пластовое давление на данном участке было снижено с первоначального уровня 7,4 до 6,4 МПа. Нагнетание воды осуществлялось в течение 4 – 7 суток до повышения пластового давления до 7,0 – 8,0 МПа. В дальнейшем по мере отбора жидкости за 12 – 24 суток пластовое давление снова снижалось до 6,0 – 6,1 МПа. Предельные уровни снижения и повышения давления в пласте устанавливались опытным путем. Нижний предел связан с устойчивостью работы насоса при низких забойных давлениях. Наиболее важным является верхний предел пластового давления. Превышение его выше первоначального привело к резкому нарастанию обводнен-

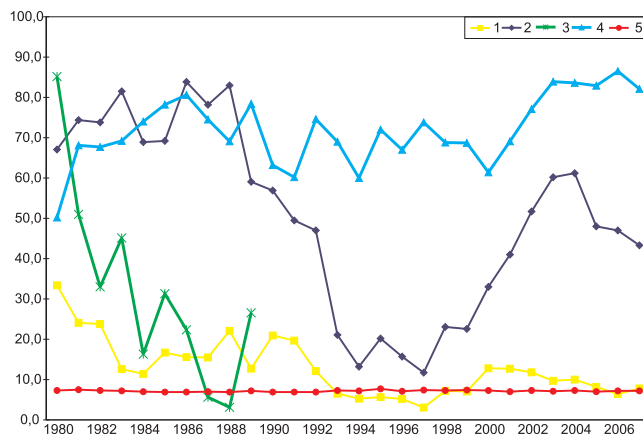


Рис. 4. Динамика разработки опытного участка № 1 залежи 302. 1 – добыча нефти годовая (тыс. т); 2 – годовая добыча жидкости (тыс. т); 3 – закачка воды, годовая (тыс. т); 4 – обводненность, %; 5 – пластовое давление (МПа).

ности, что вероятнее всего вызвано раскрытием естественных трещин в карбонатном пласте. В начале периода отбора при повышенном давлении наблюдается высокая обводненность продукции скважин, затем по мере снижения пластового давления она заметно уменьшается.

Самый низкий текущий КИН 0,173 наблюдается на участке № 4, разбуренном по наиболее редкой сетке скважин 400x400 м. По первым трем участкам, пробуренным по сетке скв. 200x200 м, достигнуты достаточно высокие текущие КИН 0,219 – 0,243. Наиболее эффективная разработка осуществляется на участке № 2, где проводился наиболее полный комплекс геолого-технических мероприятий: площадная система заводнения в циклическом исполнении в течение всего периода опытных работ, система технологий солянокислотного воздействия (ИКНН, НСКО, ГСКО), микробиологические методы, водоизоляционные работы (Рис. 6).

К началу 2008 г. по участку фонд добывающих скважин сократился в 1,5 раза за счет перевода скважин во временную консервацию и бездействие из-за нерентабельности. С начала разработки отобрано 100% от НИЗ нефти. В ближайшие годы скважины участка № 2 планируется вернуть на верейский горизонт.

Проведение ОНР на трех участках серпуховской залежи № 303 предусматривает определение взаимовлияние скважин при различных плотностях сеток и оценку эффективности разработки высокопродуктивных залежей высоковязких нефтей в серпуховских отложения на естественном режиме.

Участки №№ 7, 9 разбурены по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 100 м, участок № 6 – 200 м. Разработка участков осуществляется на естественном режиме. Пластовое давление стабильно по годам и держится на уровне 6,8 – 7,2 МПа, что практически соответствует первоначальному. Наиболее высокие темпы от НИЗ наблюдаются в начальный период эксплуатации до 1992 г., по участку № 7 достигнут самый высокий темп – 21,7% (1983) при среднегодовой обводненности продукции 33,2%.

Текущие коэффициенты нефтеизвлечения участков находятся в пределах 0,121 – 0,268. Среди трех опытных участков серпуховских отложений наиболее эффективно разрабатывается участок № 7. Самый низкий текущий КИН

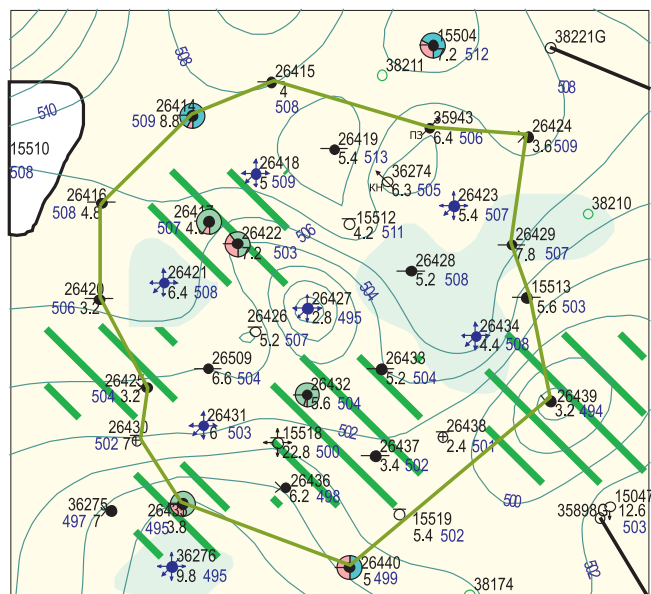


Рис. 5. Опытный участок № 2 залежи № 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Масштаб 1:10 000.

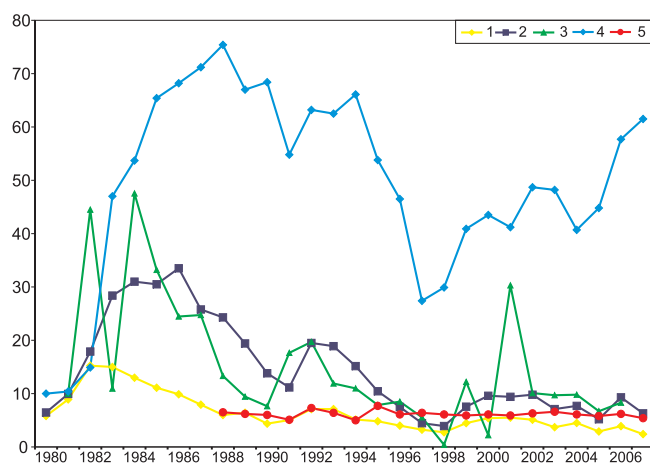


Рис. 6. Динамика разработки опытного участка № 2 залежи 302. 1 – добыча нефти годовая (тыс. т); 2 – годовая добыча жидкости (тыс. т); 3 – закачка воды, годовая (тыс. т); 4 – обводненность, %; 5 – пластовое давление (МПа).

0,121 наблюдается на участке № 6, что связано с высокой кавернозностью и трещиноватостью пород как в нефтеносных, так и в водоносных коллекторах залежи. На участке № 9 наблюдается интенсивное обводнение, по этой причине участок на сегодня находится в бездействии. В 2006 году согласно утвержденной программе из этого участка было выбрано 5 скважин для перевода на форсированный режим работы. Работы по подготовке скважин к переводу на ФОЖ не начаты из-за отсутствия обустройства. В последние годы на опытных участках все геолого-технические мероприятия направлены на контроль за обводнением скважин, внедрение различных технологий по водоизоляции скважин: СНПХ-9633, ЭВН, ВНГС, Дисин, горячий битум и др. Однако водоизоляционные работы в обводнившихся скважинах не всегда приносят положительный результат или он бывает кратковременным, что отрицательно влияет на показатели разработки.

Всего на 1.01.08 г. с восьми опытных участков отобрано 1301,9 тыс.т. нефти, что составляет 25% от накопленного отбора нефти по рассматриваемым залежам.

Таким образом, ОНР на залежах 301 – 303 позволили доказать эффективность циклического заводнения на верей-башкирских отложениях, определить оптимальную плотность сетки и рациональное размещение скважин, выбрать наиболее эффективные методы стимуляции и водоизоляции скважин и доказать возможность достижения проектной нефтеотдачи по башкирскому ярусу – 0,210, по серпуховскому – 0,225.

R.C. Nurmuhametov, I.N. Faizullin, T.G. Singatullina. Main results of the development of test areas of the deposits 301, 302 and 303 in the Romashkino field.

The paper presents main results of the development of test areas of the deposits 301, 302 and 303 in the Romashkino oil field.

Key words: the Romashkino field, oil development, deposit.

Нурмухаметов Рафаиль Саитович, начальник НГДУ «Лениногорскнефть»

Файзуллин Ильфат Нагимович, главный геолог НГДУ

Сингатуллина Тазкира Галимзяновна, геофизик НГДУ

423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск, НГДУ «Лениногорскнефть», ул. Ленинградская, 12.

Тел.: 8(85573) 92076.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РАЙОНАХ С ВЫСОКОЙ ОСВОЕННОСТЬЮ НЕДР (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

Основными объектами геологоразведочных работ в районах с высокой освоенностью недр являются преимущественно малоамплитудные и сложнопостроенные ловушки, сформированные поднятиями различного морфогенетического типа. Подготовка к бурению таких объектов, особенно в девонском комплексе, требует нового подхода к их картированию. Наряду с необходимостью достижения высокой плотности сети наблюдений, важно совершенствование технологии обработки данных в рамках решения задач прогнозирования геологического разреза, прогноза нефтеносности. Для отработки методики и техники проведения работ, интерпретации материалов, разработки оптимального комплекса методов (в том числе локального прогноза нефтеносности) рекомендована постановка специализированных исследований на полигонах. Показана целесообразность проведения работ, связанных с проведением и переинтерпретацией материалов аэромагнитной съемки. На территории республики выделено три площади по очередности проведения этих работ.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, ловушки нефти, сейсморазведка, методы локального прогноза нефтеносности, опытно-методические работы, полигоны.

Республика Татарстан (РТ) является одним из старейших нефтегазодобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Стабилизация добычи нефти в РТ возможна при условии ежегодного восполнения запасов нефти за счет открытия новых месторождений, выявления новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях как за счет доразведки, так и за счет пересмотра геолого-геофизического материала старого фонда скважин, увеличения КИН и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов путем применения новых технологий.

По степени опосредованности начальных потенциальных ресурсов (НПР) земли РТ можно разделить на две части – восточную и западную. Восточная часть республики находится на поздней стадии геологоразведочного процесса, геологоразведочные работы сосредоточены на землях между месторождениями или непосредственно примыкающих к ним, объектами прогноза становятся ловушки нефти, характеризующиеся небольшими площадными размерами, амплитудами, часто сложнопостроенные. Достоверность их картирования определяется разрешающей способностью выявления структурных и литологических критериев особенностей разреза. Земли запада республики обладают значительно меньшей степенью изученности, выделенные объекты еще не опосредованы глубоким бурением: здесь, как правило, пробурены единичные поисково-разведочные скважины. Поиск залежей нефти сопряжен со значительными трудностями, так как недостаточно изучены закономерности распространения пластов-коллекторов и, что самое главное, механизмы формирования залежей нефти в ловушках различного морфогенетического типа.

К настоящему времени на территории РТ проведен широкий комплекс как региональных, так и детальных геолого-геофизических исследований. Причем в последние годы большой объем работ выполнен и в ее западной половине, значительная часть которой охвачена не только грави-электроразведочными работами, аэрокосмогеологическими исследованиями, аэро-гаммаспектрометрией, но и площадной сейсморазведкой МОГТ (правда, по ред-

кой сети – около 1 пог.км/км²). По материалам последней закартирован ряд локальных объектов, подготовлены к глубокому бурению структуры. Важно отметить, что для данного региона необходимо выполнить ранжирование объектов по степени нефтеперспективности, используя при этом полученные в последние годы данные полевых и тематических исследований. При проектировании бурения на объектах главным является не только качество подготовленности ловушки (структуры), но возможность аккумуляции и последующего сохранения в ней углеводородов.

В этой связи, как для западных, так и восточных районов РТ актуальным является внедрение методов локального прогноза нефтеносности.

На территории республики широкое развитие получили такие полевые методы, как комплекс геофизических и геохимических методов (ГГХМ). Последний включает магниторазведку, электроразведку естественных электрических потенциалов ЕП и геохимию УВГ и металлов-индикаторов. Комплекс ГГХМ реализован в ТГРУ и ООО «ТНГ-Казань-геофизика». Для выделения аномалий типа залежь (АТЗ) используется методика гравиметрического обнаружения нефти и газа (ГОНГ), разработанная в НПО «Нефтегеофизика». В ООО «ТНГ-Казань-геофизика» выполняются работы по применению различных модификаций наземной и наземно-скважинной электроразведки для оценки флюидонасыщенности разреза. Нарастают объемы применения низкочастотного сейсмического зондирования для прогнозирования нефтеносности разреза (ЗАО «Градиент»). В небольших объемах на перспективных территориях республики выполнены работы по технологии «АНЧАР», точечные электромагнитные зондирования (ООО НПФ «ЛАНЕФ»). На лицензионных землях ОАО «Татнефть» используется технология W.L. GORE & Associates.

Основным методом подготовки новых ресурсов нефти в республике остается сейсморазведка. Здесь важно отметить, что практически все регионы востока республики с той или иной степенью детальности уже охвачены сейсморазведочными работами МОГТ, проводившими-

с с начала 70-х годов. В 1993 году метод, полностью заменив структурное бурение, остался единственным, обеспечивающим подготовку ресурсов категории Сз.

Задача работ МОГТ на высокоперспективных землях – поиск новых структур вблизи открытых месторождений и залежей, уточнение геологического строения самих месторождений. При решении структурных задач, связанных с подготовкой объектов в каменноугольных отложениях на территории РТ, сейсморазведка выступает практически как самостоятельный, самодостаточный метод (при достижении оптимальной плотности сети наблюдений). Что же касается подготовки структур по отражающим горизонтам девона и поверхности кристаллического фундамента, здесь возникают сложности, обусловленные целым рядом факторов. В этих условиях высокой опоскованности недр основными объектами поисково-разведочных работ являются малоамплитудные, часто погребенные, сложно-построенные ловушки, значительная часть которых не только не отображается в вышележащих отложениях, но и не фиксируется даже по кровле терригенного девона. На возможность картирования последних существенное влияние оказывают и неблагоприятные геологические условия проведения работ, которые пока еще не могут быть в должной мере учтены при интерпретации материалов сейсморазведки. К ним, в первую очередь, относятся: тонкослоистость и невыдержанность разреза терригенной толщи девона, большая глубина залегания и малые амплитуды картируемых объектов, локальные скоростные аномалии, обусловленные врезами и седиментационными поднятиями в вышележащих отложениях, литологическая неоднородность верхней части разреза и т.д.

В этой связи определяющими являются технологии обработки материалов сейсморазведки с позиций изучения резервуаров, прогнозирования геологического разреза, сейсмифациального анализа,

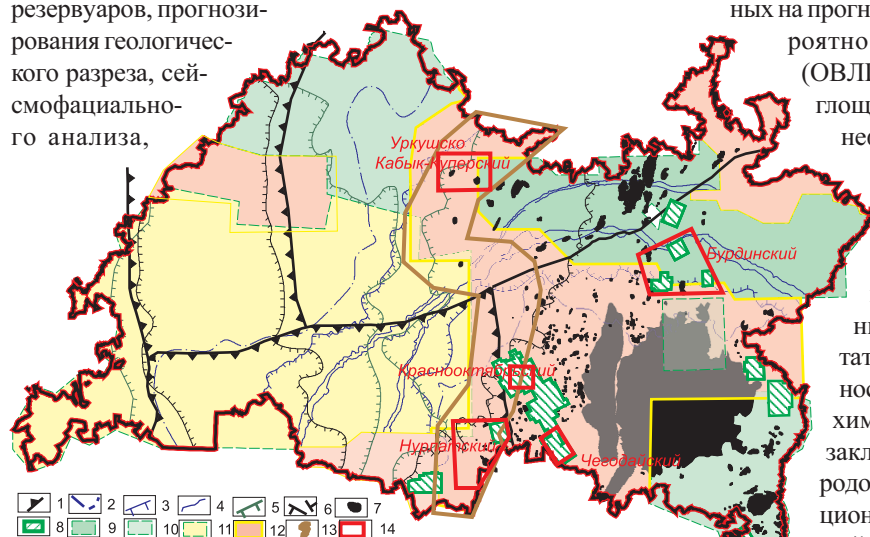


Рис. 1. Направления геологоразведочных работ. 1 – тектонические элементы первого порядка; Камско-Кинельская система прогибов: 2 – осевая зона, 3 – внутренняя прибортовая, 4 – внешняя прибортовая; 5 – зона выклинивания пластов-коллекторов тиманских отложений; 6 – зона выклинивания пластов-коллекторов пашийских отложений; 7 – залежи нефти в девонских отложениях; 8 – площадь сейсморазведочных работ МОГТ-ЗД; площадь проведения переинтерпретации высокоточной аэромагниторазведки: 9 – первоочередная, 10 – второй очереди, 11 – третьей очереди; 12 – площадь проведения высокоточной аэромагниторазведки; 13 – первоочередные территории проведения ГРП для расширения западной границы земель с доказанной нефтеносностью в девонских отложениях; 14 – полигоны для отработки методики поисков залежей нефти в терригенном девоне.

«прямого» прогноза нефтеносности. Эти вопросы требуют привлечения максимальной геологической информации и промыслово-геофизических исследований.

К настоящему времени на территории РТ работы по внедрению технологий прогнозирования геологического разреза проведены в сравнительно небольшом объеме. Так, при интерпретации материалов ЗД в ООО «ТНГ-Групп» опробована методика сейсмифациального анализа, который был проведен с помощью комплекса программ Stratimagic. Методика, используемая для выполнения фациального анализа по интервалам сейсмических данных, основана на технологии нейронных сетей. По материалам МОГТ составляются прогнозные карты общих и эффективных суммарных толщин пластов девонского терригенного комплекса. Выполняется динамический анализ атрибутов сейсмической записи с целью прогнозирования нефтенасыщенности терригенного девона. В рамках решения задач прогнозирования геологического разреза выполняется амплитудная инверсия сейсмических данных. К сожалению, эти работы проводятся в небольшом объеме.

В ТГРУ ОАО «Татнефть» выполняется нейрокомпьютерный анализ («Нейросейсм»). Технология предназначена для выделения и оконтуривания нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим разрезам и разрезам ВСР. На ряде перспективных участков Татарстана данные работы проводятся с 1997 года, отработано более 100 участков, бурением доказана высокая эффективность метода.

В значительно меньшем объеме на территории РТ выполнена переобработка данных сейсморазведки по другим технологиям – ВРС-Гео, ДФМ. Ряд разработанных различными геофизическими организациями методик в условиях Татарстана не апробированы: система AVOAN (НПФ «Гемма»), представляющая собой пакет программ, направленных на прогноз УВ-насыщения коллекторов; технология вероятностного литологического прогнозирования (ОВЛП), разработка «НВНИИГТ»; метод ПДС (Поглощение и Дисперсия Скорости), разработка РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. На территории РТ также не апробирован ряд других «несеismic» технологий и методик обработки материалов. К сожалению, большинство исследователей и геолого-геофизических организаций отдают приоритет развитию отдельных конкретных методов, доказывая по результатам проведенных работ их высокую эффективность. По определенным геофизическим или геохимическим параметрам над залежью делаются заключения о наличии или отсутствии углеводородов. Опыт комплексного применения нетрадиционных методов поисков и разведки месторождений нефти в России и за рубежом пока невелик.

Важное место в наращивании ресурсной базы отводится терригенному девону. При проведении поисково-разведочных работ следует ориентироваться на небольшие по площади (1–3 км²) и амплитуде (до 10 м), часто сложно-построенные структурно-литологические, структурно-стратиграфические, литологические и литолого-стратиграфические ловушки нефти. Поиски залежей в таких ловушках требуют специализированных исследований, а весь комплекс терригенного девона следует рассматривать как самостоятельный объект изучения.

Специализированные исследования, направленные на выявление залежей углеводородов в девонском терригенном комплексе, следует проводить на полигонах, где выполнен или рекомендуется определенный комплекс геолого-геофизических работ. В пределах РТ плотность сети сейсмопрофилей колеблется в широких пределах в различных структурно-тектонических зонах. Для уверенного картирования сводовых частей локальных поднятий в девоне необходима плотность сети сейсмопрофилей не менее 4 пог.км/км². Такие участки можно рассматривать в качестве полигонов для отработки методики интерпретации сейсморазведки. В полной мере таким участкам (если рассматривать только плотность сейсмопрофилей) отвечают участки, отработанные сейсморазведкой ЗД. Однозначность картирования сложностроенных ловушек достигается путем комплексирования различных методов.

Выполненная высокоточная аэромагнитная съемка ставилась с общегеологическими задачами (изучения тектоники кристаллического фундамента, выявления участков перспективных на поиски залежей нефти) и не имела конкретной направленности на изучаемый геологический объект – ловушки нефти в девонском терригенном комплексе. Проводимые разными организациями съемки имели различную технологию интерпретации.

В связи с вышеизложенным нами предлагается проведение специализированных работ на опорных полигонах, которые должны отвечать следующим основным требованиям: • наличием доказанных ловушек нефти в девоне, • наиболее высокой степенью изученности геолого-геофизическими исследованиями, • возможностью переработки материалов выполненных работ магниторазведки, гравиразведки, сейсморазведки по новым современным технологиям: ROMGAS, «МИЛЛИГАН» СПАН, АРГХ-технология, ВРС-ГЕО, AVO-анализ, технологии ДФМ, СЕМ-ЧВЗ, ОБЛП и т.д., • здесь, кроме того, нужно предусмотреть определенный объем полевых работ сейсморазведки, грави-электро-магниторазведки, ГГХМ необходимый для отработки самой технологии их проведения (источники воздействия, шаг съемки, точность и т.д.).

В качестве участков для отработки методов поиска залежи нефти в терригенном девоне можно предложить следующие полигоны: Уркушко-Кабык-Куперский, Бурдинский, Краснооктябрьский, Чегодайский и Нурлатский. В качестве примера рассмотрим два из них.

Уркушко-Кабык-Куперский полигон в тектоническом отношении приурочен к юго-восточному склону Северо-Татарского свода. Здесь глубоким бурением выявлены залежи нефти в отложениях тиманского горизонта: Ныртинская (Уркушское поднятие) и район скв.64 – Кабык-Куперское поднятие. Поднятия характеризуются небольшими размерами и амплитудами. Здесь выполнены – сейсморазведка (правда, недостаточная плотность сети наблюдений), высокоточные гравиметрические исследования (проведена интерпретация материалов по методике «ГОНГ»). В районе Кабык-Куперского поднятия выполнены электроразведочные (ЭРП ВП-СГ) работы, исследования НВСП и НСЭ (наземно-скважинная электроразведка) в скв. 667, НСЭ (скв.33) переработаны материалы на отдельных профилях по технологии «Нейросейсм». В опытным порядке выполнены точечные электромагнитные зондирования.

Для отработки технологии поисков ловушек нефти в девонском терригенном комплексе, связанных с зональным

развитием коллекторов тиманского горизонта, здесь целесообразно уплотнение сети сейсмопрофилей на перспективных объектах (не ниже 4 пог.км/км²) и комплексная интерпретация материалов сейсморазведки с позиций решения задач ПГР и сейсмофациального анализа. Здесь следует предусмотреть и переработку материалов в пределах локальных объектов и по другим технологиям (Нейросейсм, ВРС-Гео, СЭМ-ЧВЗ, ДФМ и т.д.).

Бурдинский полигон в тектоническом отношении приурочен к северному склону ЮТС, а по отношению к внутривулканическим прогибам Камско-Кинельской системы – частично осевая и внутренняя прибортовая. Здесь по данным бурения выявлено три залежи: Бурдинская – две (в тиманских и пашийских отложениях), Юсуповская (в пашийских отложениях). Здесь проведен следующий комплекс работ: высокоточная гравиразведка, электроразведка ЗСБЗ, аэромагниторазведка, сейсморазведка 2Д, 3Д.

Необходимо: • провести комплексную переинтерпретацию материалов, включая задачи локального прогноза нефтеносности (Нейросейсм, ВРС-Гео, СЭМ-ЧВЗ, ГОНГ и т.д.); • по ее результатам выбрать перспективные объекты; • провести полевые опытно-методические работы – ГГХМ, НСЗ, гравиразведка НПП, электроразведка.

Комплекс работ определяется на основании обобщения материалов. Полученные данные могут быть в дальнейшем использованы при изучении ловушек нефти в пределах бортовых зон Нижнекамского прогиба, для которых характерно наличие аномалий-помех, связанных с биогеоформациями франско-турнейского возраста.

Кроме работ на полигонах необходимо создание геологической основы на базе анализа данных глубокого бурения, включающих пересмотр каротажного материала с позиций детального расчленения и корреляции пластов-коллекторов и покрышек, типизацию разреза терригенного девона по мощности, литологии, количеству песчано-алевролитовых пачек и т.д. Все эти данные затем должны быть представлены в виде комплекта крупномасштабных карт литофациальных типов разрезов, типов коллекторов и покрышек, карт мощностей с зонами замещения проницаемых пород непроницаемыми разностями и т.д.

Выполнение предложенных мероприятий позволит оптимизировать геолого-геофизические исследования, направленные на подготовку новых ресурсов нефти, особенно в девонском терригенном комплексе. Учитывая, что их проведение потребует определенных затрат, целесообразно, чтобы они выполнялись в рамках территориальных или республиканских программ.

R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, E.A. Tarasov, V.B. Liberman. Geological exploration in the highly explored regions of Tatarstan.

The main exploration targets in highly explored regions are low-amplitude and structurally complex traps formed by highs of various morphogeneses. Pre-drilling exploration of such formations, particularly in the Devonian, requires a new mapping approach.

Key words: geological exploration, areal exploration techniques, seismic prospecting, oil traps.

*Гатиятуллин Накин Салахович, начальник ТГРУ
Тарасов Евгений Александрович, главный геолог ТГРУ
Либрман Владимир Борисович, начальник отдела ТГРУ
420008, Казань, Татарское геологоразведочное управление ОАО
«Татнефть», ул. Чернышевского, 23/25. Тел.: (843)2926771.*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ТЕХНОГЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ

В статье рассматриваются вопросы совершенствования системы разработки остаточных запасов пашийского горизонта Д1 Ромашкинского месторождения с учетом техногенных изменений, возникших в результате длительной разработки, и уточнения геологической модели за счет переинтерпретации ГИС по методике TABC в системе GINTEL (на примере объектов НГДУ «Азнакаевскнефть»).

Ключевые слова: Ромашкинское нефтяное месторождение, пашийский горизонт, техногенные изменения.

Добыча нефти в условиях высокой выработанности базовых объектов разработки Ромашкинского месторождения требует вложения значительных финансовых и материальных средств. Рентабельность проводимых мероприятий в первую очередь зависит от качества планирования, основой которого служит уточнение геологического строения эксплуатационного объекта.

Послойная и зональная неоднородность эксплуатационных объектов пашийских отложений терригенного девона осложнена техногенными изменениями продуктивных толщ, обусловленных продолжительной историей разработки. Эти факторы являются причиной неравномерного, хаотичного распределения остаточных запасов нефти по всему объему залежи.

Текущее состояние разрабатываемых объектов указывает на необходимость создания новых подходов в нефтедобыче, основой которым служит уточнение геологической модели с использованием достижений современной науки.

Используемая в НГДУ «Азнакаевскнефть» технология интерпретации геофизического материала по методике TABC

позволяет выявить послойную неоднородность пластов на основе уточнения петрофизических свойств вмещающих пород и определения объемных и флюидальных характеристик. Основным отличием данной технологии является:

- Уточнение фильтрационно-емкостных характеристик пород на основе определения в объеме породы распределения глинистой, мелкоалевритовой и песчаной фракции.
- Определение содержания в объеме породы доли связанной воды и расчет на его основе заводнённого объема коллекторов.

Проведённая работа позволяет более детально дифференцировать геологический разрез и группировать его по видам неоднородности. В результате этого по распределению фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств было выделено пять классов пород коллекторов. При их дальнейшем сопоставлении совместно с промысловыми данными установлено влияние содержания алевритовой и пелитовой фракции на степень заводнения коллекторов водой различной минерализации. Оказалось, что коллектора 2 и 3 класса слабо заводняются закачиваемой водой удельного веса менее 1,12 г/см³, а коллектора 4 и 5 класса заводняются только девонской пластовой водой (Табл. 1).

На основе проведённой переинтерпретации произведена оценка начальных и текущих геологических

характеристик

ТатНИПнефть-TABC				Литолого-петрографическая характеристика пластов-коллекторов (по данным Т.Е. Даниловой)							Промысловая характеристика		
Класс коллекторов	Кпр. абс., мД	Кпл+ал. д.е.	Кп. д.е	Коллич. соотношения пород в пластах, %			Среднее содержание фракций		Преобладание и вид неоднородности	Основной вид укладки	Характер насыщения пород подвижной нефтью	По продуктивности	По условиям залегания
				песчаники	алевопесчаники	алевоглинистые	< 0,01%	0,01 - 0,05 %					
I	≥ 100	< 0,20	≥ 0,11	57,4	41,4	1,3	2,9	6,7	1; 2	Рыхлая со сростками зерен	Сплошное, интенсивное довольно равномерное	Высокая	активно заводняются водой любой плотности
II		≥ 0,20	≥ 0,11	31,3	64,6	4,1	4,9	7,5	2; 1	Неравномерная, рыхлая, средняя	Сплошное, послойно неравномерное менее интенсивное	Средняя	Слабо заводняются водой плотностью ≤ 1,12 · 10 ⁻³ кг/м ³
III	≥ 10	< 0,20	≥ 0,11	33,8	53	13,2	4,4	15,1	2; 1; 3	Неравномерная, рыхлая, средняя	Сплошное, послойно неравномерное разной интенсивности	Средняя	Практически не заводняются водой плотностью ≤ 1,12 · 10 ⁻³ кг/м ³
IV		≥ 0,20											
V	≥ 1	≥ 0,20	≥ 0,11	13,3	6,7	80	15,2	25,3	3; 2	Плотная, средняя	Пятнистое, слабое, полосчатое	Низкая	Практически не заводняются водой плотностью ≤ 1,12 · 10 ⁻³ кг/м ³
Не коллектор	< 1	≥ 0,20	< 0,11	-	-	-	-	-	-	-	Отсутствие подвижной нефти	-	-

Табл. 1. Классификация пород-коллекторов горизонта Д1 Ромашкинского месторождения на основе результатов переинтерпретации ГИС Павловской площади.

Пласты	Разница между утвержденными и пересчитанными запасами	% изменения
a	-5434,8	-14,3
б1+2	4701,3	23,6
б3	-704,4	-3,7
Верхняя пачка	-1437,9	-1,9
в	-2840,4	-11,4
г1	4468,7	8,6
г2+3	14284	37,1
д	2237	42,1
Нижняя пачка	18149,3	15,1
ИТОГО	16711,4	8,5

Табл. 2. Сравнительная информация по утвержденным и пересчитанным запасам по пластам Павловской площади Ромашкинского месторождения.

Виды неоднородности	Классы коллекторов (ТАВС ТатНИПИнефть)					Пласты горизонта Д1 Павловской площади								Итого по Д1	Дебит, т/сут		Обводненность, %
	1	2	3	4	5	а	б1	б2	б3	в	г1	г2+3	д		Жидкости	Нефти	
						Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта	Доля в разрезе пласта				
1						4,2	4,8	5,2	4,0	6,6	16,1	19,1	25,5	11,3	37,2	1,2	92,3
2						3,4	7,7	5,8	6,0	6,1	1,0	0,2	2,1	3,5	5,6	0,5	72,0
3						23,2	39,5	46,3	42,1	27,2	4,0	5,0	17,6	22,3	6,1	0,9	68,6
4						12,0	17,0	12,3	15,2	16,5	4,6	4,6	9,8	10,6	9,6	1,0	75,8
5						57,2	30,9	30,4	32,8	43,7	74,2	71,1	45,0	52,2	32,0	2,0	85,6
Всего пластовых пересечений						766	311	497	604	710	865	874	529	5156	гидродинамических симуляторов.		

Табл. 3. Схема выделения видов геологической неоднородности по пластам горизонта Д1 Павловской площади Ромашкинского месторождения.

подвижных запасов. На Павловской площади произошло увеличение геологических запасов на 8,5 %, при этом наибольшие изменения – по нижней пачке пластов «г, д» (Табл. 2).

Таким образом, исходя из уточненного геологического строения горизонта Д1 и структуры остаточных балансовых запасов, выделяются три самостоятельных объекта работ по эффективной выработке остаточных подвижных запасов: 1. Верхнепашийская пачка (пласты «а, б1, б2, б3»); 2. Нижнепашийская пачка (пласты «г, д»); 3. Запасы пласта «в».

Характер распределения остаточных запасов нефти определяет выбор систем воздействия на них. Системы воздействия на запасы предлагается выбрать в зависимости от вида геологической неоднородности коллекторов (Табл. 3).

Для решения проблем выработки запасов верхнепашийской пачки и запасов пласта «в» необходимо запроектировать создание систем разработки с размещением точек для бурения горизонтальных нагнетательных и водозаборных скважин, а именно:

1. Обеспечить бурение горизонтальных нагнетательных и водозаборных скважин с одной площадки. При этом экономится на строительстве водовода и сохраняется температура вытесняющего агента, что положительно отражается на нефтеотдаче пласта;

2. Бурение вертикальных и наклонно-направленных нагнетательных скважин необходимо обеспечить на режиме депрессии и вскрывая только нужный пласт верхней пачки, особенно пласты, которые представлены коллекторами 4-го и 5-го классов;

3. Организация заводнения, рабочим агентом которой является высокоминерализованная пластовая вода. Закачку воды проводить насосами с регулируемой подачей.

По нижнепашийской пачке пластов выработку рассеянных остаточных запасов нефти необходимо производить на форсированном отборе жидкости, при совместном применении циклического режима на нагнетательном фонде скважин и потокоотклоняющих технологий.

При совместной эксплуатации единым фильтром пластов верхней и нижней пачки с различной пластовой энергией и фильтрационными характеристиками необходимо частично ограничивать приток из высокопродуктивных пластов, с целью снижения забойного давления для вышележащих пластов и создания условий для работы пластов с более низким пластовым давлением. Такой принцип разработки создается использованием технологий на основе внедрения забойных штуцеров и широко используется на

объектах НГДУ «Азнакаевскнефть».

Практическая ценность технологии интерпретации ГИС в системе «GINTEL» подтверждена промышленными исследованиями и требует более точной настройки с использованием керновых образцов пород и гидродинамических симуляторов.

V.M. Husainov, R.G. Ahmetsyanov, N.I. Haminov. Improved development of the remaining reserves of the Pashiisky formation in the Romashkino field with consideration for technogenic changes.

The paper reviews the questions of improved development of the remaining reserves of the Pashiisky formation D1 in the Romashkino field with consideration for technogenic changes caused by long-term development.

Key words: the Romashkino oil field, the Pashiisky formation, technogenic changes.

Хусаинов Васил Мухаметович, главный геолог
423300, Республика Татарстан, г. Азнакаево, НГДУ «Азнакаевскнефть», ул. Нефтяников, 24. Тел.: (85511)25140.

С.-Петербург, ВНИГРИ. 2008. 306 с.

ОАО «Татнефть»

Нафтидогенез и проблемы нефтегазоносности фундамента



Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, В.Н. Макаревич, В.В. Баранов, В.В. Донцов, В.С. Соболев

В монографии изложены современные представления о нафтидогенезе. Дан анализ и оценка основных концепций происхождения нефти и газа (осадочно-миграционная, мантийно-абиогенная, геосинергетическая). Показана роль биогенных и эндогенных факторов в нафтидогенезе. Охарактеризовано глубинное строение платформ и других крупных структур в связи с нефтегазоносностью фундамента. Особое внимание уделено тем из них, где получены в недавнее время промышленные притоки углеводородов либо принципиальные данные о строении фундамента (Восточно-Европейская платформа, шельфовая зона Вьетнама). Значительное место в монографии занимает рассмотрение конкретных месторождений в фундаменте, условия и механизм их формирования, особенности строения и формирования зон разуплотнения в породах фундамента. Сделан вывод, что проблема нефтегазоносности фундамента является одной из важнейших в современной геологии нефти и газа.

Монография представляет интерес для работников нефтегазового комплекса, научно-исследовательских институтов, преподавателей, студентов и аспирантов.

ISBN 978-5-88953-118-0

О ПРОГНОЗЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Зачастую прогнозируемая низкая нефтенасыщенность пластов терригенного девона по данным ГИС не соответствует получаемым притокам нефти из скважин. В статье сравниваются результаты интерпретации данных ГИС по стандартной обработке в Елабужском УГР ООО «ТНГ-Групп» и на кафедре ГИС Российского государственного университета нефти и газа и даются рекомендации на предмет более качественного определения нефтенасыщенности.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, терригенный девон, Северо-Татарский свод, геофизические исследования скважин (ГИС).

Терригенная толща девона за пределами Ромашкинского месторождения на современном этапе геологического изучения территории Республики Татарстан, в основном, характеризуется открытием небольших по размерам залежей нефти, стратиграфически приуроченных к пластам кыновского (тиманского), пашийского и муллинского горизонтов и тектонически – к юго-восточному склону Северо-Татарского свода (СТС) и склонам Южно-Татарского свода (ЮТС). Залежи нефти, связанные с терригенными отложениями девона, характеризуются хорошими коллекторскими свойствами продуктивных пластов (пористость – от 14 до 24 %, проницаемость – от 0,2 до 1,3 мкм²) и невысокой вязкостью насыщающей их нефти (1 – 5 мПа с), что правомерно делает их наиболее привлекательными с точки зрения будущей разработки по сравнению с открываемыми скоплениями углеводородов в отложениях нижнего и, тем более, среднего карбона.

При опoisковании такого рода объектов существуют в настоящее время, на наш взгляд, две основные проблемы:

1) значительное расхождение данных бурения с данными сейсморазведки МОГТ 2Д при прогнозировании глубины залегания пластов терригенного девона;

2) неоднозначный прогноз нефтенасыщенности продуктивных пластов терригенного девона по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Первая проблема давно уже обсуждается геологической общественностью Татарстана, и надо сказать, что геофизики ООО «ТНГ-Групп» с ней довольно успешно справляются, но теоретические основы сейсморазведки, как известно, не позволяют давать однозначный прогноз при поисках малоамплитудных поднятий (< 5 м).

Однако, в данной работе поднимается проблема № 2, а именно: неоднозначный прогноз нефтенасыщенности продуктивных пластов терригенного девона по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Дело в том, что зачастую прогнозируемая низкая нефтенасыщенность пластов терригенного девона по данным ГИС не соответствует получаемым притокам нефти из скважин. Как известно, для принятия решения на спуск эксплуатационной колонны с целью дальнейшего вызова притока нефти путём перфорации и понижения уровня жидкости в скважине являются данные керн, ГИС и определение приточ-

ности (КИИ-146 и ОПК) (Ананьев и др., 2000).

В основном на предмет проверки промышленной нефтенасыщенности вскрытых бурением девонских пластов служат данные керн и ГИС. И здесь следует рассмотреть случаи, когда нефтенасыщенность вскрытых девонских пластов прогнозируется по ГИС либо невысокой (40 – 58%), либо выдается заключение об остаточном нефтенасыщении (<40%). При опробовании через колонну из таких пластов получают и притоки нефти, и притоки нефти в промышленных количествах с водой, и притоки воды с небольшим количеством нефти, и притоки пластовой воды, и, наконец, пласт в результате оказывается бесприточным. По керну в таких случаях, как правило, нефтенасыщенность пласта не вызывает сомнений.

Надо сказать, что керн, представленный литологически кварцевыми песчаниками, по показателю нефтенасыщенности выглядит практически одинаково и при равномерном нефтенасыщении, и при остаточном. Такая неопределённость объясняется тем, что при визуальном осмотре поднятого керн просматривается только поверхность нефтенасыщенной породы, которая одинаково выглядит и при нормальном (равномерном) нефтенасыщении, и при остаточном нефтенасыщении в промытой породе. Все дальнейшие лабораторные методы, в основном, косвенного характера (центрифугирование), дают в образцах с первоначальным разным характером нефтенасыщения одинаковые значения нефтенасыщенности, соответствующие образцам с предельно высоким нефтенасыщением в силу определения остаточной водонасыщенности на предельно высоких оборотах центрифуги, без учёта положения образца от поверхности ВНК.

Естественно, в таких случаях неоднозначного определения нефтенасыщенности правильный ответ может дать только прямой метод определения первоначальной насыщенности керн нефтью и водой (метод Закса). Однако, при вскрытии пласта на обычном глинистом растворе и этот метод может показать неправильные результаты в связи с проникновением в пласт фильтра бурового раствора. В таких случаях наиболее целесообразным был бы отбор керн на растворах с безводной основой и более того, способом изоляции керн на забое, в последнее время начинающем применяться в ОАО «Татнефть» (Хисамов и др., 2007).

Кроме того, на наш взгляд, следует обратить внимание на факт вскрытия девонских отложений на достаточно «тяжёлых» глинистых растворах в связи с залеганием выше по разрезу так называемой сарайлинской толщи, стратиграфически соответствующей малиновскому надгоризонту и характеризующейся при бурении обвалами и осыпями. Параметры глинистого раствора при вскрытии коллекторских толщ в карбонатном и терригенном девоне составляют: плотность – 1,22 – 1,24 г/см³, вязкость – 35 сек, водоотдача – 5 – 8 см³. Естественно, такие параметры глинистого раствора не могут не сказаться на состоянии призабойной зоны пластов, которая после вскрытия характеризуется как глубокой зоной проникновения фильтрата глинистого раствора, так и высокими значениями коэффициента призабойной закупорки.

Ниже приводятся несколько примеров, свидетельствующих о неоднозначности данных ГИС на предмет прогнозирования нефтенасыщенности (Рис. 1, 2).

1-й пример. В скважине № 724 Глянчи-Тамакской площади признаки нефти по керну были отмечены в пласте D₀ кыновского горизонта. Здесь, по данным ГИС, в терригенном девоне отмечается слабая нефтенасыщенность трёх прослоев (1649,5 – 1650,5; 1658 – 1658,6; 1659,5 – 1660,1), которые на основании интерпретации каротажного материала имели следующие коллекторские параметры (по данным ГИС): пористость – от 15,9 до 22,0%; нефтенасыщенность от 48 до 60,5%; сопротивление – от 2,0 до 5,6 ом·м.

По всем геолого-геофизическим предпосылкам опробование в колонне этих отложений в скважине № 724 дало бы положительный результат, то есть была бы получена нефть, так как есть примеры, когда даже при опробовании низкоомных пластов терригенного девона были получены хорошие притоки нефти. К таким скважинам можно отнести № 702 Глянчи-Тамакскую (пористость – 14%; нефтенасыщенность – 47,3%; сопротивление – 3,9 ом·м; по ЯМК флюид подвижный, дебит – 4,8 м³/сут) и № 643 Привятскую (пористость – 16,8; нефтенасыщенность – 62,2%, сопротивление – 5,9 ом·м, дебит – 6 м³/сут).

Однако, скв. № 724 была ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

2-й пример. Поисковая скв. № 628 была заложена на Западно-Уткинском поднятии с целью поиска залежей нефти. Основанием для ее бурения послужили: • наличие поднятия размером 1,5×0,7 км по отражающему горизонту «Д», соответствующего кровле саргаевского горизонта; • приуроченность поднятия к так называемым «линиям наиболее вероятного прогноза нефтеносности» (Ананьев и др., 2006); • наличие небольшой по размерам нейроаномалии.

По данным сейсморазведки кровля отражающего горизонта «Д» прогнозировалась на абсолютной отметке – 1515 м. В процессе бурения саргаевский горизонт в скв. 628 был вскрыт на абс. отм. – 1503,7 м. То есть наблюдаемое 11-метровое несоответствие между данными ГИС и сейсморазведки лишний раз подтверждает низкое качество выполняемых сейсморазведочных работ при картировании отражающего горизонта «Д».

Данные ГИС скважины № 628 подверглись двойной интерпретации: вначале по стандартной обработке в Елабужском УГР ООО «ТНГ-Групп», а затем на кафедре ГИС Российского государственного университета нефти и газа (ООО «НПП ГЕТЭК», г. Москва). В дальнейшем по ходу изложе-

ния заключение Елабужской конторы будет условно называться ГИС-1, а заключение ООО «НПП ГЕТЭК» – ГИС-2.

По данным керна, ГИС-1 и ГИС-2 были выделены два перспективных для освоения объекта в отложениях тиманского горизонта. Ниже приводится сопоставление данных керна, ГИС, опробования через эксплуатационную колонну этих объектов.

1-й объект был перфорирован в интервале 1654,0 – 1656,0 м. По данным керна здесь выделяются два эффективных прослоя, разделённых прослоем уплотнённых алевролитов. Эффективные прослоя по керну представлены песчаником серовато-тёмно-коричневым, плотным, крепко сцементированным, слабо нефтенасыщенным.

По данным ГИС-1 и ГИС-2 в интервале 1-ого объекта выделяются также, как и по керну, три прослоя, характеристика которых ниже по тексту будет дана в сравнении первого заключения со вторым.

По ГИС-1 в интервале 1654,0 – 1654,9 м коллектор характеризуется как терригенный, слабо нефтенасыщенный. Его пористость составляет 22 %, нефтенасыщенность – 61%, глинистость – 1,4 %, сопротивление – 3,4 ом·м. По ГИС-2 этому пропластку соответствует пропласток, выделенный в интервале 1653,8 – 1654,6 м. Его пористость несколько ниже, чем по ГИС-1, и составляет 20,3 %, глинистость гораздо выше и находится на уровне 5,5 %, сопротивление почти в два раза больше и составляет 6,5 ом·м, нефтенасыщенность существенно меньше, чем по ГИС-1, и равна 45 %.

В интервале 1654,9 – 1655,4 м вскрытые породы по керну характеризуются как алевролиты зеленовато-светло-серые, плотные, средней крепости, слоистые; по данным ГИС-1 как породы плотные, а по данным ГИС-2 в интервале 1654,6 – 1655,1 м как породы с пористостью – 17,6 %, нефтенасыщенностью – 33 %, глинистостью – 5,2 %, сопротивлением – 5,5 ом·м.

В интервале 1655,4 – 1656,0 м коллектор по данным керна характеризуется как песчаник зеленовато-светло-серый и светло-серый, плотный, средней крепости, водоносный. По ГИС-1 – это терригенный, глинистый (11%) коллектор, остаточный нефтенасыщенный. Пористость данного песчаника по данным ГИС-1 составляет 20,2%, глинистость – 11 %, сопротивление – 3,9 ом·м, нефтенасыщенность – остаточная. Параметры пропластка, выделенного по данным ГИС-2, близки по значениям данным ГИС-1 и составляют 20,1 % для пористости; 8,4 % для глинистости; 4,8 ом·м для сопротивления и 38 % для нефтенасыщенности.

Если сравнивать параметры самого верхнего пропластка (1654,0 – 1654,9 м) данного интервала с параметрами пластов, из которых были получены притоки нефти на Восточно-Анзирском месторождении, например, скважины № 669 и 670, то можно сказать, что они мало чем отличаются друг от друга. Однако, здесь следует оговориться на предмет того, что мы имеем дело в этих двух случаях с двумя разными по размеру залежами с одинаковой высотой переходной зоны толщиной около 1 м, обусловленной капиллярной пропиткой от поверхности ВНК. В случае с Восточно-Анзирским месторождением такой интервал залегаёт достаточно высоко от ВНК и из него получают при опробовании чистую нефть, а в случае с Западно-Уткинским поднятием интервал опробования находится в водонефтяной зоне и из него получают притоки воды.

При освоении 1-го объекта с 19 декабря по 22 декабря

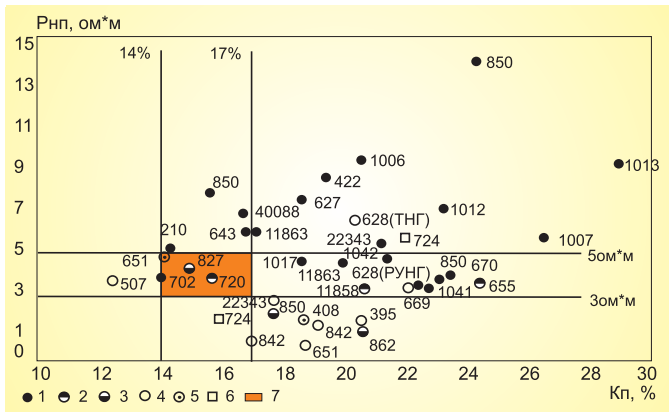


Рис. 1. Зависимость пористость – сопротивление интервалов опробования в терригенной толще девона. 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода с нефтью; 4 – вода; 5 – отсутствие притока; 6 – неосвоенная скважина; 7 – зона неопределенности.

2006 г. в скв. № 628 было получено 13 м³ воды плотностью 1,16 г/см³ и 5 м³ пластовой воды плотностью 1,18 г/см³. Дебит скважины составил 2,9 м³/сут с уровня 900 м.

2-й объект в скв. № 628 был перфорирован в интервале 1649,8-1650,8 м. Керном объект не охарактеризован, так как отбор керна был начат с глубины 1651 м. По данным ГИС-1 в интервале 1649,8 – 1650,8 м выделяется один эффективный прослой, характеризующийся как терригенный коллектор с неясным насыщением. По ГИС-1 количественные параметры объекта составляют: пористость – 21,6 %, глинистость – 1,8 %, сопротивление – 3,9 ом, нефтенасыщенность – 58,8 %. По ГИС-2 эффективный нефтенасыщенный прослой выделяется в интервале 1650,0 – 1650,7 м, и его величина пористости 19,8% практически соответствует значению пористости по ГИС-1. Значение глинистости 5,1% несопоставимо с данными глинистости по ГИС-1. Величина сопротивления 11,5 ом в три раза больше значения, выдаваемого по ГИС-1. Нефтенасыщенность, равная 64%, сопоставима с величиной, полученной по ГИС-1.

При освоении 2-го объекта с 12 января по 22 января 2007 года было получено 11,55 м³ воды плотностью 1,0 г/см³ и 0,9 м³ воды плотностью 1,02 г/см³. Согласно акта опробования сделан вывод о бесприточности осваиваемого интервала, что подтверждает более обоснованное значение глинистости, полученное по данным ГИС-2.

Согласно «Методических указаний по поискам и раз-

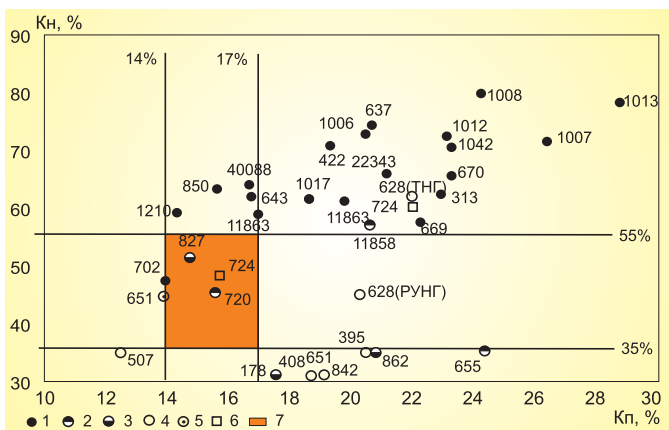


Рис. 2. Зависимость пористость – нефтенасыщенность интервалов опробования в терригенной толще девона. 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода с нефтью; 4 – вода; 5 – отсутствие притока; 6 – неосвоенная скважина; 7 – зона неопределенности.

ведке мелких месторождений нефти (до 1 млн. т) и газа (до 3 млрд. м³)» (1988) поисковое бурение считается завершённым при следующих условиях: • получены положительные результаты, т.е. получен промышленный приток нефти и газа; • установлены непромышленные скопления углеводородов, вследствие чего продолжение поисковых работ является экономически нецелесообразным; • однозначно установлена бесперспективность площади (отсутствие ловушек, обводненность коллекторов, отсутствие их в разрезе и т.д.).

В случае с Западно-Уткинской структурой имеет место быть третья причина на предмет завершения поискового бурения на данном поднятии (обводненность коллекторов).

Свежий пример. Местом для заложения скв. № 655 на Анзиркинском поднятии послужили: • наиболее приподнятый участок отражающего горизонта «Д» на Анзиркинском поднятии; • зона развития коллекторов значительной толщины в терригенном девоне (все скважины, пробуренные на прилегающей площади, в девоне вскрыли пласты-коллекторы, что предполагает их наличие и на Анзиркинском поднятии); • нахождение поднятия на пересечении линий наиболее вероятного прогноза нефтеносности терригенных отложений девона; • наличие нефтеперспективной аномалии по данным нейрокompьютерного анализа («нейросейсм»); • наличие нефтеперспективного объекта по результатам аэрокосмогеологических, неотектонических и гидрогеологических исследований, а также высокоточной магниторазведки.

По данным сейсморазведки кровля отражающего горизонта «Д» прогнозировалась на абс. отметке –1490 м. В процессе бурения саргаевский горизонт в скв. 655 был вскрыт на отм. –1498,2 м. То есть скважина, по сути дела, «провалилась», и наблюдаемое 8-метровое несоответствие между данными ГИС и сейсморазведки лишний раз подтверждает низкое качество выполняемых сейсморазведочных работ при картировании отражающего горизонта «Д».

По данным ГИС отмечается остаточное нефтенасыщение в терригенных отложениях муллинского горизонта (интервал 1671.5 – 1672.6 м (абс. отм. – 1513.7 – 1514.8)) и битуминозность в карбонатах семилукского горизонта (инт. 1625 – 1625.7, 1629.0 – 1629.6, 1644.2 – 1646.2, 1646.8 – 1648.4 м).

К сожалению, керна из наиболее перспективного терригенного интервала муллинского горизонта не поднят. О его нефтенасыщенности можно было судить только по результатам ГИС и выполнению работ опробователем пласта на кабеле (ОПК). По данным ГИС, как уже указывалось выше, зафиксированы пористость – 24,4 %, сопротивление – 3,6 ом-м и остаточное нефтенасыщение ($\leq 35\%$), а по данным ОПК с глубины 1672.7 м поднято 16 литров жидкости, из всего объёма которой 1 л приходится на нефть и фильтрат бурового раствора с плотностью 0.99 г/см³. С глубины 1673.3 м поднято 15 литров жидкости, из всего объёма которой 2 л приходится на нефть и фильтрат бурового раствора с плотностью 1.00 г/см³.

На основании имеющейся информации было принято решение о спуске эксплуатационной колонны с целью опробования муллинских отложений. По результатам проведённых работ было получено самоизливом через 5-мм штуцер за 10,5 часов 6м³ жидкости при среднем содержании воды 26,6 % с плотностью 1,172 г/см³. При пересчёте потенциальный суточный дебит составит около 18 м³ жидкости при содержании воды в добываемой продукции около 35%, то есть дебит по нефти составит 10 т/сут при деп-

рессии на продуктивный пласт около 0,2 МПа.

В заключение, по результатам освоения скважины № 628 на Западно-Уткинском поднятии следует отметить, что присутствие в её разрезе по данным ГИС и керна нефтенасыщенных прослоев говорит в пользу наличия мало-размерной ловушки в районе Западно-Уткинского поднятия. Данное обстоятельство подтверждается результатами освоения 1-го объекта: на глубинах 1654,0 – 1654,9 м, что соответствует абс. отметкам – 1520,7 – 1521,6 м по результатам бурения была вскрыта очень мелкая промытая водой залежь нефти высотой 0,9 м. Если перфорации был бы подвергнут только инт. 1654 – 1654,9 без нижележащей части 1654,9 – 1656,0 м, то всё равно была бы получена вода. Это обстоятельство объясняется размерами залежи, которая, по сути дела, «промыта» пластовой водой, поднимающейся вследствие капиллярной пропитки от ВНК.

Вероятно, для более обоснованного спуска эксплуатационной колонны не помешало бы определять первоначальную нефтенасыщенность коллекторов на аппаратах Зака с целью сравнения их с данными ГИС. Для этого необходимы запарафинированные (изолированные от воздействия атмосферного воздуха) образцы керна.

Заключение РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина сыграло свою роль для определения качества подсчётных параметров в ОАО «Татнефтегеофизика». Можно однозначно сказать, что по палеткам ОАО «Татнефтегеофизика» и РГУ в терригенном девоне неоднозначно трактуются нефтенасыщенность и глинистость коллекторов.

При освоении объектов в терригенном девоне с подошвенной водой следует применять технологию «обратного конуса», что предотвращало бы быстрое конусообразование в призабойной зоне.

Приобретённый опыт при бурении скв. 628 на Западно-Уткинском и № 655 на Анзиркинском поднятиях следует, на наш взгляд, применять и при бурении последующих скважин в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода. В этой связи, в первую очередь, следует обеспечить:

- вскрытие терригенных отложений девона на растворах с меньшей плотностью, обеспечивающих равновесие пластового и забойного давлений;
- отбор изолированного керна с оперативной передачей его в петрофизическую лабораторию на предмет определения первоначальной нефтенасыщенности;
- с учётом рекомендаций ООО «НПП ГЕТЭК» в дополнение к стандартному комплексу ГИС выполнение новых видов каротажей (БК, ГГК, ИННК, ВАК);
- интерпретацию ГИС в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина (ООО «НПП ГЕТЭК»);
- применение технологии «обратного конуса» (Технология снижения..., 2001), предотвращающей быстрое конусообразование в призабойной зоне.

Для более качественного вскрытия терригенных отложений девона предлагается пересмотреть применяемую конструкцию скважины, а именно: эксплуатационную колонну спускать до подошвы репера «аяксы», а оставшуюся часть терригенного разреза вскрывать долотом меньшего диаметра 1) при отборе керна на растворах с безводной основой и более того способом изоляции керна на забое, а 2) при эксплуатационном бурении – на растворах с меньшей плотностью, обеспечивающей равновесие пластового и забойного давлений.

Литература

Ананьев В.В., Драгунов А.А., Чинарёв А.М. Направления работ с целью поиска залежей нефти в терригенной толще девона в пределах северной и северо-восточной частей Республики Татарстан. *Георесурсы*. № 2(19). 2006. 6-8.

Ананьев В.В., Тимин М.Н., Гилязова Т.В. Прогнозирование нефтепродуктивности карбонатов турнейского яруса Мелекесской впадины по комплексу геолого-геофизических признаков. *Природные резервуары углеводородов и их деформации в процессе разработки нефтяных месторождений*: Материалы Всероссийской научной конференции. Казань: изд-во КГУ. 2000. 53-54.

Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш., Мусин К.М., Фомичев А.В. Исследования керна с сохранением пластовых свойств для уточнения геологии и контроля за заводнением на поздней стадии разработки месторождений. *Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов*: Мат-лы Межд. научно-практ. конф. Казань: изд-во «ФЭН». 2007. 624-628.

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн. тонн) и газа (до 3 млрд. м³). М.: Миннефтепром СССР. 1988. 56 с.

Технология снижения интенсивности конусообразования в призабойной зоне скважин с ВНК (РД 39-01447585-231-01). Бугульма, ТатНИПИнефть. 2001.

V.V. Ananiev, V.P. Nosko, D.V. Melnikov. Determining the oil content of the terrigenous Devonian within the North Tatarstan Arch.

In many cases, the low logging-predicted oil saturation of the terrigenous Devonian does not match the actual oil production rate. The paper reviews the results of the well logging data interpretation and issues guidelines for more reliable determination of oil saturation.

Key words: oil saturation, terrigenous Devonian, the North Tatarstan Arch.

Ананьев Виктор Валентинович, руководитель Департамента Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан.

420049, г. Казань, ул. Павлухина, д. 75. Тел.: (843)2676837.

Носко Владимир Петрович, зам. ген. директора ЗАО «РИТЭК-Внедрение», Москва.

Мельников Дмитрий Владимирович, главный геолог ЗАО «РИТЭК-Внедрение», Елабуга.

Альметьевск, 2008. 177 с.

Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти

Р.С. Хисамов

Рецензенты: Липаев А.А.,
Абдулмзитов Р.Г.



Учебное пособие рекомендуется для углубленного изучения и расширения знаний в области геологии, разработки и повышения коэффициента нефтеизвлечения месторождений и залежей нефти, содержащих трудноизвлекаемые категории запасов, на примере месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пособие предназначено для студентов дневной, вечерней и заочной форм обучения специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.1/4 ББК 26.343.1

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Рассмотрены основные геологические и технологические задачи, возникающие на стадиях разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа, решаемые методами скважинной сейсмической разведки. На основе примеров приведены некоторые результаты решения геологических задач (стратиграфическая привязка отраженных волн, изучение структурных и литологических особенностей околоскважинного пространства, оценка параметров трещиноватости, прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта и т.д.).

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, сейсмограмма, глубинный и временной разрез, гидроволна, трещиноватость, анизотропия, гидроразрыв.

В ООО «ТНГ-Групп» скважинные сейсмические исследования проводятся с 1956 г. За это время исследовано более 1600 глубоких скважин.

Для решения задач скважинной сейсморазведки в ООО «ТНГ-Групп» создан программно-технический комплекс, который обеспечивает компьютеризированное управление технологией, многоканальную цифровую регистрацию, сбор и накопление информации непосредственно на месте проведения работ. Модификация аппаратуры позволяет проводить исследования скважин различных конструкций и глубин: обсаженные и необсаженные скважины с диаметром ствола от 75 до 320 мм, с температурой на забое до 125°C, при гидростатическом давлении до 120 МПа, глубиной до 7500 м. Параметрический ряд скважинной сейсмокаротажной аппаратуры позволяет проводить исследования почти всеми известными методами скважинной сейсморазведки на нефть и газ.

В составе полевых партий имеется необходимое оборудование для проведения буровых и взрывных работ, невзрывные источники (сейсмические вибраторы НЕМІ-50, АМГ-Р28М28, пневматические «пушки» ППИ-09, ППИ-10) и спутниковые системы топопривязки GPS.

Скважинные сейсмические исследования позволяют решать следующие геологические и технологические задачи, возникающие на стадиях разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа:

- параметрическое обеспечение наземных сейсморазведочных работ;
- изучение структурных и литологических особенностей околоскважинной среды;
- изучение естественной и искусственной трещиноватости карбонатных пород;
- подготовка геолого-геофизических данных для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин;
- прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта (ГРП).

Для параметрического обеспечения наземных сейсморазведочных работ (определение скоростной характеристики разреза, отражающих и поглощающих свойств отложений) и детальной стратификации отражений, приуроченных к границам раздела сред с различными акустическими свойствами, выполняются исследования методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) (Рис. 1).

Непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) используется при детальном изучении геологического разреза в околоскважинном пространстве.

За свою 50-летнюю деятельность на рынке геофизических услуг накоплен большой опыт работы в различных климатических и геологических условиях. Сегодня выполняются исследования методом ВСП и НВСП в целом ряде регионов Российской Федерации: Восточной и Западной Сибири, Республике Татарстан, Коми, Удмуртии, Марий Эл, Оренбургской, Ульяновской и Самарской областях и Казахстане.

Основным нашим Заказчиком является ОАО «Татнефть». Объёмы выполняемых исследований НВСП колеблются от 25 до 40 скважин в год, которые расположены в разных тектонических и геологических условиях. Объектами исследований являются продуктивные отложения терригенного девона, нижнего и среднего карбона. В общей сложности НВСП исследовано более 300 скважин.

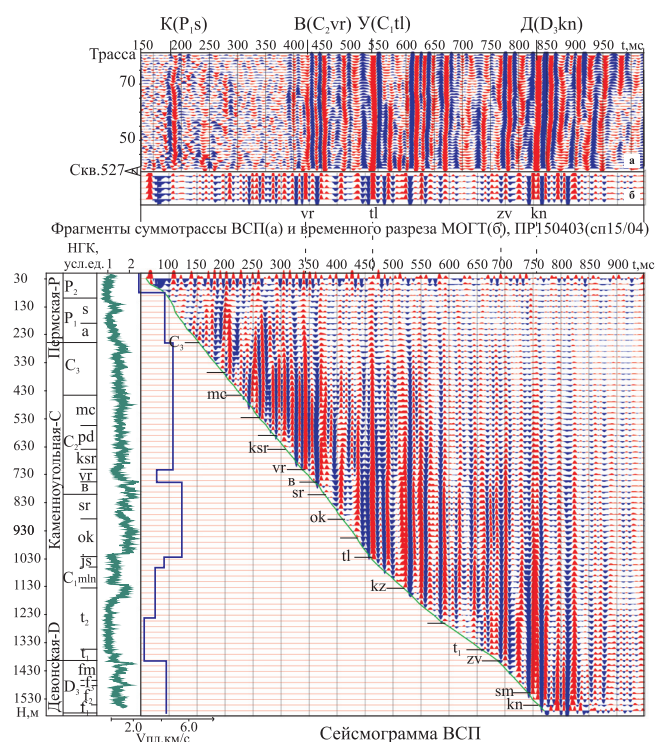


Рис. 1. Стратиграфическая привязка отражённых волн по данным ВСП.

На ряде месторождений, принадлежащих ОАО «Татнефть», проводилось и проводится активное разбуривание исследованных НВСП участков. Анализ результатов НВСП, выполненных в 2003-2006 г.г., и новых данных бурения показал достаточно высокую эффективность метода.

Как показывает практика, результаты работ НВСП в значительной степени способствуют оптимизации геологических работ на стадиях разведки и разработки нефтяных месторождений.

В целях уменьшения риска непродуктивного бурения, кроме повышения надежности изучения структурных планов, необходима также информация о литологических особенностях продуктивных пластов.

Методика прогнозирования литологических особенностей продуктивных отложений терригенного девона и нижнего карбона была опробована на ряде нефтяных месторождений Республики Татарстан (Кузайкинском, Бухарском, Урустамакском, Матросовском и др.) и основывалась на оценках отражающих свойств горизонтов, соответствующих продуктивным отложениям вдоль профилей НВСП.

В качестве примера приведены результаты прогнозирования литологических особенностей пласта D_1 пашийского горизонта на Урустамакском месторождении, где залежи нефти, связанные с линзами песчаных или песчано-алевролитовых пород, небольшие по размерам и относятся, в основном, к литологическому типу.

На Урустамакском месторождении вокруг скв.351, 231, 293 по данным исследований было выявлено распределение зон с повышенной и пониженной глинистостью в пашийском горизонте (Рис.2).

В дальнейшем по материалам НВСП, полученным в пределах Урустамакского нефтяного месторождения (скв.351, 293, 231), были пробурены скв.479 и скв.480. Полученные результаты бурения показали высокую эффективность НВСП при прогнозировании зон литологических замещений пласта- коллектора.

Изучение естественной и искусственной трещиноватости карбонатных пород. Одним из важных параметров при изучении карбонатных пород является трещиноватость. Известно, что во многих случаях направление систем открытой вертикальной трещиноватости определяет распространение зон высокопродуктивных коллекторов. Важным моментом является выявление на площади участков с различной степенью проницаемости продуктивных пластов и определение азимутальной направленности проницаемости.

Исследования, направленные на изучение параметров трещиноватости карбонатных отложений, на территории Республики Татарстан проводятся с 1989 г. и до настоящего времени. За это время исследовано порядка 120 скважин.

Для оценки параметров трещиноватости в ООО «ТНГ-Групп» применяются два способа.

В первом изучаются параметры азимутальной сейсмической анизотропии с использованием монотипных поперечных и обменных волн. Способ позволяет оценить параметры трещиноватости, если интервал трещиноватых пород составляет десятки метров.

Во втором способе (способ возбужденной гидроволны (СВГ)) оценивается подвижность флюида в коллекторах. Этот способ позволяет выявить проницаемость, обусловленную вертикальной трещиноватостью, и ее параметры непосредственно в продуктивных пластах.

Комплексирование данных, полученных двумя независимыми способами с существенно различной разрешающей способностью, позволяет повысить надежность и информативность исследований. Полученные результаты согласуются с имеющимися данными геолого-промысловых исследований.

Подготовка геолого-геофизических данных для бурения горизонтальных скважин (ГС). Эффективность бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин в значительной мере определяется степенью достоверности и полноты данных, которые используются при их проектировании, а также информационного сопровождения их бурения. Перед бурением горизонтальных скважин необходимо, как минимум, выявить плотные и трещиноватые участки, определить доминирующее направление трещин, оценить целостность и наклон пластов на протяжении проектируемых стволов ГС. Особое внимание, по всей вероятности, необходимо уделить выявлению активных дизъюнктивных дислокаций, контролирующих зоны повышенной фильтрации флюида.

Исследования с целью сбора данных, необходимых для бурения горизонтальных скважин, проведены на нескольких нефтяных месторождениях Татарстана. В процессе исследований решались следующие вопросы:

- изучение с повышенной детальностью структурных планов продуктивных отложений;
- оценка параметров трещиноватости в продуктивных отложениях и выделение зон с различным характером трещиноватости на площади исследований.

Для решения поставленных задач выполнялся комплекс исследований, включающий ПМ ВСП, ПМ НВСП, СВГ и др.

Для примера представлены результаты работ на Акташской площади Ново-Елховского месторождения, где объектом исследований являются нефтенасыщенные карбонатные отложения верхнетурнейского яруса. Мощность продуктивных пластов в исследованных скважинах примерно одинаковая и составляет 15-16 м.

По материалам НВСП оценивался рельеф поверхности продуктивных отложений, были выделены приподнятые участки и прогибы (Рис. 3).

По данным динамического анализа разрезов НВСП проведена дифференциация исследованного участка по степени развития плотных, уплотнённых и разуплотнённых пород и проанализирована их приуроченность к структурным элементам (Рис. 4).

Оценены параметры трещиноватости (направление и интенсивность) пород в продуктивных отложениях (Рис.5, 6). Полученные сведения об ориентировке трещин в разрезах скважин, в целом, согласуются с ориентировкой разломов в фундаменте и простиранием прогибов по данным геофизики и бурения, а сведения о коэффициентах анизотропии (степени трещиноватости) продуктивных отложений – с данными промысловой геофизики о пористости продуктивных пластов и с данными о дебитах нефти с водой. Наблюдается увеличение интенсивности трещиноватости к югу вдоль линии скв.6667, 6673, 6584, в то же время в скважинах 6575 и 6591, находящихся соответственно к западу и востоку от этой линии, анизотропия не обнаружена. Данное обстоятельство и выявленная двойная система трещиноватости в разрезах скв.6667, 6673 и 6584 свидетельствуют, что эти три скважины находятся в зоне

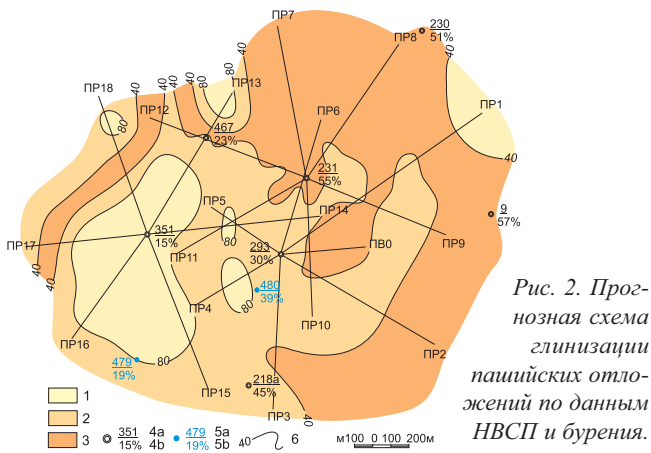


Рис. 2. Прогнозная схема глинизации пашийских отложений по данным НВСП и бурения.

развития тектонических дислокаций, которая в плане совпадает с положением разлома северо-восточной ориентировки, выделенного по данным АКГИ (Рис.6).

На Куакбашской площади Ромашкинского месторождения, кроме стандартного комплекса методов, были проведены исследования методом гидропрослушивания с целью выявления гидродинамической связи между скважинами №38097г и №15037 в продуктивных отложениях серпуховского яруса.

Сущность методики гидропрослушивания заключалась в оценке динамических параметров гидроволны в наблюдательной скважине в состоянии покоя и при создании депрессии в соседней скважине. В качестве наблюдательной использовалась скв. №15037. Расстояние между забоями скважин составляет 300 м. Комбинированный прибор с гидрофоном помещался в скв.15037 на глубине 800 м, соответствующей интервалу перфорации (800-812 м) в отложениях серпуховского яруса. В состоянии покоя наблюдения повторялись через каждые 4 часа, а при закачке – через каждые 2 часа в течении суток.

Анализ полученных данных показал, что по сравнению с фоновыми значениями средняя амплитуда сигнала во время работы скважины №38097г возросла более чем в 1000 раз, а энергия – 10000000 раз (Рис. 7). Эти результаты

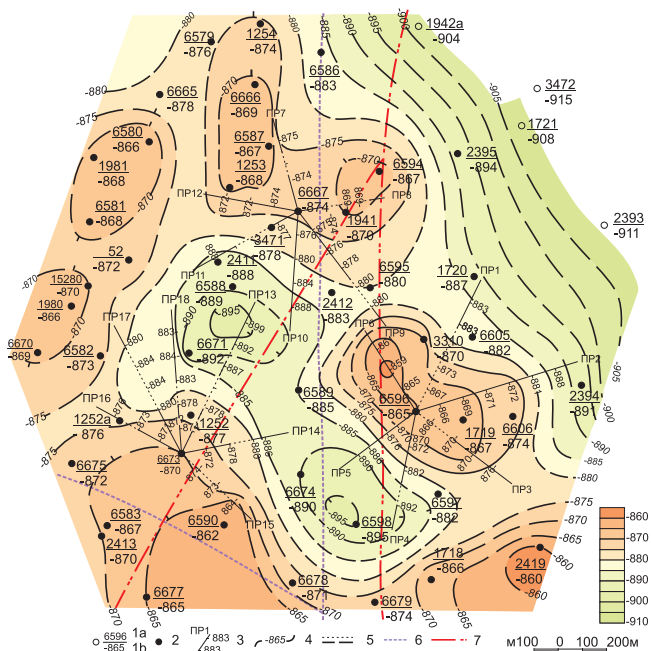


Рис. 3. Структурная карта по кровле турнейского яруса по данным НВСП и бурения. Ново-Елховское месторождение.

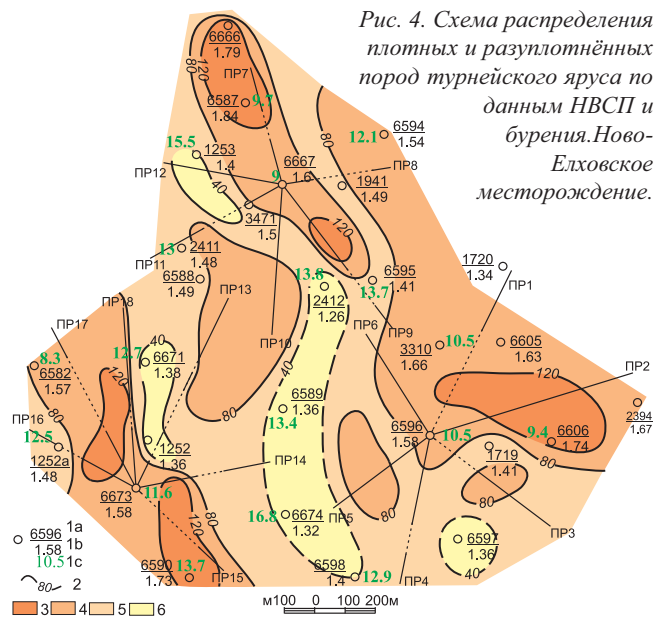


Рис. 4. Схема распределения плотных и разуплотнённых пород турнейского яруса по данным НВСП и бурения. Ново-Елховское месторождение.

позволяют сделать вывод о хорошей гидродинамической связи коллектора в отложениях серпуховского яруса между скважинами 38097г и 15037, что в дальнейшем может быть использовано для эффективной разработки залежи.

Прогноз и контроль результатов ГРП. Методика исследований, развитая применительно к изучению естественной трещиноватости, с некоторыми дополнениями и изменениями опробована с целью прогноза и контроля результатов гидроразрыва пласта. Исследования базировались на предположении о том, что трещина гидроразрыва, вероятнее всего, развивается по направлению естественных трещин в разрезе.

Исследования в скв.6584 Акташской площади проводились до и после проведения гидроразрыва. Измерениями до ГРП способом возбужденной гидроволны было установлено, что в продуктивном интервале турнейских отложений развиты две системы вертикальных трещин – субширотная и субмеридиональная, причем субширотная система более интенсивна. Измерения, выполненные после ГРП, свидетельствуют о том, что трещина гидроразрыва (ГТР) развивалась преимущественно в субширотном направлении, т.е. по направлению доминирующей естественной трещиноватости (Рис.8).

Кроме исследований СВГ до и после ГРП, изучены параметры азимутальной сейсмической анизотропии. Ус-

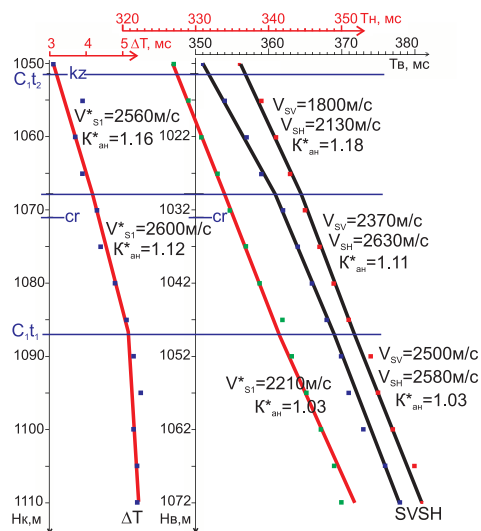
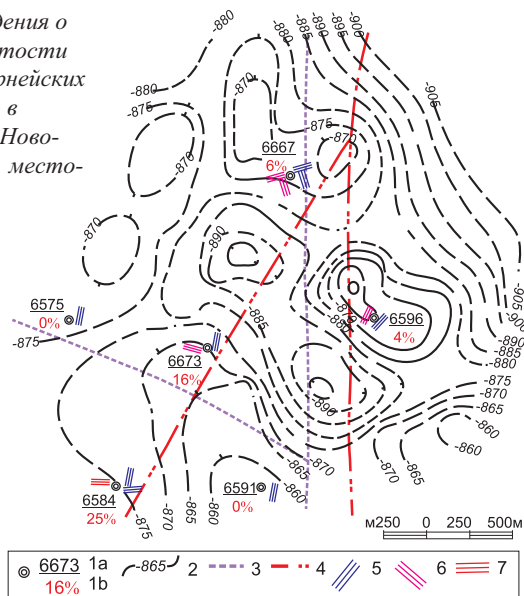


Рис. 5. Оценка коэффициентов анизотропии пород в отложениях турнейского яруса на основе проходящих обменных PS и поперечных S волн. Сква.6673, Ново-Елховская площадь, Ново-Елховское месторождение.

Рис. 6. Сведения о трещиноватости разреза турнейских отложений в скважинах Ново-Елховского месторождения.



тановлено, что коэффициент анизотропии после ГРП увеличился в 1,6 раза, а направление ТГР – субширотное.

Воздействие ГРП на окружающую скважину средо оценено по характеру записей прямой волны, изменению ее кинематических и динамических характеристик, а также скорости распространения гидроволны. Динамические характеристики прямой волны после гидроразрыва заметно меняются вдоль ствола, до ГРП же они изменяются плавно (Рис.9). В зоне перфорации в интервале 1163-1180 м наблюдается относительное увеличение энергии и периода колебаний. Здесь также отмечается уменьшение скорости продольной волны. Этот интервал, по-видимому, является наиболее разуплотненным в продуктивном пласте в результате ГРП. Выше и ниже разуплотненных пород выделяются интервалы, где энергия и период волны уменьшаются, что соответствует, видимо, уплотненным породам.

Таким образом, выполненные исследования свидетельствуют о возможности прогноза и определения фак-

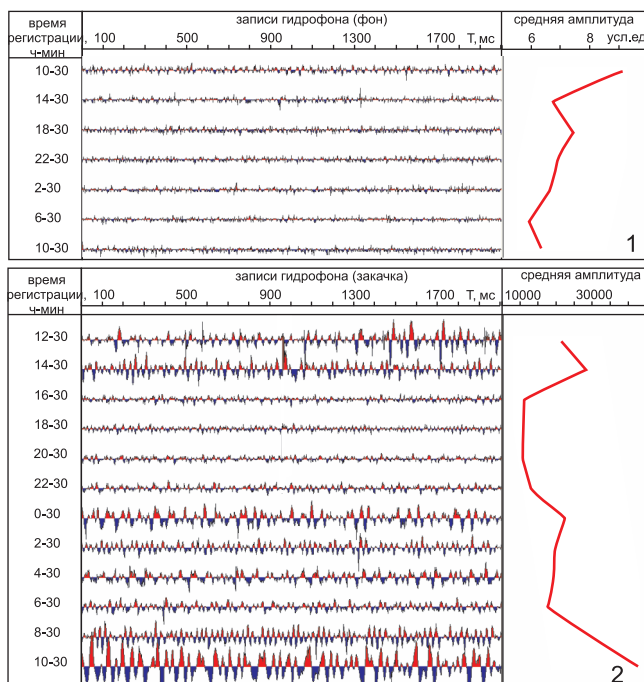
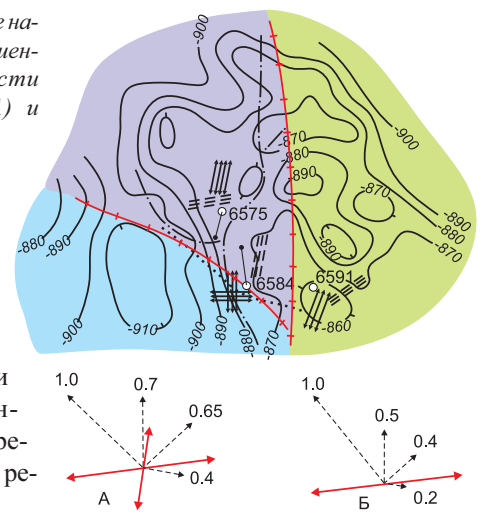


Рис. 7. Оценка динамических параметров гидроволны до (1) и после (2) гидроразрыва на продуктивный пласт.

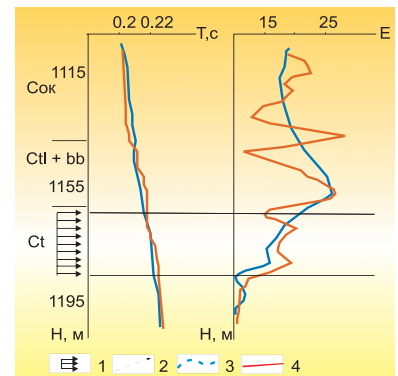
Рис. 8. Выявление направления повышенной подвижности флюида до (А) и после (Б) ГРП.

тического направления трещины гидроразрыва и ее высоты, а также оценки изменения интенсивности трещиноватости в результате ГРП.



Наиболее перспективным направлением, на наш взгляд, является увеличение объемов работ, связанных с изучением параметров трещиноватости и направления максимальной гидропроводности при разработке залежей нефти в отложениях карбона и девона. Эти работы могут быть использованы как при проектировании горизонталь-

Рис. 9. Динамические характеристики прямой волны до и после ГРП. 1 – интервал перфорации, 2 – нормированные отношения амплитуд гидроволн и прямой волны, 3 – динамические характеристики прямой волны до ГРП, 4 – динамические характеристики прямой волны после ГРП.



ных и наклонно-направленных скважин, так и при размещении нагнетательных скважин при разработке нефтяных месторождений. Применение технологии гидропрослушивания на месторождениях позволит выявлять группы гидродинамически связанных скважин, что будет способствовать эффективному и оперативному регулированию разработки пласта и поддержания темпов добычи нефти на стабильном уровне. Использование способа возбужденной гидроволны оперативно поможет спрогнозировать направление развития трещины при ГРП.

А.К. Doronkin, А.А. Zvegintcev, Т.Н. Ishuev, Р.М. Karabanova, N.F. Malov. The current status and development prospects of the borehole seismic in the Republic of Tatarstan.

The paper reviews major geological and technological challenges in oil and gas exploration and development to solve by borehole seismic methods.

Key words: vertical seismic profiling, deep and time sections, hydraulic wave, fracturing, anisotropy, hydrofracturing.

Доронкин Александр Константинович, главный геофизик
Звезгинцев Анатолий Александрович, ведущий геофизик
Ишуев Тагир Насибуллович, начальник ГЭ «ВСП-Сервис»
Карabanова Римма Мухамедгаяновна, ведущий геолог
Малов Николай Федорович, геофизик I категории
423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», ул. Ворошилова, 21. Тел.: (85594) 7-14-01.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

(НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

В данной работе предлагаются пути создания универсальной технологии прогнозирования потенциальной нефтеносности территорий, позволяющей оптимизировать поисково-разведочные работы на нефть и газ. Суть заключается в использовании всего комплекса имеющихся геолого-геофизических материалов как конкретно относящихся к текущему объекту исследования, так и более общие идеи, на основе которых возможна более глубокая формализация (интерпретация) получаемых геофизических данных. Главное в этом подходе, по мнению авторов, представление залежей как динамических объектов, формирование и разрушение которых продолжается в настоящее время или происходило недавно.

Ключевые слова: возраст залежи, зоны нефтеобразования, геотектонические движения, макроскопическая проницаемость осадочного чехла.

Проблема прогнозирования нефтегазонасыщенности крупных территорий все еще остается чрезвычайно актуальной для России. Огромные регионы в Восточной Сибири и, как ни парадоксально, в Центральной Европейской части России, остаются слабо исследованными. И можно говорить только о региональном прогнозировании и определении направлений поисково-разведочных работ на этих территориях. Первые реалистичные оценки объемов извлекаемых запасов углеводородов там будут проведены нескоро, и для этого придется вложить огромные средства – как на проведение самих исследований, так и на создание первичной инфраструктуры (для восточной Сибири). Поэтому прирост запасов продолжается вполне естественным путем – за счет расширения известных нефтегазонасыщенных территорий и их более детального изучения. Однако, даже на уже неплохо изученных территориях проблема поиска залежей оказывается непростой задачей. Ярким примером являются территории западнее известных месторождений нефти и газа в Волго-Уральской нефтегазонасыщенной области. Территории огромны, а их потенциальная нефтеносность очень проблематична. Естественно, что прежде чем выходить на территории с достаточно дорогим комплексом геофизических методов, необходимо ранжировать территории по потенциальной нефтеносности. К сожалению, до сегодняшнего дня нет достаточно полных методик и технологий оценки потенциальной нефтеносности крупных территорий и выделения в их пределах наиболее перспективных участков.

В данной работе предлагаются пути создания достаточно универсальной технологии прогнозирования потенциальной нефтеносности территорий, позволяющей оптимизировать поисково-разведочные работы на нефть и газ на примере западной части РТ.

Совершенно очевидно, что такая технология должна базироваться на фундаментальных результатах нефтегазовой геологии – закономерностях развития осадочных бассейнов в связи с формированием и разрушением залежей нефти. С другой стороны, очень важно использовать весь комплекс имеющихся геологических материалов как конкретно относящихся к текущему объекту исследования, так и более общие идеи, на основе которых

возможна более глубокая формализация имеющихся геофизических данных.

Мы полагаем, что источники нефти – зоны нефтеобразования априорно присутствуют в нефтегазонасыщенных бассейнах. Наличие таких зон свидетельствует как о наличии необходимой массы органического вещества (ОВ), термобарических и каталитических условий, необходимых для формирования сложных углеводородов (УВ), составляющих нефть, а также – условий для накопления и сохранения залежей нефти. Т.е. задача прогнозирования зон вероятного нефтегазонакопления распадается на целый ряд мелких проблем, которые и составляют суть всей проблемы как целого. Задачи эти следующие:

1. Прогнозирование участков наиболее интенсивного нефтеобразования.
2. Прогнозирование причин, путей и направления миграции УВ в залежи.
3. Прогнозирование потенциальных ловушек.
4. Прогнозирование участков в осадочном чехле, в которых залежи могли сохраниться.

Прежде чем перейти к рассмотрению в тезисном виде основных пути использования геофизических данных для решения каждой из задач, хотелось бы рассмотреть некоторые новые представления о формировании и разрушении залежей нефти, полученные в Казанском университете за последние годы. В основе этих представлений лежит идея о молодости залежей нефти и газа, существующих в осадочном чехле в настоящее время. Эта идея не бесспорная и, несомненно, могут существовать залежи, имеющие существенно более древний возраст.

Оценка возраста залежей нефти может быть сделана множеством методов, среди которых радиометрический (по расчету равновесного соотношения урана и продуктов его распада), минералогический (по возрасту минералогических изменений в области залежи), событийный (по возрасту события, приведшего к формированию данной залежи), палеомагнитный (по возрасту намагниченности, сформированной при химических изменениях минералов железа) методы. Достаточно очевидным является метод оценки времени разрушения залежи по оценке скорости диффузии УВ через покрывку. Последний ме-

год применялся многими исследователями (Krooss et al., 1992; Leythaeuser et al., 1982). Оценки диссипации залежей (диффузия летучих компонентов УВ из залежи нефти) при следующих параметрах:

- расчет производился на основе уравнения диффузии $dc/dt = Dd^2c/dx^2$;
- использованные коэффициенты диффузии через покрывку для C_1 - C_7 от $2.12 \cdot 10^{-6}$ (метан) до $6.08 \cdot 10^{-9}$ $\text{см}^2/\text{с}$ (н-декан);
- полученное время потери половины компонентов C_1 - C_7 в залежи составило от 4.5 до 70 млн. лет.

Это, по-видимому, верхние оценки возраста по следующим причинам. Во-первых, проницаемость покрывки принята очень малой. Реальные покрывки имеют существенно большие проницаемости. Во-вторых, в цитированных выше работах учитывалась только микроскопическая проницаемость, в то время как макроскопическая проницаемость осадочного чехла (за счет наличия зон трещиноватости осадочного чехла) на порядки выше. В третьих, сейсмическая активность, приводящая к существенному усилению диффузии, очень высока даже на стабильных участках земной коры. Например, вероятность землетрясений с $M=8$ составляет порядка 10^{-5} , т.е. один раз в 10^5 лет такое землетрясение наблюдается на платформах. А землетрясения с $M=3$ происходят в среднем 1 раз в несколько лет. Можно себе представить, какая сейсмическая энергия выделяется за 10^6 лет! Несомненно, что макроскопическая трещиноватость и влияние быстрых тектонических (сейсмических) событий приводит к существенному ускорению диссипации залежей нефти. В особенности это касается крупных залежей, вероятность сохранения которых в осадочном чехле существенно меньше, чем мелких.

Нами были проведены исследования возраста минералогических изменений пород в пределах нескольких залежей нефти и битумов. При миграции УВ в осадочные породы в них происходят минералогические изменения. В некоторых случаях в процессе этих изменений возникают ферримагнитные минералы. Чаще всего это сульфидные минералы, среди которых встречается низкотемпературная ферримагнитная модификация – грейгит. Реже на границе окислительной и восстановительной обстановок (выше залежи) формируется аутигенный магнетит. В породах при этом формируется химическая остаточная намагниченность, запоминающая направление магнитного поля в момент формирования агрегатов данного минерала. Магнитная чистка позволяет выделить указанную компоненту намагниченности в породах и идентифицировать ее с направлением геомагнитного поля той или иной эпохи. Таким образом, для одной залежи (древний ВНК) Бавлинского месторождения и целого ряда битумных залежей в пермских отложениях западного борта Южно-Татарского свода и восточного склона Мелекесской впадины был оценен возраст минералогических изменений. Аналогичные данные были получены для пород кристаллического фундамента в скважине 20009, что свидетельствует о молодости процессов протекавших (протекающих) и, вероятно, оказавших влияние на формирование УВ, размещенных в современные залежи.

Полученные данные позволяют констатировать следующее:

1. Последняя миграция нефти в исследованные залежи произошла недавно – не более чем 700 тыс. – 2 млн. лет назад.
2. Возраст битумных залежей в Мелекесской впадине

уменьшается с запада на восток.

3. Последняя миграция восстанавливающих флюидов в породах кристаллического фундамента Южно – Татарского свода (ЮТС) происходила не более чем 700 тыс. лет назад.

Приведенные выше данные свидетельствуют в пользу существенной молодости современных залежей. Некоторые аргументы молодости Ромашкинского месторождения будут также приведены ниже.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о следующем:

- залежи нефти не могут существовать длительное время в осадочном чехле,
- залежи ЮТС и прилегающих территорий сформировались не ранее 10^6 лет назад, и вероятно, продолжают формироваться и разрушаться в настоящее время,
- на формирование и размещение залежей значительное влияние оказали новейшие тектонические движения, которые сформировали современный рельеф земной поверхности.

Представленные выводы имеют принципиальное значение для прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции в осадочной толще, с другой стороны – они позволяют по-новому взглянуть на процесс интерпретации геофизических материалов. Например, геофизические технологии, регистрирующие вторичные изменения пород под действием УВ (магниторазведка, ЕП, ВП), а также геохимические методы поисков залежей нефти должны быть пересмотрены как с методической точки зрения (проведение полевых исследований), так и интерпретации полученных полевых данных.

Важнейшей задачей является подтверждение гипотезы о существовании участков интенсивного нефтеобразования в пределах осадочного бассейна. Предлагаются следующие принципы выявления подобных зон в пределах осадочных бассейнов:

- подобные зоны располагаются в непосредственной близости от скоплений существующих залежей,
- точное местоположение подобных зон можно реконструировать по предположительным путям миграции нефти в современные залежи (см. ниже),
- наиболее вероятно, что подобные зоны приурочены к впадинам осадочного чехла, а также зонам резкого увеличения мощности осадочного чехла,
- в случае пониженных в целом современных температурных градиентов подобные зоны должны находиться в областях повышенного теплового потока, местоположение которых оценивается по наличию магнитных аномалий на глубинах 40 – 50 км, обусловленных поднятием изотермы Кюри,
- в некоторых случаях зоны интенсивного теплопереноса могут отмечаться магнитными аномалиями на глубинах от 15 до 5 км, источники этих аномалий возникают при вторичных изменениях пород.

Предложенные критерии не являются абсолютными, скорее, они свидетельствуют в пользу обнаружения зон наиболее интенсивного нефтеобразования.

Следующая проблема – проблема выявления причин, путей и направления миграции флюидов, содержащих углеводородные компоненты, из которых в последующем формируются залежи нефти. Исходя из того, что залежи, существующие в настоящее время, являются молодыми,

мы предполагаем, что на их формирование и разрушение огромную роль оказали новейшие тектонические движения. Известно, что амплитуда поднятий-опусканий в новейшее время могла достигать нескольких сотен метров. Это очевидно как по наблюдениям современного рельефа, так и по мощности неогеновых отложений во врезе (долинах). В результате морфометрических исследований в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нами установлено, что все крупные неотектонические структуры практически полностью совпадают с крупнейшими структурами, ранее выделенными по поверхности кристаллического фундамента. Это свидетельствует об унаследованности основных структур земной коры, но главное – о том, что большинство крупнейших структур имеет неотектоническое происхождение. Таким образом, можно утверждать, что неотектонические движения, несомненно, контролируют размещение залежей нефти и газа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Таким образом, анализ характера неотектонических движений позволяет, с одной стороны – проследить пути миграции УВ в современные залежи (т.е. выявить зоны нефтегазообразования), с другой стороны – прогнозировать вероятное местоположение зон нефтегазоаккумуляции.

Следующая задача, задача выявления потенциальных ловушек неплохо решается с использованием сейсморазведки, и мы не будем подробно останавливаться здесь на этой проблеме. Важно только отметить, что большее внимание необходимо уделять литологическим ловушкам, которые выглядят как антиклинальные структуры на временных разрезах. Еще один тип перспективных объектов – локальные поднятия кристаллического фундамента.

Один достаточно важный фактор прогноза ранее практически не рассматривался геологами-нефтяниками. Это оценка степени сохранности залежей. Этот аспект проблемы возник из предположения о молодости залежей нефти и того факта, что залежи нефти в осадочном чехле диссипируют довольно быстро. Главным фактором разрушения залежей является высокая макроскопическая проницаемость осадочного чехла, обусловленная наличием множества трещин и проницаемых зон, большинство из которых «живут» в настоящее время. Плотность этих трещиноватых зон на площади может быть оценена специальной обработкой космических снимков высокого разрешения в комплексе с анализом цифровых моделей современного рельефа. Очень часто мы сталкиваемся с тем, что в областях высокой макроскопической проницаемости осадочного чехла залежи отсутствуют (вероятно, что они уже разрушены). Интересно, что область Ромашкинского месторождения отмечается максимальной макроскопической проницаемостью по сравнению с окружающими территориями. Это еще раз свидетельствует о том, что это молодое скопление нефти интенсивно разрушается в настоящее время. Об этом свидетельствуют многочисленные проявления вертикальной миграции УВ в верхней части разреза (многочисленные признаки вторичного изменения пород). Интересен также тот факт, что над Ромашкинским месторождением отсутствуют значительные залежи битумов, как, например, на западном борту ЮТС, где залежи несколько древнее, чем Ромашкинское месторождение. В центральной части ЮТС только сейчас идет формирование битумных залежей в пермских отложениях.

Краткий обзор современных критериев прогноза зон нефтегазоаккумуляции, применительно в основном к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приведенный выше, необходимо использовать в практике интерпретации геофизических исследований. Главное в этом подходе – представление залежей как динамичных объектов, формирование и разрушение которых продолжается в настоящее время или происходило совсем недавно. Такой подход оказывается чрезвычайно плодотворным, в особенности для интерпретации геофизических данных (для оценки масштабов ореолов рассеяния и эпигенетических изменений пород под действием углеводородов).

Также необходимо коснуться вопроса о механизмах разрушения залежей, а это направление раскрывает комплекс совершенно новых геофизических методов поиска залежей нефти и газа.

Подводя итог необходимо отметить, что предложенные принципы и подходы позволяют получать практические результаты по оценке потенциальной нефтеносности западной части Республики Татарстан, а также – заложить основы создания технологии поиска и разведки залежей нефти и газа с использованием современных геоинформационных технологий, новейших достижений в области использования космической деятельности, оптимизировать и в десятки раз повысить эффективность геофизических (сейсморазведочных) и геохимических исследований, включенных в данную технологию.

Литература

- Krooss B., Leythaeuser D., Schaefer R. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs – a reevaluation. *AAPG Bull.* 1992. V.76. № 34. 403-406;
Leythaeuser D., Schaefer R., Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons. *AAPG Bull.* 1982. V.66. № 4. 408-429.

D.K. Nourgaliev, I.U. Chernova. Advanced hydrocarbon exploration technologies (a case study from western Tatarstan).

This paper suggests a way to create a universal technology for optimising oil and gas exploration. The key point in this approach, in the authors' view, is that deposits are considered ever-active bodies with their formation and decomposition occurring at present or in the recent past.

Key words: age of deposit, oil formation areas, geotectonic movements.

Нургалiev Данис Карлович, проректор по научной работе КГУ, зав. кафедры геофизики
Чернова Инна Юрьевна, доцент кафедры геофизики
420008, г.Казань, Казанский государственный университет, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)2927288.

Казань, «Идел-пресс», 2007

О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти

ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Материалы конференции, посвященной добыче 3-миллиардной тонны нефти Республики Татарстан

НГДУ «Лениногорскнефть»

О ТЕНДЕНЦИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ МУН В МИРЕ: УРОКИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ КАРБОНА НА ЗЕМЛЯХ ТАТАРСТАНА

Сложившаяся в мире в 1990 – 2005 гг. тенденция сокращения числа проектов по методам увеличения нефтеизвлечения в 2006 – 2008 гг. изменилась в сторону роста. Изменилось соотношение между тепловыми и газовыми методами в сторону более интенсивного внедрения газовых. Появились новые результаты исследований по применению химических методов для вытеснения высоковязких и тяжелых нефтей.

Даются рекомендации о постановке научно-исследовательских работ по применению МУН для повышения эффективности разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей карбона месторождений Татарстана.

Ключевые слова: высоковязкие, тяжелые нефти; тепловые, химические методы увеличения нефтеизвлечения.

1. Введение

Опыт работы независимых нефтяных компаний с целью ввода в разработку мелких месторождений, содержащих вязкие, высоковязкие и тяжелые нефти в отложениях карбона, показал, что одной из основных проблем являются низкие проектные коэффициенты нефтеизвлечения (часто в пределах от 9 – 11 до 19 – 21 %). Это обусловлено сложностью создания систем заводнения из-за горно-геологических условий и низкими коэффициентами вытеснения нефти при традиционных методах заводнения (часто 0,35 – 0,50).

Конечно, нельзя согласиться с таким положением. Это отразилось в принятом на одном из заседаний ТО ЦКР по РТ (март 2007г.) решении: проектные документы на разработку нефтяных месторождений должны включать такие технологические рекомендации, чтобы проектный коэффициент нефтеизвлечения был не ниже 25 %. Ясно, что это временное условие: нельзя же мириться с оставлением в недрах 3/4 имеющихся запасов нефти месторождения.

В настоящем докладе приводятся материалы, показывающие закономерности изменения количества проектов

с методами увеличения нефтеизвлечения в мире. Большая доля проектов приходится на США, меньше на Канаду и другие страны. При этом в информации по США не включены данные о небольших и короткоживущих проектах с закачкой ПАВ, ПАА и некоторых других химических реагентов. В целом, приводимые ниже данные включают так называемые третичные методы разработки, считая технологию закачки воды или метана (!) вторичными (Moritis, 2008a). Кратко сообщается об основных направлениях применяемых МУН на нефтяных месторождениях Татарстана.

2. О тенденциях применения третичных МУН в мире и в США

Начиная с 1974 г. каждые 2 года по состоянию на конец предыдущего публикуются материалы о реализуемых проектах в мире по МУН. По этим данным составлена Табл. 1 за период с 1992 по 2008 гг. Отметим лишь следующее:

- Общее число проектов в эти годы заметно снизилось (с 480 в 1992 до 303 в 2006 г.). Отмечается тенденция значимого увеличения на начало 2008 г. (до 361) по сравнению с данными на начало 2006 г. Планируется дальнейшее увеличение в 2008 г.

личение в 2008 г.

- Изменилось соотношение между рассматриваемыми методами: на начало 1992 г. доля термических, газовых и химических МУН составила, соответственно, 52, 34 и 14 %, а на начало 2008 г. – 46, 47 и 6 %. В числе планируемых для пуска в 2008 г. проектов доля этих методов составляет 25, 50 и 25 %. Очевидна закономерность увеличения доли методов газового воздействия.

Можно самостоятельно проанализировать динамику изменения числа проектов по видам воздействия внутри рассмотренных направлений МУН. Так, например, число проектов по внутрипластовому горению с 19 в 1992 г. сократилось до 16 в 2000 – 2004 гг. и пошло на увеличение до 21 в последующие годы.

МУН	Число проектов на начало года публикации													
	1992		2000		2002		2004		2006		2008		планируемые к вводу	
	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%
Термические														
пар	213	85	191	90	136	87	125	87	119	83	142	85	7	88
горячая вода	17	7	5	2	4	3	3	2	3	2	3	2		
внутрипластовое горение	19	8	16	8	16	10	16	11	21	15	21	13	1	2
Газовые														
углеводородные	82	50	51	35	36	31	47	35	38	27	35	21		
СО ₂	70	43	84	58	75	64	79	59	94	68	124	73	16	100
N ₂	10	6	10	7	6	5	8	6	5	4	6	4		
другие газы	2	1							1	1	4	2		
Химические														
мицеллярно-полимерные	7	10	1	2	1	3	1	4						
полимерные	56	84	39	95	33	90	24	90	20	100	22	92	6	75
шелочи	4	6					2	6						
ПАВ			1	3	3	7								
ПАВ - полимерные											2	8	2	25
Микробиологические														
микробиологические			3	100	2	100	3	100	2	100	2	100		
ИТОГО по всем МУН	480	100	401	100	312	100	308	100	303	100	361	100	32	100
Термические	249	52	212	53	156	50	144	47	143	48	166	46	8	25
Газовые	164	34	145	36	117	37	134	43	138	45	169	47	16	50
Химические	67	14	41	10	37	12	27	9	20	6	24	6	8	25
Микробиологические			3	1	2	1	3	1	2	1	2	1		

Табл. 1. Динамика изменения активных проектов с применением МУН в мире.

МУН	Число проектов на начало года публикации										
	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008
Термические											
Пар	133	137	119	109	105	92	86	55	46	40	45
Внутрипластовое горение	9	8	8	5	8	7	5	6	7	12	12
Горячая вода	10	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3
Химические											
мицеллярно-полимерные	9	5	3	2							
полимерные	111	42	44	27	11	10	10	4	4	0	1
щелочные	4	2	2	1	1	1					
ПАВ		1									1
Газовые											
Уг/водор.газ (см.и несм.)	22	23	25	15	14	11	6	7	8	13	13
СО ₂ смеш.	49	52	52	54	60	66	63	66	70	79	100
СО ₂ несмеш.	8	4	2	1	1		1	1	1	2	5
Азот	9	9	7	8	9	10	4	4	4	3	4
Дымовой газ (см.и несм.)	2	3	2								
Другие газы			1	1							
Микробиологические											
микробиологические			2	1	1	1					
ИТОГО по всем МУН	366	295	273	226	212	199	176	147	143	152	184
Термические	152	154	133	116	115	100	92	65	56	55	60
Газовые	90	91	89	79	84	87	74	78	83	97	122
Химические	124	50	49	30	12	11	10	4	4	0	2
Микробиологические			2	1	1	1					

Табл. 2. Активные проекты с применением МУН в США (Moritis, 2008a).

Из химических МУН практически применяется лишь полимерное заводнение.

Наглядно видны указанные тенденции по месторождениям США (Табл. 2). Так, общее число проектов за 1988 – 2004 гг. уменьшилось с 366 до 143. В 2006 – 2008 гг. их число начало расти и составило 152 и 184, соответственно, оставаясь существенно ниже, чем в начале рассматриваемого периода. Тепловые методы сократились с 152 (1988 г.) до 55 (2006 г.), а газовые сократились до 74 в 2004 г. и начали интенсивно расти (до 122 в 2008 г.). Смешивающееся вытеснение газами СО₂ составляет 82%.

Из всего табличного материала по состоянию на начало 2008г. (Koottungal, 2008) выписаны характеристики успешных и обещающих быть успешными проектов, выполненных полностью, близких к завершению и завершенных на половину. Для этих проектов выбрали основные параметры пластов и свойств нефтей, определяющих применение того или иного МУН. Диапазоны их изменения (числитель) и средние значения (знаменатель) по наиболее представительным методам приведены в Табл. 3, 4. По существу их можно рассматривать как критерии для выбора объектов с применением различных МУН.

В работе (Koottungal, 2008) приводятся значения нефтенасыщенности в начале и в конце проекта. Поэтому вычисленные нами величины КИН* в Табл. 3 и 4 следует рассматривать как прирост коэффициента нефтеизвлечения за счет анализируемых методов. Получены достаточно высокие показатели: 0,47 и 0,56 при закачке пара и внутрипластовом горении, соответственно. Большая часть проектов осуществляется на залежах терригенных коллекторов. В исходных данных нет информации о толщине пластов – важнейшей характеристике при выборе тепловых методов воздействия. По остальным параметрам критерии для применения внутрипластового горения представляются более приемлемыми для условий залежей карбона на землях Татарстана.

Газовые методы увеличения нефтеизвлечения по характеристикам коллекторов, условиям их залегания и достигаемым результатам – прирост КИН – могут быть оценены как весьма привлекательные, причем в большей степени – закачка углеводородных газов. Средний прирост КИН

составил 43 % и 87 %, соответственно, при закачке СО₂ и УВ газов. Однако, более высокие вязкости нефтей залежей карбона на месторождениях Татарстана могут быть критическим фактором для их прямого применения. Начатые работы по водогазовому воздействию на Алексеевском месторождении (Муслимов и др., 2007) могут послужить как одно из направлений расширения области применения газовых МУН на залежи вязких и высоковязких нефтей.

Приведенные выше результаты относятся к трем-четырем классически выделяемым направлениям третичных МУН. Они не охватывают некоторые новые технологии, которые находятся на стадии лабораторных экспериментов или опытных работ на месторождениях.

Остановимся на одном из них. Это – закачка щелочных растворов в различных подвариантах (щелочь, щелочь + ПАВ, щелочь + ПАВ + полимеры) в зависимости от состава и свойств нефти и пород пласта на конкретном месторождении (Bryan & Kantzas, 2008; Farouq Ali et al., 1979). Развитие этих методов вызвано тем, что часто горно-геологические условия и свойства нефтей не позволяют применять традиционные технологии. Например, нефти высоковязкие и тяжелые, а закачка теплоносителей (пара) неприемлема из-за малой толщины пластов и большой глубины их залегания.

Для обычных нефтей заводнение с растворами щелочи и ПАВ с целью увеличения КНИ, благодаря снижению межфазного натяжения на границе нефть-вода, является известной технологией. Широкое развитие она не получила, главным образом, из-за дороговизны ПАВ. В новейшей работе (Bryan and Kantzas, 2008) детально исследуются достоинства технологии заводнения с щелочными растворами залежей высоковязких тяжелых нефтей в пластах малой толщины на больших глубинах, для которых применение технологии закачки пара не проходит по критериям. Разработка таких месторождений без применения тепловых методов осуществляется на режимах истощения с очень низкими КИН. В статье подчеркивается о синергетическом эффекте за счет взаимодействия щелочей с кислотами в составе тяжелых нефтей с образованием поверхностно-активных веществ в поровой среде.

Возможными механизмами щелочного заводнения являются: образование эмульсии и вовлечение в процесс фильтрации удерживаемых в поровой среде капель нефти при комплексном эффекте как снижение межфазного на-

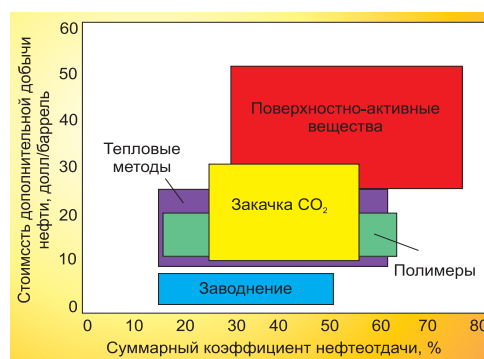


Рис. 1. Соотношение стоимости – результат для основных МУН (по Simandoux и др., 1990).

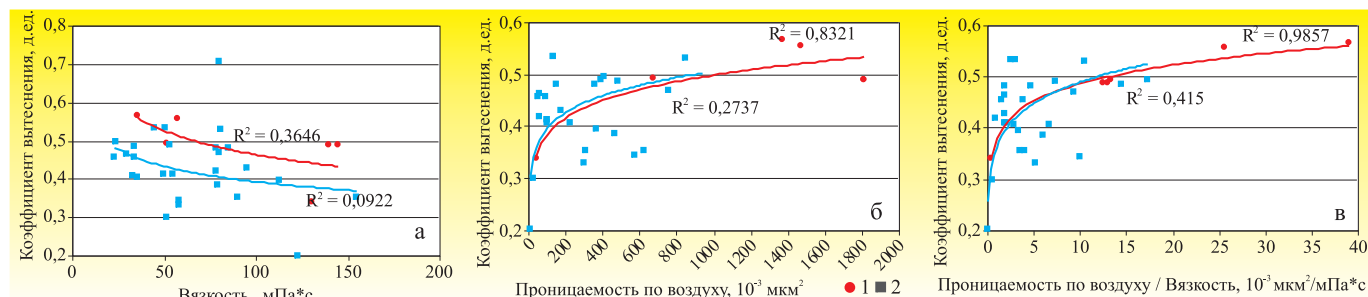


Рис. 2. Зависимости коэффициента вытеснения от вязкости (а), проницаемости (б) и подвижности (в). Коллектор: красным – терригенный; синим – карбонатный.

тяжения и обратимость смачиваемости поровой среды. Соотношение подвижности нефти и вытесняющего агента регулируется путем создания эмульсии «вода в нефти» или «нефть в воде». Для надлежащего обоснования применения технологии щелочного заводнения необходимо выполнить комплекс исследований состава и свойств нефти, пластовой воды и породы коллектора для конкретного объекта. В статье излагаются результаты исследований на примере месторождения Saskatchewan (Канада) с вязкостью нефти при пластовой температуре до 11 – 15 тыс. мПа*с. В качестве водной фазы использовали деионизированную и пластовую (с содержанием 20 тыс. ppm NaCl) воды. В качестве щелочи был выбран карбонат натрия (Na₂CO₃), обладающий буферным эффектом и менее чувствительный к минерализации воды, чем NaOH. В результате реакции щелочи с органическими кислотами в нефти генерируются моновалентные анионные ПАВ. Исследования проводили на 28 образцах керна при различных концентрациях щелочи и с добавлением ПАВ. Снижение межфазного натяжения нефть-вода в зависимости от концентрации щелочи и ПАВ может составлять до 2-х порядков, причем более значительно при использовании не минерализованной воды.

Исследованы условия образования эмульсии типов «нефть в воде» или «вода в нефти». Непрерывной фазой оказывается та часть, в которой более растворимы ПАВы. Наконец, ПАВы, содержащие моновалентные катионы металлов, склонны создавать эмульсию типа «нефть в воде», а поливалентные – типа «вода в нефти».

В пористой среде эти процессы имеют более сложный характер, чем в объеме благодаря взаимодействию жидкой и твердой фаз.

В заключение отмечается, что заводнение щелочное + поверхностно-активные вещества имеет несомненный потенциал для нетермической добычи тяжелых нефтей. Водные растворы щелочь+ПАВ снижают межфазное натяжение нефть-вода, что ведет к образованию эмульсий при нормальных скоростях вытеснения. Последние повышают охват вытеснением благодаря уменьшению отношения эффективной подвижности между водой и тяжелой нефтью. Предпочтительно среду иметь гидрофильной и создавать эмульсию типа «нефть в воде», по крайней мере, в начальном этапе заводнения.

Исследованию эффективности применения щелочей, кислот и эмульсий для извлечения высоковязких нефтей на примере нефтей месторождений Lloydminster (Канада) и Morichal (Венесуэла) посвящена статья (Farouq Ali et al., 1979). Вязкость нефтей на этих месторождениях при пластовой температуре составила, соответственно, 1650 мПа*с (T_{пл} ~ 21,1 °C) и 1600 мПа*с (T_{пл} ~ 56,7 °C). Эффективность

закачки оторочек эмульсий на обоих месторождениях была выше, чем оторочек щелочи или кислоты. Интересное наблюдение заключается и в том, что наиболее значительное снижение межфазного натяжения имело место для нефтей обоих месторождений при pH ≈ 2 и pH ≈ 10 – 12. Для условий месторождения Lloydminster был достигнут коэффициент нефтеизвлечения 30 – 46 %, что выше на 41 – 88 %, чем при заводнении. На месторождении Morichal нефтеизвлечение составило 59 – 65 %.

На месторождении Lawtence планируется проведение опытных работ по закачке состава щелочь+ПАВ+полимер с размещением плотной сетки скважин для быстрого получения практических результатов (в течение 3-4 месяцев) (Moritis, 2008b). 16 лабораторных экспериментов показали, что нефтеотдача увеличится на 21 – 24 %. Далее опыты начнутся на элементах с плотностью сетки скважин около 4 га/скв с ожидаемыми сроками оценки эффективности 12 – 15 месяцев. Благодаря закачке щелочи концентрация закачиваемого ПАВа значительно сокращается, что снижает общие затраты на реализацию технологии и делает проект экономически эффективным.

Действительно, применение эффективных технологий на основе растворов ПАВ оказывалось невостребованным именно из-за их дороговизны. Это видно на Рис. 1 (Weber, 1999) из опубликованной в 1990 г. работы, где приводится сопоставление стоимости дополнительной добычи нефти и достигаемого коэффициента нефтеизвлечения при различных методах увеличения нефтеизвлечения. Видимо, с точки зрения потенциала методов в части коэф-

Параметр	Ед.изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		Пар	Внутрипластовое горение
Вязкость	мПа*с	20 – 5000000 11037	2 – 660 155
Глубина залежи	м	61-1749 509	122 - 2577 1087
Пористость	%	22 – 65 33	17 - 32 25
Проницаемость	мкм ²	0.0001 – 15 2.5	0.01 - 15 2.8
Плотность	кг/м ³	904 – 1014 975	835 - 976 916
Начальная нефтенасыщенность	%	44 – 90 76.2	52 - 94 65.9
Тип коллектора	терригенный	99	60
	карбонатный	1	40
КИН *	доли ед.	0.04 - 0.83 0.47	0.42 - 0.64 0.56
Количество проектов	шт.	102	10
Доля от общ. числа проектов по тепловым методам	%	89.5	8.8

Табл. 3. Диапазон изменения параметров пластов и нефтей для проектов с применением тепловых методов. * – определяется как отношение разности насыщенностей перед началом проекта и после его завершения к значению перед началом.

Параметр	Ед.изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		СО ₂	Углеводороды
Вязкость	мПа*с	0 – 592	0,1 – 1,3
		3,9	0,5
Глубина залежи	м	601 – 3279	1231 – 3353
		1637	2371
Пористость	%	3 – 32	4,25 – 26
		14,6	11,2
Проницаемость	мкм ²	0,0015 – 0,5	0,003 – 5
		0,04	1,09
Плотность	кг/м ³	806 – 979	751 – 893
		856	826
Начальная нефтенасыщенность	%	35 – 89	30 – 98
		49,6	78,2
Тип коллектора	терригенный	62	21
	карбонатный	38	79
КИН *	доли	0,09 – 0,83	0,22 – 0,95
	ед.	0,43	0,87
Количество проектов	шт.	66	34
Доля от общ. числа проектов с примен. газовых методов	%	64,7	33,3

Табл. 4. Диапазон изменения параметров пластов и нефтей для проектов с применением газовых методов. * – см. прим. к Табл. 3.

коэффициента нефтеизвлечения (ось X) диапазоны величин останутся без значимых изменений. Затраты на добычу дополнительной нефти (ось Y) несколько увеличатся из-за общего удорожания материалов и производства в целом, но не настолько, как выросли цены на нефть в последние годы. Это значит, что технологически эффективные проекты станут эффективными и экономическими.

Напомним, что опытные работы по щелочному заводнению, выполненные на Нурлатском нефтяном месторождении в 1992 – 1993 гг. (Муслимов и др., 2002), были оценены технологически эффективными.

Таким образом, для разработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей наряду с традиционными тепловыми методами воздействия активизируются исследования по применению альтернативных комплексных химических методов, основанных на сочетании синергетического эффекта закачки щелочей при соответствующих составах нефтей или щелочей с добавлением малых концентраций ПАВ, или щелочей+ПАВ+полимеров.

2. Особенности применения МУН на месторождениях Татарстана

Значения коэффициентов вытеснения нефти водой для залежей карбона ряда месторождений Татарстана по результатам лабораторных данных обобщены в работе (Бакиров и Бакиров, 2006). По этим данным нами построены зависимости коэффициента вытеснения от вязкости (μ_n), проницаемости и подвижности ($k_{пр} / \mu_n$) для бобриковско-го (терригенный коллектор) и общая для верейского, башкирского и турнейского отложений (карбонаты) (Рис. 2).

Область исследований охватывает диапазон изменения вязкости до 150 мПа*с. Видно, что коэффициенты вытеснения для карбонатных коллекторов ниже, чем для терригенных, и существует тенденция их снижения с увеличением вязкости нефти. Зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости и подвижности для терригенных и карбонатных коллекторов совпали. Возможно, это объясняется качеством анализов, что следует из небольших коэффициентов корреляции. Практически все определения коэффициента вытеснения для карбонатных коллекторов оказываются в интервале 0,3 – 0,5. Нужны такие технологии, чтобы коэффициенты вытеснения, по крайней мере, увеличить в

1,5 – 2 раза, имея ввиду необходимость решения и другой не менее важной задачи – увеличение коэффициента охвата. Для обобщения использованы результаты лабораторных опытов на 363 и 162 ядрах, соответственно, для карбонатных и терригенных коллекторов по 11 месторождениям.

Характерной особенностью для Татарстана является полное отсутствие проектов с эффективными методами теплового и газового воздействия для разработки залежей карбона с вязкими, высоковязкими и тяжелыми нефтями. Традиционное объяснение такой ориентации – малые толщины пластов и большие глубины, что исключает применение паротеплового воздействия, и отсутствие источников широко применяемых в мире газов СО₂.

В настоящее время часто адаптируются испытанные на девонских отложениях различные модификации заводнения, бурение горизонтальных и многозабойных скважин, гидроразрывы пластов и другие физико-химические методы. Однако, проектные коэффициенты вытеснения и, как следствие, нефтеизвлечения остаются низкими.

Разработанные технологии практически ориентированы на обработку призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин с целью их освоения и ввода в эксплуатацию и увеличения коэффициента продуктивности/приместности. Они не являются площадными, как традиционные технологии заводнения или вытеснения паром, газом, внутривластового горения. Часто эти операции ограничены по количеству и носят характер экспериментальных работ. К их числу можно отнести электронагрев призабойной зоны скважины, применение растворителей АСПО, реагентов класса СНПХ, микробиологические технологии СНПХ-ВМС, волновые и термоволновые технологии, термоимпульсионные и гидроакустические методы воздействия и т.д.

Начатые в 1980-е годы опытно-промышленные работы по внутривластовому горению в тех или иных вариантах (залежь 24 Ромашкинского месторождения, Нурлатское и Архангельское месторождения) не нашли развитие лишь потому, что возникающие при этом новые проблемы, например, при подготовке продукции, не стали предметом дальнейших целенаправленных исследований. Опытно-промышленные работы по закачке пара (Ново-Суксинское месторождение) закончились безуспешно из-за нерешенности технических вопросов (термоизолированные трубы, пакера и т.д.). Что касается газовых методов, то попутные углеводородные газы были всегда. Кроме того, газы можно было бы получать путем подземной газификации углей, залегающих в тех же отложениях карбона (Дияшев, 1997). В последние годы, в связи с активным развитием нефтепереработки в республике, видимо, возможны и технологии получения СО₂ путем сжигания кокса из тяжелых остатков.

Заключение

Благодаря повышению цен на нефть в мире вновь активизируются научно-исследовательские, опытно-промышленные работы и стартуют новые проекты по методам увеличения нефтеизвлечения. Судя по результатам обобщения опубликованных данных прироста КИН за счет третичных МУН тепловыми и газовыми технологиями ошеломляющие: от 43 до 87%. Это сигнал к тому, чтобы недропользователи на землях Татарстана при разработке залежей карбона с вязкими, высоковязкими и тяжелыми нефтями повернулись лицом к проблеме повышения нефтеизвлечения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АКВАТОРИАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ КУЙБЫШЕВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Впервые выполнены сейсморазведочные исследования акваториальных частей Куйбышевского водохранилища. Показана возможность применения метода морской сейсморазведки для изучения акваторий рек и внутренних водоемов. Рассмотрены возможности обработки полученных сейсмических данных. Определены основные структурно-тектонические особенности акватории водохранилища и выделены нефтеперспективные объекты в ее пределах.

Ключевые слова: сейсморазведка, акваториальные зоны, временной разрез, отражающий горизонт, структура, нефтепоисковое бурение.

В условиях выработки запасов основных нефтяных месторождений в Татарстане наряду с проблемой нефтеотдачи пластов стоит задача по поиску новых нефтеперспективных объектов. Главная роль в ее реализации, а следовательно, в обеспечении прироста разведанных запасов нефти отводится сейсморазведке и связывается как с ее дальнейшим проведением на уже «опоискованных» площадях, так и с охватом данным методом исследований новых территорий. К категории последних в пределах Республики Татарстан относятся акватории Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ, до сих пор слабо изученных в геологическом и нефтегазоносном отношении. При их создании определенная часть земель была выведена из нефтепоискового процесса, поскольку оказалась недоступной для сухопутных геолого-геофизических исследований.

В 2006 году по инициативе ОАО «Татнефть» впервые в

Республике Татарстан были выполнены сейсморазведочные исследования на акватории Булгарского и Берсутского лицензионных блоков (соответствующих участках акватории Куйбышевского водохранилища) (Рис. 1). Выбор акваториальных зон для изучения сейсмическим методом был предопределен необходимостью решения сразу нескольких задач:

1. Выяснения возможностей применения технологии морской сейсморазведки для исследования акваторий рек и водохранилищ.

2. Картирования в их пределах структурных элементов чехла и фундамента с последующей увязкой с результатами сухопутной сейсморазведки на смежных площадях.

3. Определения особенностей структурно-тектонической дифференцированности участков акваторий в региональном и локальном планах.

Окончание статьи Р.Н. Дияшева «О тенденциях...»

Нельзя мириться с принимаемыми в настоящее время в проектных документах величинами КИН на уровне 20–25 %.

Разработка нефтяных месторождений – процесс продолжительный и капиталоемкий. Поэтому технологические решения на стадии проектирования должны базироваться на результатах серьезных теоретических, лабораторных исследований и разномасштабных опытно-промышленных работ для каждого объекта. Это требует времени и финансовых затрат. Достижение прогресса зависит от степени осознания необходимости выполнения этого комплекса работ руководителями нефтедобывающих компаний и государственных органов республики. Быстрых решений в таком сложном вопросе без активного привлечения разнопрофильных специалистов науки и производства ожидать не приходится.

Литература

Бакиров А.И., Бакиров И.М. О коэффициенте вытеснения. *Нефтяное хозяйство*. №3. 2006.

Дияшев Р.Н. О концепции освоения визейских залежей углей для Волго-Камского региона. *Материалы всероссийской конференции*. Ижевск. 1997.

Муслимов Р.Х., Мусин К.М., Мусин М.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань, «Новое знание». 2002.

Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении.

Сб. научно-технических статей и патентов РФ ЗАО «Алойд». Уфа, изд. «Монография». 2007.

Bryan J., Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery By Alkali-Surfactant Flooding. *JPT*. 2008.

Farouq Ali S.M., Figueroa J.M., Azuaje E.A., Farquharson R.G. Recovery of Lloydminster and Morichal crudes by caustic, acid and emulsion floods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1979. p.53-59.

Gustin Moritis. Illinois basin ASP flooding planned. *OGJ*. 2008. p.39-40.

Guntis Moritis. More US EOR projects start but EOR production continues decline. *OGJ*. 2008.

Leena Koottungal. 2008 worldwide EOR Survey. *OGJ*. 2008.

Weber K.J. The prize – what's possible? *Petroleum Geoscience*. Vol.5. №2. p.135-144.

R.N. Diyashev. EOR trends in the modern world: lessons to learn for producing Carboniferous high-viscosity and heavy oils in Tatarstan.

The paper presents EOR research guidelines for more efficient development of the Carboniferous high-viscosity and heavy oil deposits in Tatarstan.

Key words: high-viscosity, heavy oil deposits, thermal and chemical methods of enhanced oil recovery.

Дияшев Расим Нагимович, советник генерального директора ООО «ТНГ-Групп».

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», ул. Ворошилова, 21. Тел.: (85594)71401.

Рис. 1. Обзорная карта расположения акваучастков Булгарского (А) и Берсутского (Б) блоков.

Участки акватории: 1 - проектные; 2 - фактически отработанные.



Исследуемые акватории расположены в пределах различных структурно-тектонических элементов. Так, участок акватории Булгарского блока в региональном тектоническом плане расположен в зоне сочленения Казанско-Кировского прогиба и западного борта Мелекесской впадины; акватория Берсутского блока – в пределах юго-западного склона Северо-Татарского свода (Рис. 2).

Полевые исследования МОГТ осуществлялись силами ГНЦ ФГУП «Южморгеология» с использованием новейших технических средств для морских наблюдений. Воз-

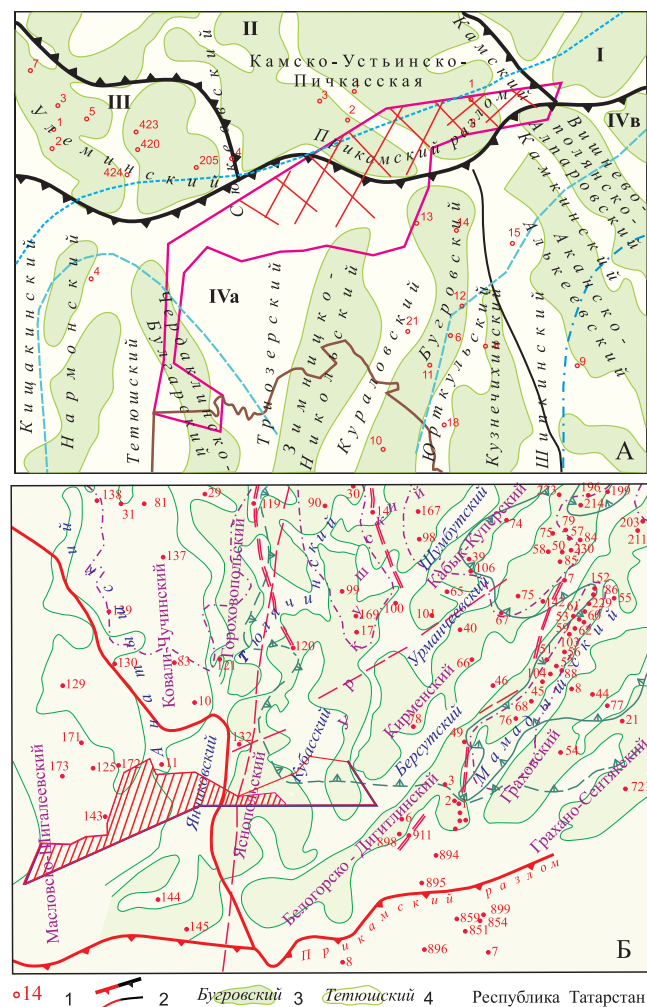


Рис. 2. Схема тектонического строения акваториальных зон Булгарского (А), Берсутского (Б) блоков и прилегающих участков. 1 - глубокие скважины; 2 - границы тектонических элементов I порядка, 3 - структурно-тектонические элементы II порядка (валы, террасы); 4 - прогибы.

буждение упругих колебаний осуществлялось группой пневмоизлучателей «Пульс-6», погруженных в воду на глубину до 1 м, а регистрация сигналов – радиотелеметрической станцией ВОХ фирмы Faier Field Industries (США). В силу специфики проведения морских сейсмических исследований определенная часть изучаемых акваторий оказалась недоступной для изучения этим методом. Это преимущественно мелководная зона акваторий, а также небольшие участки островов. Отмеченные ограничения по возможности применения обуславливают необходимость определенной модификации технологии выполнения морских сейсмических исследований в условиях акваторий рек и водохранилищ.

Обработка и интерпретация полученных сейсмических материалов выполнена в ЦГИ ООО «ТНГ-Групп» на ЭВМ Sun Enterprise 10000 с использованием программных комплексов ECHOS/FOCUS 2D фирмы Paradigm Geophysical и Geo Frame фирмы Schlumberger. Основным результативным документом обработки полевого материала акваториальных зон являлись достаточно информативные временные разрезы, обеспечивающие возможность геологического истолкования кинематических и динамических аномалий сейсмической записи. Интерпретация полученных временных разрезов позволила не только проследить 5 основных регионально выдержанных отражающих границ в осадочном чехле и от поверхности кристаллического фундамента, но и идентифицировать в их волновом поле некоторые структурно-тектонические элементы строения участков акваторий. Структурные построения, выполненные с использованием совокупности геолого-геофизических данных, дали возможность расшифровать тектонические особенности осадочного чехла изученных акваторий и закартировать ряд осложняющих их локальных структурных форм.

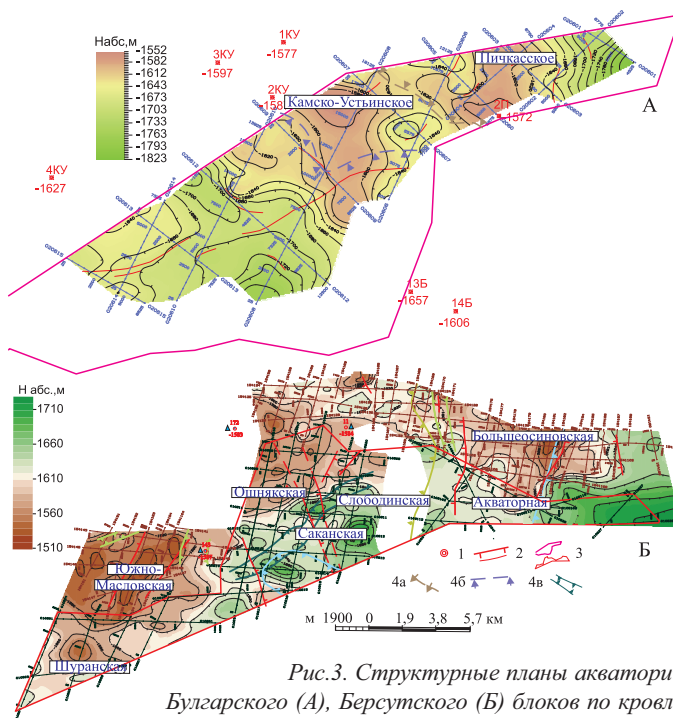


Рис.3. Структурные планы акватории Булгарского (А), Берсутского (Б) блоков по кровле саргаевского горизонта (отражающий горизонт Д). 1 - глубокие скважины; 2 - линии тектонических нарушений; 3 - участки акватории; 4 - предполагаемые границы зон развития осадочных образований: рифей-венда (а), услонской свиты (б) и верейского вреза (в).

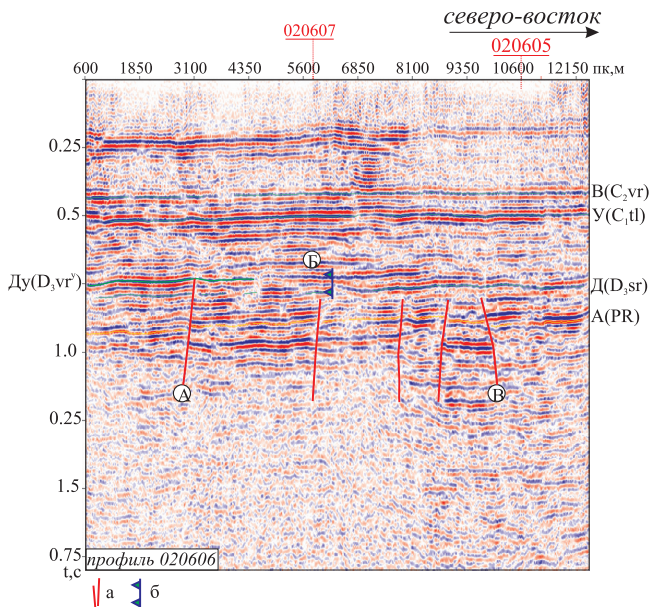


Рис. 4. Отображение в волновом поле акватории Булгарского блока предполагаемых зон: Прикамское глубинное разломо (А), выклинивания терригенных образований услонской свиты (Б) и развития рифей-вендских отложений (В). Предполагаемые: тектонические нарушения (а), граница выклинивания (б).

Основные результаты сейсморазведочных исследований, проведенных в границах конкретных акваучастков, сводятся к следующему.

В пределах акватории Булгарского блока:

1. По отражающим горизонтам карбона и верхнего девона закартированы периклинальные части уже извест-

ных Камско-Устьинской и Пичкаской структур (Рис. 3а). Отмечены особенности зоны их сопряжения. В связи с достаточно редкой сетью сейсмических профилей (плотность 0.4 пог.км на 1 кв.км) структурно обособленных локальных поднятий на данном участке не выявлено.

2. На основе анализа временных разрезов с различным характером сейсмической записи, отмеченной ниже временного интервала регистрации палеозойских отражений (В, У, Д), впервые для данного региона выделен предполагаемый участок локального распространения рифей-вендских осадочных образований, заполняющих Алькеево-Пичкаский грабен и вскрытых в скв. 2 Пичкаской (Рис. 4).

3. В девонском интервале разреза фрагментарно прослежен отражающий горизонт Ду, предположительно, стратиграфически приуроченный к терригенным отложениям услонской свиты. Намечена зона их выклинивания в пределах исследованного участка (Рис. 4).

4. Определено предполагаемое положение Прикамского глубинного разлома, являющегося региональным граничным тектоническим элементом в зоне сочленения Казанско-Кировского прогиба и западного борта Мелекесской впадины.

В пределах акватории Берсутского блока:

1. Более плотная сеть сейсмических профилей (в среднем 1.1 пог.км на 1 кв.км) дала возможность впервые закартировать 5 локальных структур, одна из которых (Ошнякская) может быть рекомендована под поисковое бурение. Нефтеперспективность структуры подчеркивается ее нахождением в зоне увеличенной мощности терригенного девона и на борту грабенообразного прогиба (Рис. 3б, 5).

2. На временных разрезах отмечены участки аномальной записи, предположительно, связанные с верейскими врезами (Рис. 5).

Таким образом, в результате первых сейсморазведочных исследований, выполненных на двух участках акватории Куйбышевского водохранилища, показаны возможности:

1. Применения метода морской сейсморазведки для изучения акваторий рек, внутренних водоемов и получения при этом достаточно кондиционного сейсмического материала.

2. Обработки сейсмических данных, зарегистрированных в условиях акватории, и получения информативных временных разрезов.

3. Определения основных структурно-тектонических особенностей акваториальных зон и их оценки с точки зрения наличия нефтеперспективных объектов.

V.U. Bulgakov, T.S. Salikhova, S.G. Agafonov. First results of seismic prospecting in the Kuibyshev water storage.

Seismic prospecting has for the first time been applied in the Kuibyshev water storage. The paper shows how marine seismic survey can be used to study rivers and inland water reservoirs.

Key words: seismic prospecting, water storage, reflecting horizon, structure, exploratory drilling.

Булгаков Владимир Юрьевич, начальник группы центра «Геоинформ» ООО «ТНГ-Групп»
 Салихова Т.С., ООО «ТНГ-Групп»
 Агафонов С.Г., ООО «ТНГ-Групп»
 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», ул. Ворошилова, 21, Тел. (85594) 77536.

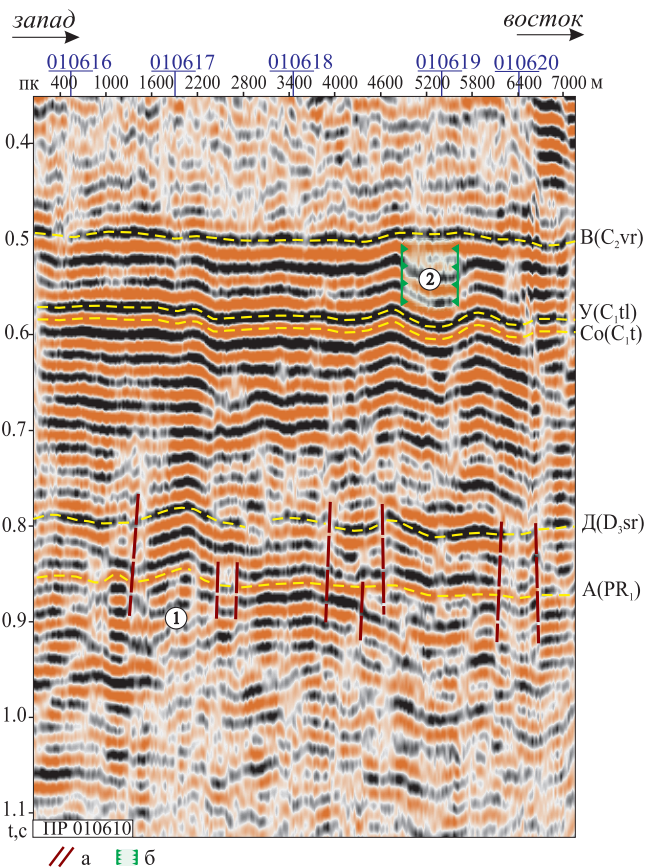


Рис. 5. Отображение в волновом поле Берсутского блока Ошнякской структуры (1) и зоны развития верейского вреза (2). Предполагаемые: тектонические нарушения (а), верейский врез (б).