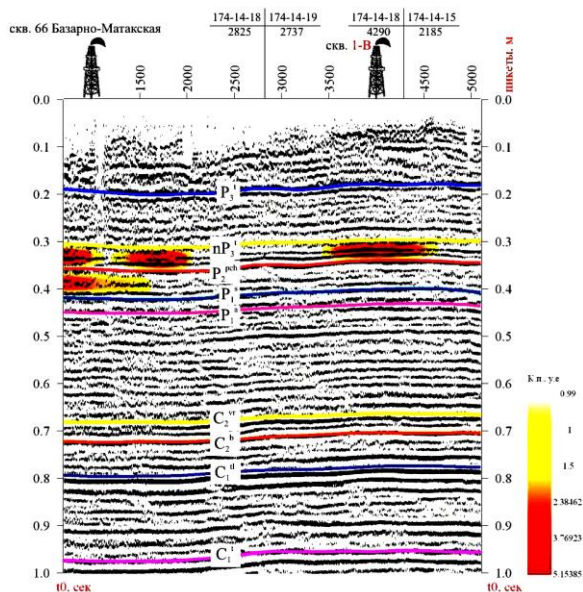


ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТАТНЕФТЬ»
ТАТАРСКОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДНОЕ УПРАВЛЕНИЕ



**Сборник тезисов докладов молодежной научно-
практической конференции
Проблемы поисков и разведки нетрадиционных
запасов из нетрадиционных коллекторов**



ББК 26.3(Тат)

УДК 550.8

С23

С23 Сборник тезисов докладов молодежной научно-практической конференции «Проблемы поисков и разведки нетрадиционных запасов из нетрадиционных коллекторов». [Электронное издание]. – Казань: Изд-во АН РТ, 2017. – 98 стр.

ISBN 978-5-9690-03

В настоящем сборнике представлены тезисы докладов молодых специалистов ПАО «Татнефть», а также молодых ученых К(П)ФУ и АГНИ по актуальному для нефтяных компаний направлению – поиску и разведки нетрадиционных запасов из нетрадиционных коллекторов.

Сборник имеет большое прикладное значение для широкого круга специалистов в области геологии, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

ISBN 978-5-9690-0361-3



ISBN 978-5-9690-03

© Коллектив авторов, 2017

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В
ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЕ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-
АШАЛЬЧИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ СВН**

Адгамова Г.Ш., Гатауллин Р.И., Гринько Ю.А.

Татарское геологоразведочное управление

На Южно–Ашальчинском месторождении в эксплуатации задействовано 26 пар горизонтальных скважин. В соответствии с технологией, две горизонтальные скважины размещаются на расстоянии 5-6 м одна над другой. В верхнюю скважину закачивается пар, который поднимается к кровле пласта, образуя камеру и разогревая вязкую нефть.

В пласте происходит гравитационная сегрегация свободного газа, который, перемещаясь в верхнюю часть залежи через разуплотненную и пористую среду, приводит к росту газонасыщенности верхней части пласта.

Углеводородные газы приповерхностной части осадочной толщи в своем качественном и количественном составе могут формировать различные ассоциации углеводородных компонентов, генезис которых обусловлен не только естественными процессами глубинного источника от залежи, зависящими так же от геолого-тектонических условий, характеризую интенсивность процессов восходящей миграции газовых компонентов («газовое дыхание недр»), но и от сингенетичных преобразований, связанных с тепловым воздействием.

В июне 2016 года выполнен первый этап мониторинговых геохимических исследований по изучению особенностей приповерхностного газового фона в контуре и за пределами Южно-Ашальчинского месторождения, пробурено 66 шурфов, отобрано 132 пробы шлама. Геохимические шурфы разбуривались по профилям, расположенным вдоль и в крест простирания залежи. Из каждого шурфа было отобрано по две пробы шлама.

После дегазации и хроматографического анализа определялось количественное и качественное содержание углеводородных (УВ) компонентов ряда C_1 - C_8 .

На разрабатываемой залежи СВН Южно-Ашальчинского поднятия, в перекрывающих залежь отложениях, отмечается фильтрационно-диффузионная миграция газообразных и парообразных углеводородов.

В качестве фоновых концентраций углеводородных компонентов приняты минимальные значения геохимических показателей проб, которые совпали со значениями за пределами контура.

По результатам проведенных геохимических исследований сделаны следующие выводы:

1. Концентрации углеводородных компонентов внутри и за контуром участка отличаются.

2. Основной вклад в состав аномальных концентраций внутри контура залежи СВН вносят тяжелые углеводороды C_5 - C_6 и C_7 - C_8 , за контуром метан является газообразующим компонентом.

3. В составе выделяющихся газов присутствуют непредельные углеводороды нетипичные для попутных нефтяных газов, аномальные области концентрации которых совпадают с полями повышенного газообразования алкановых углеводородов. Наличие алкенов в попутных газах может служить индикатором определенного прогрева при ПТВ.

4. Максимальные проявления аномальной концентрации УВ наблюдается над горизонтальными скважинами северного и центрального участка, менее интенсивно в южном участке залежи СВН.

Высокие концентрации УВ ряда C_1 - C_8 в центральной части залежи СВН, связаны вероятно с небольшой глубиной залегания нефтенасыщенного пласта, с максимальными толщинами залежи СВН, с повышенной проницаемостью перекрывающих залежь пород глинистых отложений за счет тектонического воздействия проявляющегося на поверхности руслом реки Шешма.

Контроль над разработкой битумной залежи геохимическим способом представляется выбором, из общего набора компонентов, маркеров – индикаторных геохимических параметров и изучением в динамике их качественного и количественного изменений во времени и пространстве.

Дальнейшие мониторинговые наблюдения второго этапа газо-геохимических исследований на Южно-Ашальчинской залежи СВН

позволят оценить динамику вовлечения нефтенасыщенного пласта в процесс паротеплового воздействия и направления распространения паротепловой камеры.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ (СВН) НА ОСНОВЕ НОВОГО ПОДХОДА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Биглов Р.Р., Шайхутдинов Д.К.

Институт «ТатНИПИнефть»

В связи с интенсивным развитием освоения залежей СВН Республики Татарстан возникает необходимость повышения качества моделирования, снижения рисков при проектировании горизонтальных скважин, повышения эффективности разработки залежей и совершенствования методики построения геологических моделей этих залежей для условий шешминского горизонта. Наличие большого количества оценочных скважин с исследованиями керна по всему разрезу, исследований ГИС, совместная работа геологов и гидродинамиков позволили разработать новый подход к построению геологических моделей залежей СВН шешминских отложений Республики Татарстан. Методика учитывает следующие основные подходы.

1. Использование данных исследования керна, результатов интерпретации ГИС в комплексе позволяет повысить точность параметров пласта и уменьшить риски неверной геологической оценки строения залежей. Данные исследования керна и ГИС имеют различные преимущества и недостатки, поэтому при решении геологических задач требуется набор исходных данных, способных наиболее достоверно ответить на поставленные вопросы. При выделении литотипов целесообразно опираться на данные каротажных кривых в силу их непрерывной характеристики по всему разрезу скважины, так как при отборе керна может возникать погрешность привязки его к разрезу.

2. В шешминском горизонте уфимского яруса, содержащем основные запасы СВН, выделяются нижняя – песчано-глинистая (P_{2u2}^1) и верхняя – песчаная пачки (P_{2u2}^2). При построении геологической модели в процессе корреляции кровля уфимского яруса по данным ГИС

проводится по подошве «лингуловых глин» казанского яруса. Продуктивная толща шешминского горизонта представлена рыхлым песчаником насыщенным и сцементированным битумом. Ниже отложения представлены переслаивающимися плотными глинами, алевролитами, песчаниками, известняками, мергелями. Для них характерны слабые нефтепроявления, не представляющие промышленного интереса, поэтому за нижнюю границу геологической модели принимается кровля нижней песчано-глинистой пачки шешминского горизонта уфимского яруса.

3. На месторождениях СВН выявлена значительная изменчивость положения водонефтяного контакта на небольших расстояниях, что требует выделения отметок ВНК в каждой скважине. Определение положения ВНК с использованием только данных ГИС является недостаточно достоверным, ввиду наличия в пласте включений, искажающих значения КС. Необходимо рассматривать данные ГИС и исследования керна в комплексе. Выделенный на основе данных керна ВНК на кривых ГИС выражается в повышении значений ННК и постепенном падении кривой КС, однако, данная закономерность прослеживается неоднозначно. Используя параметры пористости и весовой нефтенасыщенности, расчетным путем определяются величины объемной нефтенасыщенности (K_n), позволяющие установить граничные значения для проведения ВНК.

4. При построении геологических моделей залежей СВН необходимо уделять должное внимание направлению трехмерной сетки и ее размерности. Предпочтительным является расположение трехмерной сетки таким образом, чтобы при фильтрационном моделировании течение флюидов происходило преимущественно вдоль направления линий сетки. Такой подход к построению геологических моделей позволяет экономить время выполнения гидродинамических расчетов от 15 до 50%. В регионах, где расположение трехмерной сетки параллельно течению флюидов не является возможным, возникает необходимость в измельчении трехмерной сетки и увеличения процессорного времени выполнения расчетов.

5. Разработка концептуальной модели осадконакопления казанских и уфимских отложений позволяет учитывать основные законы распределения свойств пласта по простиранию и по разрезу. В соответствии с концепцией барового происхождения залежей СВН шешминского горизонта при построении карт и выборе вариограмм учитывается преимущественное распространение свойств залежей с Северо-Западного к Юго-Восточному направлению.

Апробация разработанной методики построения геологических моделей будет начата в текущем году, что позволит повысить качественный уровень анализа выработки запасов, прогнозирования распространения паровой камеры и оптимизации системы разработки залежей СВН.

МЕТОДЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИНТЕГРАЛЬНЫХ И ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Габдрахманов А.Т.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Анализ первых 10 лет активной разработки нефти и газа низкопроницаемых сланцевых толщ показал, что данные энергоносители становятся новым ресурсом, способным оказывать значительное влияние на мировой энергетический рынок. Кроме США, разведка нефти и газа из сланцевых формаций активно проводится в ряде стран Европы и в Китае. В Китае планируется довести добычу газа из сланцевых толщ до уровня 80 млрд м³ к 2020 г.

Что касается доманиковых отложений, для Республики есть перспективы для разработки как по объёму исследуемых запасов, так и с точки зрения улучшения показателей выработки запасов.

В данной работе были использованы интегральные методы исследований, такие как спектрофотометрические, рефрактоденсиметрические методы, а так же лабораторные методы, основанные на анализе нефти методом деления – хроматографические.

Для спектрофотометрических, хроматографических и исследований на ИК-Фурье спектрометре необходимо получение обезвоженной нефти, отсутствие воды. Необходимо отметить, что даже небольшое содержание воды при исследованиях на ИК-Фурье спектрометре с использованием окон из KBr, имеющих наибольшее пропускание в инфракрасном диапазоне, чревато не только сильным искажением результатов, но и порчей данных окон. А результаты спектрофотометрических и рефрактометрических исследований могут быть сильно искажены даже при небольшом присутствии воды в пробе. Поэтому важно достичь глубокой степени обезвоживания проб нефти. Разделение воды от нефти производилось без теплового и химического

воздействия, что важно для проводимых нами лабораторных исследований. Методика заключается в специально подобранном (для добываемых флюидов доманиковых отложений) режиме центрифугирования. Центрифуга оснащена функцией поддержания постоянной температуры, а пробирки герметичны.

Реализовано несколько ступеней проверки качества пробоподготовки в лаборатории. Во-первых, достаточная глубина обезвоживания подтверждается визуально – получением янтарно-чистого раствора 1% нефти в толуоле. Во-вторых, как обезвоженная нефть, так и его раствор в толуоле наблюдался в окуляре микроскопа 10х. на предмет наличия глобул воды. В-третьих, была разработана методика, согласно которой при наличии воды в пробе нефти появляются соли, фиксируемые в поляризационном микроскопе.

Изучение колебательных спектров неорганических соединений, к которым относятся спектры в инфракрасной области, позволяет получить значительную информацию о строении, составе, взаимодействии структурных единиц, составляющих вещество как в твердом состоянии (кристаллическом или аморфном), так и в растворе, то есть о структурных связях. В нашем случае анализируются жидкие вещества. В лаборатории кафедры РиЭНГМ АГНИ были проведены серии опытов по изучению спектров нефти в ИК области. Были сняты спектры при различной длине оптического пути, и при различных концентрациях.

Также были получены спектры поглощения нефти доманиковых отложений в БИК и УФ диапазоне. Спектры были обработаны с использованием также математических преобразований. Было установлено, что полученные спектры нефти доманиковых отложений обладают характерной особенностью, что будет показано в докладе.

Рефрактометрические исследования являются разновидностью оптических методов исследований, хотя по физическим основам отличается от, например, спектрофотометрических исследований. Преимуществом рассматриваемого в данной работе рефрактометрического метода идентификации является то, что аппаратное оформление метода не требует значительных затрат и длительной специальной подготовки лаборантов или операторов. Данные результатов анализа нефти доманиковых отложений были нанесены на идентификационную карту точек, соответствующих гомологическим рядам (n-алканы, n-алканола, n-алкиламещенные бензолы) и выявили характерные особенности.

В результате проведения работ также было оценено содержание линейных алканов, алканов с четным и нечетным количеством углерода в молекуле, содержание пристана и фитана, а также металлопорфиринов. Результаты различных видов анализа не противоречат друг-другу: спектрофотометрические исследования подтвердили выводы, сделанные в результате анализа хроматографических данных и расчёта отношения концентрации фитана к пристану.

КОМПЛЕКСНЫЕ МОНИТОРИНГОВЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА РАСПРОСТРАНЕНИЕМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПАРОВОЙ КАМЕРЫ ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВН

Дергунов И.В.

Татарское геологоразведочное управление

Целью работы является определение целесообразности мониторинга посредством геофизических и геохимических методов на примере Южно-Ашальчинского месторождения.

На Южно-Ашальчинском месторождении в эксплуатации 26 пар горизонтальных скважин. В соответствии с технологией, две горизонтальные скважины размещаются на расстоянии 5-6 м одна над другой. В верхнюю скважину закачивается пар, который поднимается к кровле пласта, образуя камеру и разогревая вязкую нефть. В процессе теплообмена, прогревается верхняя часть пласта, пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести.

Георадиолокационные исследования основаны на излучении электромагнитных волн и приеме сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различные электрофизические свойства. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакт между сухими и влагонасыщенными грунтами, контакты между породами различного литологического состава.

Ранее, электромагнитное исследование на Южно-Ашальчинском поднятии было выполнено в июне 2012 года с целью

определения эффективности метода при изучении верхней части осадочного чехла и корреляции геологического разреза, построения структурных карт по выдержанным отраженным границам электромагнитного импульса кровли нижнеказанского подъяруса и кровли уфимского яруса, выделения нефтенасыщенных пластов в пределах песчаной пачки уфимского яруса. В 2012 году было отработано 6 георадарных профилей.

В 2016 году георадарные исследования проведены на 8 георадарных профилях. Основные маршруты спланированы по профилям 2012 года. Для увеличения детальности исследований было добавлено 2 дополнительных профиля.

Был проведен расчет и сравнение скоростей распространения электромагнитного импульса в нефтенасыщенном пласте в естественных условиях (2012 г.) и условиях, обусловленных факторами паротеплового воздействия (2016 г.).

Скорость электромагнитной волны напрямую зависит от величины диэлектрической проницаемости среды. Области ПТВ характеризуются увеличением диэлектрической проницаемости, что на временном разрезе фиксируется увеличением времени прохождения сигнала до нижней границы пласта и изменением его формы.

Динамический анализ включал в себя сопоставление скоростей, полученных в контрольных точках в интервале нефтенасыщенного пласта и сравнение амплитуд отдельных отражений по всему разрезу. Построены карты скорости распространения электромагнитной волны 2012 г. и 2016 г. и карта разницы интервальных скоростей.

Определение невязки между первоначальными георадиолокационными замерами (2012 г.) и текущими (2016 г.) проводилось посредством разницы скоростных параметров распространения электромагнитного импульса в нефтенасыщенном пласте. Анализ показал, что среднее уменьшение скорости распространения электромагнитной волны в контрольных точках составляет около 29 %. Максимальные изменения скорости совпадают с расположением стволов горизонтальных скважин.

В ходе работ было проведено обследование участка методом геохимического опробования. В процессе ПТВ в пласте происходит гравитационная сегрегация свободного газа, который, перемещаясь в верхнюю часть залежи через разуплотненную и пористую среду, приводит к росту газонасыщенности верхней части пласта. Под действием силы тяжести углеводородные соединения меньшей плотности всплывают в верхнюю часть залежи. Таким образом,

создаются условия для формирования интенсивного фильтрационно-диффузионного газового потока.

На первом этапе геохимических исследований пробурено 66 шурфов, отобрано 132 пробы шлама. После дегазации и хроматографического анализа определялось количественное и качественное содержание углеводородных (УВ) компонентов группы С1-С8. Обследование участка методом геохимического опробования включает использование приёмов статистической обработки.

Концентрации УВ компонентов внутри и за контуром залежи отличаются. Внутри контура отмечается преобладание высокомолекулярных углеводородов ряда С5-С6 и С7-С8. За контуром метан является газообразующим компонентом.

В работе также проведены экспериментальные исследования методом ядерно-магнито-резонансной томографии аппаратурой «NUMIS-PLUS» и электроразведочные исследования методом вертикального электрического зондирования, направленные на определение зон в пласте с уменьшенной вязкостью битумов.

Последующие мониторинговые наблюдения на Южно-Ашальчинской залежи СВН позволят оценить степень вовлечения нефтенасыщенного пласта в процесс паротеплового воздействия и направление распространения паротепловой камеры.

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РТ

Емельянов В.В.

НГДУ «Прикамнефть»

Ключевой стратегической целью деятельности компании является поддержание и наращивание объемов добычи нефти как основного условия обеспечения финансово-экономической стабильности. В условиях значительной выработанности основных крупных месторождений и значительного пробуренного фонда скважин, одной из актуальных задач является увеличение ресурсной базы углеводородного сырья, в том числе за счет нетрадиционных коллекторов, ранее классифицировавшимися как неколлекторы. Решение руководства страны о создании на территории деятельности

ПАО «Татнефть» полигона под названием «Доманик», по разработке доманиковых отложений, свидетельствует о том, что данные отложения, в том числе аналоги («бажениты» и т.п.) являются одними из наиболее перспективных для увеличения как ресурсной базы, так и наращивания объема добычи нефти, в целом по стране.

Широкое применение в США гидравлического разрыва пласта и горизонтального бурения направлено на добычу нефти и природного газа из ранее недоступных сланцевых пластов. Этот процесс был назван «сланцевой революцией». Только за последние несколько лет, добыча нефти в США (традиционной нефти, добыча которой всего десять лет назад находилась в окончательном упадке) начала быстро расти и в значительной степени благодаря нефти, добытой из сланцевых пластов (tight oil).

Итак, какие на сегодняшний день существуют проблемы при разработке доманиковых отложений. Во-первых, практически полное отсутствие проницаемости доманиковых пород. Во-вторых, как следствие, низкие значения дебита и накопленной добычи. В-третьих, нет методики по поиску, разработке данных отложений, выделению по данным ГИС коллекторов данного типа.

До сих пор доманиковые отложения считались неколлекторами и внимание на себя обратили недавно, в связи со «сланцевым бумом». Несмотря на то, что про нефтенасыщенность доманиковых пород было известно уже несколько десятилетий назад, однако нет практически никаких существенных наработок в данном направлении.

Целью данной работы является попытка поиска закономерностей и ответов на вопросы образования и распространения залежей нефти саргаевского горизонта на территории северо-востока РТ.

Основанием для проведения работы и анализа послужили полученные притоки нефти с рассматриваемого горизонта на двух разведочных скважинах, находящихся на значительном расстоянии друг от друга, а также ранее осуществлявшаяся добыча с пород доманикового горизонта.

В рамках программы опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей нефти доманиковых отложений ПАО «Татнефть», на скважинах проведены матричные большеобъемные кислотные обработки пласта-коллектора, где давление закачки не превышало давления разрыва породы. На стадии проектирования БОПЗ совместно с институтом «ТатНИПИнефть» на образцах керна, проведен

подбор оптимального кислотного состава, моделирование самого процесса и т.д. (рисунок 1).

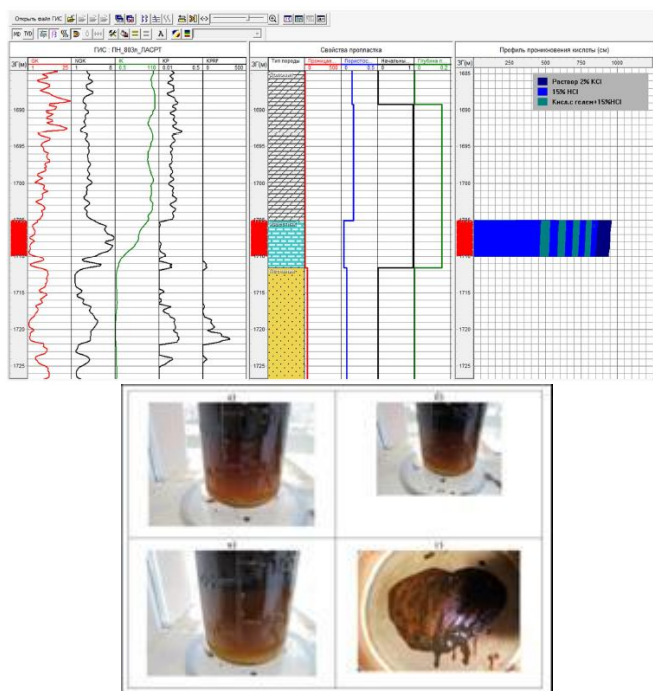


Рисунок 1. Моделирование процесса БОПЗ. Результаты смешения кислотных составов с глубинными пробами нефти.

После проведения БОПЗ дебит на скважине увеличился в 10 раз. Произведен подсчет запасов нефти, которые составили НГЗ-172 тыс.т., НИЗ-34 тыс.т. На основании этого в 2015 г. произведены работы по доизучению сейсморазведкой 3D, а также заложена разведочная скважина в пределах поднятия.

Помимо отложений саргаевского горизонта, огромный интерес также представляют коллекторы в мендымском и доманиковом горизонте, однако в данной работе детального их описания не будет.

НГДУ «Прикамнефть» имеет опыт разработки отложений мендымского и доманикового горизонтов и получены притоки нефти на некоторых месторождениях. В частности, наибольшее количество

нефти добыто в пределах бортовой зоны ККСП, на Бастрыкском, Зычешском, Елабужском, Бондюжском месторождениях.

На основании проведенной работы и анализов, сделаны выводы о перспективности разработки карбонатных коллекторов саргаевского горизонта на территории северо-востока РТ. Найдены некоторые закономерности формирования залежей нефти, выделены наиболее перспективные участки на месторождениях, требующих испытания, предложены ГТМ, позволяющие вести наиболее полную и оптимальную выработку запасов нефти.

За большой период изучения доманиковых отложений накоплен значительный фактический материал, обобщение и переинтерпретация которого на основе современных технологий и достижений геологической науки должны позволить понять природу феномена и перейти от этапа его хаотического разбуривания к высокоэффективному, научно-обоснованному прогнозированию, оконтуриванию и освоению продуктивных зон. Ожидаемые результаты позволят сконцентрировать ГРП на высокоперспективных участках, отличающихся улучшенными фильтрационными свойствами и, соответственно, повышенными добычными возможностями скважин. Кроме этого, будут геологически обоснованы технологические решения к эффективному освоению нефтяного потенциала доманиковых отложений.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕЙ

Зайнетдинов Р.Р.

НГДУ «Альметьевнефть»

К программному продукту по идентификации межскважинных проводимостей отнесены два алгоритма обработки и анализа данных о работе скважин. Созданный помощник в работе геолога основан на нейросетевой модели и адаптивно-разностном алгоритме большого объема данных, генерируемых инфраструктурой месторождения.

Однако возникает проблема объема данных. Причины разнородны – это большой фонд скважин, 70 лет разработки и ограниченные человеческие ресурсы для работы с этими данными. Традиционно пробел в промысловых знаниях у нас в четком

распределении степени взаимовлиянии скважин и свойств межскважинных интервалов, необходимых для оперативного управления режимами работы скважин.

Оперативное регулирование можно отнести к гидродинамическим методам интенсификации выработки остаточных запасов. Основной целью его применения является снижение темпов обводнения продукции скважин. Источником обводнения при разработке месторождения с применением заводнения преимущественно является закачиваемая вода. Следовательно, для эффективного применения данного метода в условиях опережающего обводнения, необходимо знать взаимозависимость в системе добывающих и нагнетательных скважин.

Множество различной информации поступает с месторождения. Все эти данные по мере движения от источника регистрации на каждой единице оборудования и до конечной базы данных агрегируются, усредняются и после интерпретации общее их количество в итоге сокращается. Так формируется основной архивный объект НГДУ- геологический отчет. Однако, для нас интерес в качестве источника информации для анализа предоставляют и высокочастотные данные, поступающие непосредственно с «поля». Анализировать их позволяют математические методы для практически моментальной обработки высокодискретных первичных промысловых данных. Анализируемый период составляет 3-6 месяцев, но, благодаря высокой частоте замеров - характеризуется высокой чувствительностью.

Возможности, открываемые нейросетевым анализом в повседневной работе геолога находят применение при:

А) Планировании мероприятий на восстановление потерь дебита при опережающем обводнении. За счет чего? – за счет обоснованного, а не интуитивного выбора объектов нестационарного заводнения.

Б) Оценке взаимовлияние скважины, для чего высокочастотные данные лучше подходят, чем ежемесячные, т.к. на практике время прохождения волны давления от добывающей к нагнетательной скважине составляет менее месяца.

В) Адресном регулировании закачки для необходимой корректировки Рпл.

Работа алгоритмов заключается в систематизации подхода, аналогичного «ручному» анализу графиков. Автоматически фиксируется отклонение в работе нагнетательной скважины и оценивается, через сколько времени и насколько интенсивно произошли

отклики в работе добывающих скважин, и было ли влияние как таковое (дебит, давление, нагрузка и т.д.). Необходимо отметить, что поиск зависимостей можно производить по любому количеству скважин и искать зависимости по динамике любых параметров, характеризующих их эксплуатацию.

Эти принципы вошли в основу математической модели, позволяющей выбирать группу или отдельные скважины, и задавая параметры эксплуатации, найти взаимосвязи между выбранными скважинами, рассчитывая относительные значения этих зависимостей от 0 до 1. Данный параметр характеризует относительное распределение закачиваемого флюида. Отрабатыв технологию на высокоавтоматизированных участках, мы протестировали программу на анализ уже исторических данных (из геологического отчета) тех же участков, подтвердив принципиальную возможность анализа исторических данных на нейросети.

В итоге разработанные алгоритмы нейросетевого и адаптивно-разностного анализов можно определить как вспомогательное средство в работе промыслового геолога, направленное на снижение рисков человеческого фактора, предотвращение ошибок и снижение интуитивного подхода. Являясь по своей сути упрощенным аналогом отдельных функций гидродинамических моделей без необходимости наращивания степени автоматизации объекта.

Оценивая результаты пробного внедрения как положительные, планируем дальнейшее развитие в тиражировании на не охваченные автоматизацией участки разработки.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА СИРЕНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Калимуллин А.М., Сафаров А.Ф.

Институт «ТатНИПИнефть»

В настоящей работе исследуется возможность восстановления условий формирования бобриковского горизонта Сиреневского месторождения по каротажным диаграммам и сейсмическим данным.

Реконструкция фациальных условий осадконакоплений проводилась по электрометрическим моделям фаций В.С. Муромцева

[1]. Разработанная система диагностических признаков дает возможность устанавливать фациальную природу осадка не только в результате изучения горных пород, но и по их электрометрическим характеристикам. Для каждой фации отложений характерна особая, только ей свойственная форма аномалий кривой ПС – электрометрическая модель фаций. Форма кривой ПС содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать строение и мощность изучаемых отложений.

Обобщение материалов керна в комплексе с детальным изучением каротажных диаграмм позволило выявить, что формирование группы пластов бобриковского горизонта произошло в прибрежной части морского бассейна (рисунок 1).

К данной работе были использованы каротажные диаграммы (кривые ПС) из 35 скважин и построены электрофации каждой скважины бобриковского горизонта. Кровля и подошва кривой ПС отсекались по всему распространению рассматриваемого пласта. После выделений электрофаций, кривые ПС были расположены на кровле бобриковского горизонта (рисунок 1). Учитывая электрометрические модели Муромцева и, проанализировав формы и составляющие элементы аномалии ПС, выделены 8 зон обстановок осадконакопления. Как показано на рисунке 1, цвета сопоставляются с условиями формирования продуктивных толщ на территории морского бассейна

Согласно проведенному анализу, формирование песчаных осадков в бобриковское время, на исследуемом месторождении, осуществлялось путем разноса обломочных частиц, поступающих с суши, вдоль береговых линий и привноса их волнами с более глубоких участков морского дна. Основным источником сноса являлась Миллеровско- Тормосинская суша- возвышенная равнина, сильно денудированная и пенепленизированная [2]. Наибольшее накопление песчаного материала происходило в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов в районе выхода волн на мелководье, в зоне их разрушения (вдольбереговые валы, бары) и в зоне выхода волн на берег (пляж). Привнос осадков осуществлялся с дальней части моря и преимущественно, с северной части континентальной аккумулятивной равнины.

Отложения характеризуются сложным неоднородным строением, как по площади, так и по разрезу. Продуктивные толщи развиты в северо-восточной и в юго-восточной части месторождения, в виде отдельных песчано-алевролитовых тел, имеющих меридиональное

простираение. Литологически породы представлены неравномерным переслаиванием среднезернистых песчаников и известковистых алевролитов. Основные песчаные тела отмечаются в западной части месторождения.

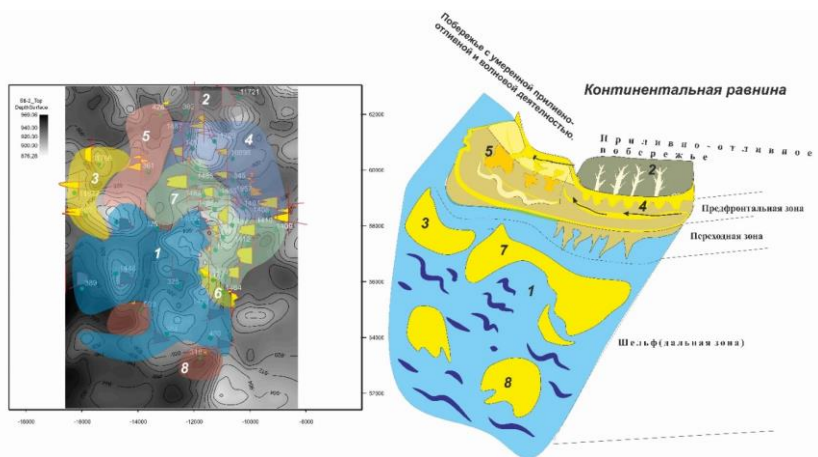


Рисунок 1. Пространственное распределение зон осадконакоплений. 1 – забаровые лагуны и вдольбереговые промоины, 2 – внутренняя, глинистая часть поймы, 3 – устьевый бар, 4 – вдольбереговой бар (регрессивного типа), 5 – головные части разрывных течений, 6 – песчаные тела(валы) приливных течений на шельфе, 7 – барьерные острова, 8 – штормовые песчаники

В ходе выполнения локального анализа,- обобщение карты остаточных запасов с детальным изучением фациальных особенностей бобриковского горизонта, позволило решить вопрос о более эффективном и экономном размещении добывающих скважин в рассматриваемых отложениях.

Таким образом, фациально-седиментологические условия формирования бобриковского горизонта обусловили достаточно высокую расчлененность разреза и сложную морфологию коллекторов внутри песчано-алевритовых тел.

Литература

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

2. Яриков Г.М. Каменноугольные отложения северо-западного обрамления Прикаспийской впадины и перспективы их нефтегазоносности: автореферат, дис.. д-ра геол-минералог.наук.Л.,1973. 51с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНДИКАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ АКТИВНОСТИ ЭКЗОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПОИСКАХ И ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЧЕРЕМШАНО-БАСТРЫКСКОЙ ЗОНЫ

Камартинов Р.С.

НГДУ «Ямашнефть»

Месторождения СВН в пределах ЧБЗ приурочены, в основном, к уфимским и казанским отложениям пермской системы, экзогенными процессами которой и контролируются условия образования, сохранности и, следственно, разработки этих залежей СВН.

Эндогенные (внутренние, тектонические) и экзогенные (внешние, денудационные) процессы протекают параллельно, наблюдается тесная связь между дневной поверхностью и недрами. Восходящие тектонические движения создают положительные формы рельефа, а эрозионные (денудационные) процессы разрушают их.

Для характеристики залежей сверхвязких нефтей исследуемой территории проведено ландшафтно-индикационное дешифрирование крупномасштабных аэроснимков, структурное дешифрирование и линейментный анализ топографических карт.

Для выделения участков активизации экзогенных процессов была построена карта геодинамики экзогенных процессов Черемшано-Бастрыкской зоны. Поднятия СВН, расположенные на территории ЧБЗ, были ранжированы по степени активности экзогенных геологических процессов (ЭГП) в баллах: от 5 до 20 – низкая активность ЭГП; от 20 до 30 - средняя активность ЭГП; от 30 и выше – высокая активность ЭГП.

По данным показателям 26 поднятий (залежей СВН) характеризуются высокой активностью ЭГП, 22 поднятий – средней активностью, 25 поднятий – низкой динамикой экзогенных процессов.

В качестве примера морфометрического анализа рассмотрены Ашальчинское Нижне-Кармальское и Мельничное 2 поднятия (залежи) СВН.

Установлено, что на Ашальчинском и Нижне-Кармальском поднятиях существует определенный риск прорыва теплоносителя и флюидов в процессе разработки в зону данного вреза. На Мельничном 2 поднятии, расположенном в центральной части Беркет-Ключевской морфоструктуры овражно-балочная сеть опоясывает морфоструктуру, а р. Шешма огибает растущую структуру. Степень трещиноватости на Мельничном 2 поднятии минимальная, это объясняется тем, что само поднятие расположено в водораздельной части Беркет-Ключевской морфоструктуры.

Известно, что овражно-балочные и флювиальные системы индицируют ослабленные (трещиноватые) зоны осадочной толщи, т. к. текучая вода закладывает свое русло по направлениям наименьшего сопротивления гравитационным силам. Трещиноватость пород закладывается в соответствии с благоприятными для этого тектоническими условиями.

Процессы восходящей и латеральной миграции флюидов по пласту в основном предопределяются интенсивностью и направлением трещиноватости вмещающих отложений. С учетом этого в пределах ЧБЗ изучалась трещиноватость (неоднородность) верхнепермских отложений.

Путем интерполяции средних значений плотности тополинеamentной сети получена карта прогнозной трещиноватости верхнепермских отложений ЧБЗ, на которой в пределах месторождений выделяются зоны минимальной, средней и максимальной трещиноватости.

При анализе контуров залежей прослеживается однозначная тенденция: залежи преимущественно расположены на участках, которым на карте трещиноватости отвечают зоны средних значений.

С точки зрения разработки на данной карте дифференцированы 4 типа залежей:

- значительные по размерам залежи, в пределах контуров которых расположены небольшие зоны повышенной трещиноватости;
- локальные структуры, расположенные преимущественно в трещиноватой зоне;
- залежи, в пределах контуров которых расположены небольшие зоны низкой неоднородности;

- локальные структуры, расположенные преимущественно в зоне низкой трещиноватости пород.

Предложены рекомендации и ограничения по предотвращению межпластовых перетоков и прорыва теплоносителя.

Итак, проекты разработки месторождений СВН должны составляться с учётом характера (интенсивности и знака) экзогенного рельефообразования территории. Особое внимание следует обратить на поднятия (залежи СВН) которые расположены в тектонически активных зонах на территории ЧБЗ, где высокие показатели экзогенных процессов и максимальные значения трещиноватости пород предопределяют наличие осложняющих разработку факторов.

Возможный экономический эффект (избежание ущерба) от предотвращения данного риска рассчитан для Минсалихской, Самарской и Нижней залежей и составил около 2 млрд.руб. Учет критериев влияния неотектоники и динамической геоморфологии в последующем позволит скорректировать процесс разработки, предотвратить негативное влияние техногенных факторов на запасы углеводородов, а также сократить их влияние на окружающую среду.

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В СЕМИЛУКСКО- БУРЕГСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА

Кухаркин С.М.

НГДУ «Елховнефть»

Ново-Елховское месторождение нефти является одним из крупнейших месторождений региона и содержит несколько промышленно-нефтеносных комплексов. Основная добыча нефти на месторождении приходится на терригенные комплексы девона, отложения нижнего карбона и незначительная – на карбонатные отложения среднего карбона.

Изучение накопленной информации говорит о новых возможностях Ново-Елховского месторождения. О возможностях добычи нефти из доманиковых отложений.

Однако, существующие методы поиска промышленных запасов нефти Семилукско-Бурегских отложений верхнего Девона имеют низкую точность определения нефтенасыщенных пластов.

Задача повышения точности определения нефтенасыщенного пласта в разрезе скважины в интервале карбонатных пластов доманиковых отложений решается тем, что в скважине проводят специализированный комплекс геофизических исследований, показания нескольких геофизических методов сравнивают с показаниями «эталонной скважины», где были получены промышленные притоки нефти из разреза доманиковых отложений. По сравнению проведенного комплексного каротажа, определяют коэффициент нефтенасыщенности, если величины показаний отдельных методов комплекса находятся в диапазоне положительного прогноза, то исследуемая скважина признается нефтенасыщенной. При этом методами входящими в комплекс исследований должны быть геофизические методы выполняющиеся в открытом или обсаженном стволе: КНК, ГК, ГК-С, АК, ГГКп, ЯМК, ИК, БК, БКЗ, ВИКИЗ, каверномер, МЗ, С/О каротаж, газовый каротаж. Комплекс может быть частичным, но кроме окончательного каротажа после бурения скважины, обязательными методами для интервала доманиковых отложений являются: ГК-С, С/О каротаж, ЯМК.

Однако, на сегодняшний день стоит вопрос по поиска продуктивные пласты доманикового возраста на старом фонде скважин.

Для решения данной задачи в НГДУ «Елховнефть» сейчас ведется работа по отработке технологии поиска продуктивные пластов доманикового возраста с помощью широкополосного акустического каротажа СПАК-6. Способ прогнозирования заключается в изучении величин декрементов затухания продольных и поперечных волн.

Данные исследования проведены на 4-х скважинах и позволили определить следующий алгоритм: при величине отношения декрементов продольных и поперечных волн больше 1, свидетельствует об отсутствии флюида в породе, а при величине меньше 1 о наличии флюидонасыщения. По данному алгоритму в скв. №2329 выявлен нефтеносный пласт в интервале (1704-1714м), Опробование данной скважины запланировано во II-м полугодии 2017г.

По итогу завершения данных работ и получения положительного результата будет разработана методика по выявлению нефтяных пластов доманикового возраста, для последующего тиражирования на в ПАО «Татнефть».

ТРАНСФОРМАЦИЯ БИТУМОИДА ПРИ ТЕПЛОВOM ВОЗДЕЙСТВИИ НА ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

**¹Онищенко Я.В., ¹Сорокин А., ¹Ситнов С.А., ¹Вахин А.В.,
¹Нургалиев Д.К., ²Назимов Н.А.**

**¹ ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный
университет»
²ПАО «Татнефть»**

Оценка ресурсной базы доманиковых отложений является актуальной задачей для развития нефтегазохимического комплекса. В этой связи необходимо изучение геохимических и геомеханических свойств доманиковых продуктивных толщ, определение перспективных участков для проведения опытно-промышленных работ с целью прироста запасов, создания технологий для повышения нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах. Техногенным воздействием на пласт создаются условия для генерации нефти из керогена.

Вопросы восполнения ресурсной базы ПАО «Татнефть» наряду с другими компаниями являются весьма актуальными. Это обусловлено естественным истощением запасов в ходе эксплуатации действующих месторождений. Восполнение ресурсной базы компании в Республике Татарстан за счет открытия новых месторождений в традиционных объектах нефтеносности не позволяют проводить полную компенсацию текущей добычи нефти. Вновь открываемые месторождения по геологическим причинам являются мелкими и очень мелкими с запасами до 10 млн т и 1 млн т соответственно. В данной ситуации изучение скоплений нетрадиционных углеводородов (причем нетрадиционных как с точки зрения их местонахождения, так и собственно физико-химических свойств) и вовлечение их в разработку весьма актуально.

Для Республики Татарстан и компании «Татнефть» помимо сверхвязких нефтей и природных битумов к нетрадиционным, относятся трудноизвлекаемые углеводороды, находящиеся в толщах франско-фаменского карбонатного комплекса (доманиковые отложения). Данные толщи в основном состоят из известняков, кремнезема, доломита и др. пород, которые в разной степени насыщены органическим веществом. Возрастной диапазон пород определен в

границах саргаевско-заволжского комплекса. Это – основные, явно выраженные нефтематеринские породы, характерные для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Однако, наличие нефтематеринских толщ с высокой концентрацией органического вещества, а именно керогена является обязательным, но не достаточным условием наличия нефти в разрезе. Необходимы условия для генерации нефти из керогена (температура, давление, анаэробная среда). Такие условия могли складываться естественным природным путем в синклинальных зонах, в осевых участках крупных прогибов, но и могут быть инициированы искусственным путем, за счет применения различных технологий резко ускоряющих процессы преобразования рассеянного органического вещества в углеводороды.

В работе проведено физическое моделирование термического воздействия на образцы доманиковых продуктивных отложений. Техногенное термическое воздействие позволяет ускорить созревание нерастворимого органического вещества доманика, степень зрелости которого не достигла еще т.н. нефтяного окна. Интенсивное продуцирование легких алканов C14-C16 фиксируется при 200 °C, при 250 °C это процесс идет интенсивно до 300 °C, и стабилизируется при 350 °C, вероятно вследствие потери легких фракций в результате крекинга. Чрезвычайно интенсивное образование цетана C16 требует дальнейших исследований, с включением образцов доманиковых пород с различной глубины и площадей. Термическое воздействие приводит к новообразованию углеводородов в результате разложения керогена доманиковых пород. Установлены значительные изменения в групповом составе битумоида обусловленного новообразованием углеводородов в результате деструкции керогена. По данным МАЛДИ-спектроскопии новообразование насыщенных углеводородов сопровождается и значительным образованием смол и асфальтенов в результате деструкции керогена. Таким образом термическое воздействие на керогенсодержащие породы обеспечивает образование подвижных углеводородов.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ВИЗЕЙСКИХ ЭРОЗИОННЫХ ПАЛЕОВРЕЗОВ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Платов Б.В.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Эрозионные палеоврезы бобриковско-радаевского возраста широко распространены на территории Республики Татарстан. С палеоврезовыми отложениями связаны многие месторождения нефти, с чем связан значительный интерес к их изучению (Ларочкина и др, 2010; Валеева и др, 2014).

Эрозионные палеоврезы представляют зоны размыва турнейских отложений, заполненные терригенным материалом бобриковского возраста. Вневрезная мощность бобриковских отложений может быть превышена в несколько раз в зонах палеовреза. Наиболее вероятный генезис палеоврезов – размыв турнейских отложений в бобриковское время и заполнение его речными терригенными осадками (Бадамшин и др., 1997).

Палеоврезы выделяются по данным геофизического каротажа скважин по увеличенным мощностям бобриковских отложений.

В сейсмическом разрезе возможно выделение визейских палеоврезов мощностью более 30 м ввиду ограниченной разрешающей способности сейсморазведки (Widess, 1973).

Выделение палеоврезов по данным сейсморазведки – сложная задача. В разрезе такой палеоврез представляет дополнительное отражение, осложняющее сейсмическую картину. В плане палеоврез напоминает меандрирующую реку (Бадамшин и др., 1997). Выделение их по сейсмическим данным не всегда возможно при их малой мощности.

В качестве исходного материала был использован 3D сейсмический куб, покрывающий территорию с развитием визейских палеоврезов, а также каротажный материал. На первом этапе по данным ГИС были выделены кровля бобриковских и елховских отложений и рассчитана мощность. В скважинах с мощностью более 25 м наблюдается развитие палеоврезов.

Далее была предпринята попытка проследить границы распространения палеовреза по данным сейсмических атрибутов. Для этого были рассчитаны атрибуты: хаос (chaos), моно частотная

компонента (iso-frequency component), доминирующая частота (dominant frequency).

Палеоврез присутствует в записи на времени около 570 мс (на данном времени находится отражение, связанное с кровлей турнейских отложений), по этой причине для сравнения результатов использовались временные срезы на этой отметке.

1) Атрибут хаос (chaos). Данный атрибут рассчитывается как мера хаотичности записи в некотором анализируемом окне (Chopra and Marfurt, 2016). Чем регулярнее запись, тем меньше значение атрибута. Данный атрибут позволяет проследить границы палеоврезовых отложений по максимальным значениям. Дело в том, что на границах эрозионного палеовреза происходит резкое изменение сейсмической записи (появляется дополнительное положительное отражение), что приводит к увеличению хаотичности записи.

2) Атрибут доминирующая частота (dominating frequency). Применение частотных атрибутов описывается различными авторами (Partyka et al., 1999; Dunbar et al., 2000; Chopra et al. 2011). Частотная характеристика сейсмического сигнала изменяется в зависимости от расстояния между ближайшими отражающими границами (Andreas Laake, 2012). Поскольку в областях развития палеоврезоб бобриковские отложения имеют повышенную мощность это отражается на частоте сигнала. Атрибут доминирующая частота достаточно четко выделяет границы развития палеоврезоб.

3) Моночастотная компонента (iso-frequency component).

Данный атрибут разделяет исходный сигнал на частотные компоненты посредством преобразования Фурье (Andreas Laake, 2012). Разные структурные элементы порождают отражения разных частот, поэтому анализ сейсмического сигнала на разных частотах позволяет выделять разные структурные особенности изучаемого объекта. На рис приведен срез моно частотной компоненты с частотой 50Гц, которая позволяет выделить палеоврезовые отложения.

Поскольку на границе палеоврезовых отложений происходит изменение сейсмического сигнала (увеличивается неоднородность, изменяются частотные характеристики) то использование сейсмических атрибутов хаос, доминирующая частота и моночастотная компонента представляют интерес.

При интерпретации сейсмических данных необходимо использовать максимум информации, заключенной в сигнале, причем интерпретация должна включать не только геофизическое (в смысле выделения аномалий) но и геологическое (в смысле геологического

толкования аномалий) осмысление. Выделение в сейсмическом сигнале или в сейсмическом атрибуте аномалий в форме меандрирующих речных русел должно однозначно интерпретироваться как палеореки. Причем при наличии трёхмерных сейсмических данных (то есть при возможности посмотреть на данные в виде карты) необходимо использовать сейсмические атрибуты и выделять непрерывные палеорусел рек.

Естественно, выделение в сейсмическом сигнале областей развития палеоврезов остается сложной задачей, решить которую можно только комплексом геофизических методов, но применение сейсмических атрибутов позволяет облегчить и ускорить работу геофизика-интерпретатора.

ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Рахматуллина Ч.Н.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Объектом исследования являлся каротажный материал скважины, который используется для расчета расчет глинистости, пористости водонасыщения с использованием технологии интегрированной интерпретации данных ГИС. Актуальность разработки данной технологии вызвана высоким спросом на развитие технологий петрофизического и геолого-гидродинамического моделирования. Важно получение корректных подсчетных параметров, используемые в моделировании нефтяных месторождений. При низком уровне обоснования подсчетных параметров возникает проблема соответствия подсчетных параметров технологическим характеристикам залежей и месторождений УВ.

Технология интегрированной интерпретации использует все доступные петрофизические и геофизические данные, результаты испытаний, опробования, ГДИС и работы скважин по месторождению.

Далее используется определенный алгоритм для многоскважинной интерпретации с целью получения необходимых модельных параметров.

На примере терригенно-карбонатного разреза рассмотрен расчет глинистости, пористости водонасыщения. (или коэфф.

глинистости, пористости и водонасыщения). На основе данных расчетов были сравнены результаты расчета глинистости, пористости, водонасыщения для данного терригенно-карбонатного разреза с помощью технологии интегрированной интерпретации данных ГИС, позволяющей получать собственные подсчетные параметры, и значения, полученные в результате расчета с известными подсчетными параметрами для определенных горизонтов месторождений Волго-Уральского региона.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЮ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ (СВН) НА ОСНОВЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Сюрин А.А.

Институт «ТатНИПИнефть»

В связи с высокой степенью выработанности традиционных запасов углеводородов Республики Татарстан наибольшую актуальность имеют исследования нетрадиционных запасов, в том числе и месторождений сверхвязкой нефти (СВН). Традиционный подход к построению геологических моделей выявил недостаточную их достоверность для залежей уфимского яруса, поэтому разработка нового подхода, основанного на принципиально иной концепции, с целью повышения достоверности моделей, является весьма актуальной.

Исследуемые отложения верхней пачки шешминского горизонта распространены на юго-востоке Республики Татарстан, сложены преимущественно песчаниками. Существуют две точки зрения на генезис исследуемых отложений: аллювиальные и дельтовые обстановки и прибрежно-морские (бары). Проанализировав фактический материал, был сделан вывод, что верхняя пачка шешминского горизонта образовалась в прибрежно-морских условиях. Для восстановления условий седиментации используется информация, полученная при макроописании керна, результаты микроскопических исследований шлифов, а также данные ГИС. Разработанная Муромцевым В.С. и широко применяемая зарубежными исследователями методика электрометрических моделей фаций позволяет восстанавливать условия седиментации терригенных

отложений на основе характеристик каротажных кривых ПС или ГК. Сочетание этого метода с макроописанием керна, повышает достоверность палеогеографических реконструкций.

Литолого-фациальный анализ производился с использованием метода актуализма – сравнения с современными обстановками осадконакопления. Примером современных баровых построек является побережье Мексиканского залива США, где можно проследить цепочку параллельных берегу баров и барьерных островов. В условиях внутреннего уфимского палеоморя размеры таковых построек были несколько меньше, но сохранили морфологию. В результате построена палеогеографическая карта Южно-Ашальчинского месторождения, на которой оконтурены области распространения барьерных островов и их подводных частей (склонов), промоин разрывных течений, лагун и мелководного шельфа.

Новый концептуальный подход к геологическому моделированию основывается на законе миграции фаций Головкинского-Вальтера. Текущий подход к геологическому моделированию предполагает разновозрастную границу между «песчаной пачкой» и «лингуловыми глинами», поэтому распространение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в межскважинном пространстве осуществляется в соответствии с ней.

Установлено, что толщины лингуловых глин варьируют в широких пределах – от 4 до 17 м. Причем наименьшие их толщины соответствуют наибольшим толщинам песчаной пачки и наоборот. Точкой отсчета принята подошва «среднеспириферового известняка», которая является разновозрастной, так как условия накопления карбонатов наступили во всем бассейне одновременно. Известно, что осаждение глины происходит равномерно, что предполагает незначительную дифференциацию толщин в рамках одной области, обусловленную, как правило, включениями алевритового и песчаного материала. Однако, из закономерного увеличения толщин глин к окраинным частям баровых построек следует, что нижняя часть лингуловых глин на окраинах поднятия накапливалась одновременно с верхней частью песчаной пачки в центре. Таким образом, литологическая граница между ними не может считаться разновозрастной, и при геологическом моделировании недопустимо распространения (ФЕС) пород между скважинами согласно этой границе.

Аналогично, литологическая граница между верхней и нижней пачками не может считаться разновозрастной, так как согласно закону

миграции фаций, в соседствующих обстановках накапливались различные типы пород. Однако, в отличие от монотонных «лингуловых» глинистых отложений, переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов позволяет провести циклостратиграфический анализ, выделив разновозрастную границу между пачками шешминского горизонта. Препятствием для достижения этой цели является малое количество скважин, вскрывших подстилающие шешминский горизонт отложения сакмарского яруса. Решение этой проблемы – задача дальнейшего исследования.

В результате исследования получены следующие выводы. Во-первых, для палеогеографических реконструкций шешминского горизонта рационально использовать сочетание данных ГИС и макроописания керна. Во-вторых, отложения «песчаной пачки» шешминского горизонта формировались в прибрежно-морских условиях, в обстановках преимущественно баров и барьерных островов. В-третьих, ни верхняя, ни нижняя литологические границы песчаной пачки не являются разновозрастными, и потому не могут быть реперными горизонтами при моделировании ФЕС в межскважинном пространстве.

Дальнейшие задачи исследования включают в себя: детальную корреляцию и циклостратиграфический анализ горизонта; палеогеографические реконструкции верхней пачки; определение характера распределения ФЕС в межскважинном пространстве; оценка влияния уточненного геологического строения на неоднородность нефтенасыщения.

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ТЕРРИГЕННОГО РАЗРЕЗА ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ- ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГАММА-КАРОТАЖА

Титов А.А., Грунис Е.Г.

Татарское геологоразведочное управление

Объектом исследования являлась залежь битумов в отложениях уфимского яруса в пределах одного из поднятий расположенного в Республике Татарстан. Отложения уфимского яруса (P_{1u}) в районе

исследований представлены в объеме шешминского горизонта (P_{1ss}), в котором выделяются две пачки: нижняя – песчано-глинистая (старокувакская – P_{1ss_1}) и верхняя – песчаная (ашальчинская – P_{1ss_2}) – на данном поднятии эти пачки является базовым горизонтом для залежи СВН уфимского нефтегазоносного комплекса. Покрышкой битумоносных пород уфимского яруса является нижняя пачка байтуганского горизонта (P_{2bt_1}) казанского яруса. Сложена покрывка глинами серыми, пепельно-серыми, известковистыми, крепкими, плотными, мергелевидными, аргиллитоподобными, с прослойками алевролита, иногда песчанистыми, с оскольчатым или с раковистым изломами, слоистыми, по плоскостям наложения, с раковинами лингул, с кристаллами пирита (МГ “Лингуловая глина”).

Методика и результаты исследований. Предметом исследования данной работы являлось определение пористости и глинистости по диаграммам, полученным в результате вейвлет-преобразования кривых гамма-каротажа.

При предварительной подготовке данных к обработке все исходные значения Las-файлов ГК по 168 скважинам исследуемой залежи СВН были пересчитаны двойным разностным параметром, опорными маркирующими горизонтами для которого стали МГ «лингуловая глина» и МГ «среднеспириферовый известняк». Полученные Las-файлы для 168 скважин были обработаны программой Wavelet, видом вейвлета была выбрана 2-я производная функции Гаусса. Результатом Вейвлет-преобразования является спектр (рисунок 1), состоящий из 50 масштабов для каждого Las-файла. При анализе всех 50 масштабов спектра, был выбран масштаб значением 0,1661. Таким образом, удалив низко- и высокочастотные шумы, была выделена полезная часть из исходного сигнала.

На дальнейшем этапе работы была проведена корреляция полученных в результате вейвлет-преобразования кривых с результатами лабораторных исследований керна по пористости и глинистости. В РАЛ ТГРУ были получены материалы по лабораторным исследованиям для 48 скважин пробуренных на данном поднятии, из которых были отобраны материалы по 4 скважинам наиболее подходящим для корреляции.

В результате корреляции было выявлено, что вейвлет-значения гамма каротажа имеют обратную полиномиальную зависимость с коэффициентом открытой пористости и прямую линейную с коэффициентом глинистости, вычисленных при лабораторных исследованиях керна. После получения данных уравнений зависимости

для всех скважин были рассчитаны коэффициенты пористости и глинистости, что позволило выявить в разрезе скважин заглинизированные интервалы и скоррелировать их в пространстве. В результате оказалось, что песчаная продуктивная пачка исследуемой битумной залежи, подразделяется на три пласта: песчаный (верхний, более поздний), песчаный, но участками заглинизированный (средний) и песчано-глинистый (нижний, представленный переслаиванием песчаников и тонких прослоев глин). Пласты разделяются глинистыми разностями различных мощностей.

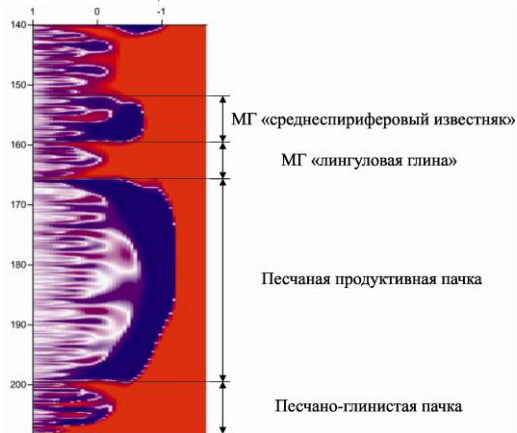


Рисунок 1. Las.grd-файл отображенный в программе Surfer. По оси абсцисс отложен масштаб вейвлета, по оси ординат глубина скважины

Вывод: предложенная система интерпретации гамма-каротажа может быть применима при более детализированном расчленении терригенных разрезов скважин. В свою очередь высокая детализация имеет большое практическое значение при разработке битумных залежей тепловыми методами, так как заглинизированные и глинистые пропластки выдержанной по площади залежи мощности могут препятствовать проникновению тепловых потоков при паротепловом методе добычи СВН.

ПРИМЕНЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ЯМР ИССЛЕДОВАНИЙ И ЯМК В СИЛЬНОМ ПОЛЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЯЗКОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВН

Шипунов Т.В., Абдуллин Т.Р.

ООО «НТЦ Татнефть»

В условиях истощения энергетических ресурсов большое значение для мировой экономики имеет добыча тяжелой нефти. Особенно это важно для России, где более чем наполовину выработаны месторождения традиционных углеводородов. Ресурсы сверхвязкой тяжелой нефти в России оцениваются экспертами в 55 миллиардов тонн, из них 71,4% относится к Западносибирскому и Волго-Уральскому нефтегазоносным регионам.

Продуктивные отложения (казанский, уфимский и др. ярусы пермской системы), содержащие основные запасы СВН и природного битума, расположены на сравнительно небольшой глубине (от 50 до 300 м). Несмотря на относительно малую глубину залегания данные залежи относятся к трудноизвлекаемым из-за высокой вязкости флюида, содержащегося в коллекторе. Предполагается, что залежам СВН характерна анизотропия вязкости насыщающего флюида как по глубине, так и по простиранию залежи, причем значение вязкости может изменяться в диапазоне нескольких порядков величин. Информация об изменении пространственного распределения характеристик нефти (структурной неоднородности, вязкости, плотности) позволяет контролировать состояние разрабатываемой залежи и принимать оптимальные управленческие решения с целью повышения текущей и накопленной добычи.

На сегодняшний день не существует достоверного способа для определения этой анизотропии и оценки вязкости СВН непосредственно в пластовых условиях. Существующие методы измерения не позволяют, в принципе, определить значение вязкости без ее извлечения из породы-коллектора. В связи с этим, большой практический интерес представляет использование метода ядерного магнитного резонанса (ЯМР), который позволяет не только оценить параметры коллекторов нефти, но и охарактеризовать флюид, насыщающий подобные коллектора. В литературе часто встречаются работы, посвященные попыткам прогнозировать вязкость нефти методом ЯМР, однако большинство данных работ выполнено на нефти малой или средней

вязкости, обладающей отличными от СВН магнитно-релаксационными свойствами.

Для исследования ЯМР характеристик СВН отобрано свыше 100 образцов нефтенасыщенного керна с 40 скважин 24 различных залежей СВН РТ. ЯМР измерения проводились как на исходном нефтенасыщенном керне, так и на экстрагированном из него флюиде. Также проведены измерения вязкости экстрагированного флюида. От уже имеющихся эмпирических формул разработанная в ходе работы корреляция отличается математической обработкой исходного сигнала и введением дополнительных поправочных коэффициентов, связанных с малой водородонасыщенностью СВН и критически малыми временами спин-спиновой релаксации.

Основываясь на разработанной методике, проведены опытно-промышленные работы по оценке эффективности применения ЯМК в сильном поле с целью прогнозирования вязкости СВН в условиях пласта. Испытание разработанной методики проводилось в оценочной скважине залежи СВН шешминского горизонта РТ с применением двух моделей скважинной аппаратуры. На продуктивном интервале исследуемой скважины проведены лабораторные ЯМР-исследования керна и содержащегося в нем флюида, проведены измерения вязкости полученной нефти при стандартных и термобарических условиях пласта.

В результате проведенных работ установлена высокая степень точности разработанного метода как в лабораторных, так в пластовых условиях, позволяющего оперативно получать информация о характере и степени анизотропии вязкости по глубине.

Для обоснования необходимости и актуальности получения информации о вязкости построена гидродинамическая модель купола Нижне-Кармальского поднятия учитывающая анизотропию вязкости по всем направлениям. Без изменения расположения нагнетательных и добывающих скважин пересчитан оптимальный цикл пара на соответствующих участках. Расчеты на основании двух моделей (с учетом анизотропии вязкости и без учета) показывают, что разработка месторождения, оперирующая знаниями об пространственной неоднородности флюида приносит экономический эффект достигающий 1,6 млрд. рублей. Экономический эффект достигается за счет меньшего количества нагнетаемого пара и большей накопленной добычи. Данный факт подтверждает важность информации об анизотропии вязкости по всему объему коллектора, которую можно получить при использовании разработанной методики на основе явления ЯМР.

ТЕЗИСЫ РАБОТ, НЕ ПРОШЕДШИХ ДЛЯ ЗАСЛУШИВАНИЯ

ГИДРОФОБИЗАТОРЫ НА ОСНОВЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

Абдрафикова И.М., Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Валиев Д.З.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

В последние годы все более пристальное внимание обращено в сторону увеличения добычи тяжелых нефтей и природных битумов (ТН и ПБ), запасы которых на территории республики Татарстан по разным оценкам составляют до 7 млрд. тонн. В отличие от традиционных нефтей ТН и ПБ характеризуются низким содержанием твердых парафинов, что позволяет предполагать высокое качество битумов, которые будут получены из подобного сырья [1-3]. Но на данный момент многие залежи природного битума только начинают проходить стадию окончательной оценки геологических запасов и разработки, помимо этого, при существующих технологиях добычи природного битума нефтебитумный флюид поступает на поверхность, существенно видоизменившись, что еще больше усложняет его переработку. Поэтому полноценная промышленная замена окисленных битумов природными в строительстве дорожных покрытий в ближайшей перспективе не предвидится. В то же время необходимо изыскивать варианты переработки и применения продукции из природных битумов до начала их промышленной добычи, чтобы к этому моменту был обоснован и подготовлен рынок реализации [4].

Необходимо отметить, что область применения нефтяных битумов не ограничивается использованием при сооружении автомобильных дорог, в производстве мягкой кровли, кровельных грунтовок, в строительстве в целях гидроизоляции, при изготовлении мастик, в производстве битумных лакокрасочных материалов [2, 5]. Основными характеристиками нефтяных битумов, как остаточных, так и природных являются: высокая плотность, высокая вязкость, относительно высокая полярность, кислото- и щелочестойкость, гидрофобность.

Таким образом, еще одной областью применения битумов может стать разработка на их основе гидрофобизаторов для обработки призабойной зоны пласта. Это позволило бы одновременно решить

проблему востребованности нефтяных битумов с повышенным содержанием твердых парафинов, поскольку для улучшения адгезионно-прочностных показателей битумов широко используются адгезионные присадки, а также проблему снижения обводненности продукции добывающих скважин, поскольку в гидрофобизаторе на битумной основе будут сочетаться высокая эффективность и низкая себестоимость. Поэтому задача расширения области применения битумов и, в частности, разработки гидрофобизирующих агентов на основе окисленных и природных битумов является чрезвычайно актуальной.

В то же время одним из осложнений, которые возникают в процессе добыче нефти на скважине, обработанной гидрофобизатором, является вымывание активных компонентов с поверхности породы добываемой нефтью, особенно интенсивное при высоких температурах, что приводит к снижению полноты покрытия поверхности породы гидрофобизатором и отрицательно влияет на интенсификацию нефтедобычи (увеличивается обводненность добываемой нефти).

Итак, главными требованиями к гидрофобизаторам для обработки призабойной зоны пласта добывающих скважин являются: высокая адгезия к поверхности породы и высокая сопротивляемость десорбции нефтью с нее, увеличение фазовой проницаемости по нефти за счет высокой гидрофобности поверхности, обработанной таким материалом.

Поверхность пород, составляющих нефтяной пласт (кварц, карбонатные породы, глины, мергели и др.), изначально гидрофильна. Поэтому при движении по ней водонефтяной смеси первоначально преимущественно будет происходить фильтрация воды. Для регулирования проницаемости участка породы, формирующего призабойную зону пласта, необходимо произвести инверсию смачиваемости поверхности породы, т.е. придать ей гидрофобные свойства. Поэтому на первоначальном этапе была исследована смачивающая способность всех указанных выше ТНО по сравнению с твердыми парафинами. Исследовалась зависимость изменения краевого угла смачивания (КУС) от времени растекания смачивающей жидкости в интервале $0 \div 180$ секунд до установившегося значения КУС, которое соответствует 180 секундам растекания при температуре 20°C . Анализ полученных экспериментальных данных показал, что механизм смачивания водой ТНО аналогичен смачиванию парафиновой подложки. Различие же заключается в абсолютных величинах КУС. Так, в ряду остаточных фракций природного битума $\geq 350^{\circ}\text{C}$, $\geq 400^{\circ}\text{C} +$

и $\geq 440^\circ\text{C}$ наблюдается увеличение абсолютного значения КУС водой, что объясняется ростом содержания САВ и сопровождается увеличением адгезии к стеклу.

Был синтезирован полимер, введение которого в состав ТНО способствует переводу остатка из состояния термопластичности в эластомерное состояние, характеризующееся улучшенными упруго-деформационными характеристиками в широком диапазоне температур. Такое преобразование характеристик ТНО будет способствовать достижению большей вязкости ТНО, а, следовательно, позволит увеличить диапазон пластовых температур, при которых модифицированный ТНО будет оставаться твердым и нетекучим, т.е. потенциально в этом случае должна значительно снизиться десорбция такого ТНО с поверхности пласта. Присутствующие в составе полимера кислород-содержащие группы являются промоутерами адгезии [6] к минеральной или иной полиарной поверхности. Все это вместе с высокой вязкостью данной нефти и исследуемых остаточных фракций, подтверждаемой высокими температурами размягчения, позволяет предположить чрезвычайно низкую степень десорбции с поверхности породы в призабойной зоне пласта при добыче нефти.

Таким образом, показана принципиальная возможность применения тяжелых нефтяных остатков в качестве гидрофобизирующих агентов для обработки призабойной зоны пласта добывающих скважин. На основании исследования величин краевых углов смачивания исследуемых ТНО можно сделать вывод об увеличении фазовой проницаемости по нефти в результате обработки пород подобными гидрофобизирующими составами, что позволит интенсифицировать процесс нефтедобычи.

Литература

1. Кемалов, А.Ф. Интенсификация производства окисленных битумов и модифицированные битумные материалы на их основе: автореф. дис. ... д-ра техн. наук /А.Ф. Кемалов. – Казань, 2005.- 41с.
2. Kemalov, A.F. Assessment of influence of functional catalytic system at promoter impact on physic mechanical properties and structure-dynamic nuclear magnetic resonances parameters of bituminous insulating materials / A.F. Kemalov, R.A. Kemalov // The proceedings of the Recent Trends in Science and Technology Management conference held by SCIEURO in London.– 2013.-pp.: 231-246.
3. Kemalov, A.F. and R.A. Kemalov, 2013. Development of the Technology of Macromolecular Structuring of Naphtha Crude Residues During Their Oxidation to Produce Bitumen Insulation Materials. World

Applied Sciences Journal (Special Issue on Techniques and Technologies), 22: 91-95.

4. Кемалов, Р.А. Комплексные исследования высоковязкой нефти Аканского месторождения с целью определения геохимических факторов извлечения нефти при различных способах воздействия / Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов // Нефтяное хозяйство. – 2012.-№ 10. -С. 114-116.

5. Посадков, И.А. Коллоидная структура битумов / И.А. Посадков // Коллоидный журнал. – 1985.-№2.-С.31-63.

6. Хазимуратов, Р.Х. Технологии производства товарных продуктов из природных битумов на примере Нагорного месторождения: дис. ... канд. тех. наук : 12.00.13 / Хазимуратов Рафаил Ханифович. – Казань, 2007. – 188 с.

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ ПЕСЧАНОЙ ПАЧКИ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ РТ

Абусалимова Р.Р., Костина А.А., Панина С.А.

Институт «ТатНИПИнефть»

Анализ и изучение отложений шешминского горизонта уфимского яруса на территории РТ является на данный момент актуальной темой, так как основные промышленные залежи СВН приурочены к отложениям пермской системы, в том числе к песчаной пачке шешминского горизонта. Горизонт имеет двучленное строение – нижняя «песчано-глинистая» пачка и верхняя «песчаная» пачка. Участки развития повышенных толщин песчаной пачки образуют почти параллельные ряды структурно-валообразных поднятий, в основном, северо-западного простирания, к которым приурочены скопления СВН. Отложения отличаются сложностью строения, заключающейся в частом и неравномерном переслаивании слабосцементированных и рыхлых песчаников с плотными породами. Это проявляется в низкой корреляции продуктивных пропластков, плотных песчаников и глинистых прослоев между скважинами, что значительно усложняет разведку и разработку залежей.

Толщина песчаной пачки сильно варьируется, в некоторых местах полностью выклиниваясь. Некоторые исследователи считают,

что в подобных случаях пачка не выклинивается полностью, а отложения пачки замещаются «подлингуловыми» глинами. В данной работе авторы придерживались точки зрения о существовании зон с отсутствием песчаной пачки, опираясь, в основном, на работы Г.А. Петрова.

Целевым назначением данной работы являлось уточнение геологического строения залежей сверхвязких нефтей и произведение типизации разреза песчаной пачки шешминского горизонта. Рассматривались различные методики разделения разреза на типы: по гранулометрическому составу; по количеству и сочетанию в разрезе продуктивных пропластков; по совместному анализу кривой ПС и макроописания керна; по анализу литологических и фильтрационно-емкостных характеристик.

В результате для типизации разреза песчаной пачки шешминского горизонта выбран способ, предполагающий совместный анализ данных каротажа, рассчитанных фильтрационно-емкостных характеристик, макроописания и лабораторных исследований керна. Метод подходит для отложений, имеющих сложное геологическое строение, заключающееся в частом и неравномерном переслаивании проницаемых пропластков различных толщин с непроницаемыми разностями. На продуктивной площади имеется большое количество зон отсутствия коллектора, прослеживается значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, как по площади распространения, так и по разрезу.

Пачка условно делилась на две части: часть песчаного пласта со схожими по всей толщине литологическими и фильтрационно-емкостными характеристиками и часть, представленная целиком плотным песчаником либо переслаиванием плотного песчаника со слабосцементированным или рыхлым. По соотношению однородной части и переслаивания, в пачке выделено 4 типа разрезов: I, II, III, IV. При появлении в разрезе пачки заглинизированных песчаников и тонких прослоев глин выделялись 4 подтипа разрезов, в зависимости от основного типа: Ia, IIa, IIIa, IVa.

В пределах большинства залежей СВН, находящихся на балансе, в последние годы пробурены новые оценочные скважины. Каротажный и керновый материал позволил с достаточной точностью осуществить деление на типы. Однако для полноценного анализа изучался также материал по старым структурным скважинам. Неполный комплекс ГИС, отсутствие кернового материала в части скважин и

масштаб записи 1:500 позволил определить типы разрезов песчаной пачки с определенной долей неточности.

На рассматриваемой территории, в пределах границ залежей СВН, песчаная пачка может быть представлена всеми типами разрезов или может наблюдаться явное преобладание одного-двух типов. На такое распределение могло оказать влияние большое количество факторов: структурное строение территории, тектонические подвижки, цикличность нефтенакпления и особенности миграции нефти при образовании залежей. На относительно крупных залежах СВН наблюдается последовательный переход от I к IV типу, от центра к периферии залежей. Такая смена типов объясняется снижением толщины пачки и увеличением суммарной толщины плотного песчаника к периферии залежи.

Полученные данные, выявляющие особенности строения песчаной пачки шешминского горизонта, установленные закономерности изменения строения толщ в целом могут быть использованы при проведении работ по детальному расчленению разрезов, при подсчете запасов нефти, при планировании мероприятий по разработке залежей нефти и при оценке нефтегазоперспективности территории.

ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН НА ТЕМПЫ ВЫРАБОТКИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ 665

Аглямев И.З.

НГДУ «Азнакавскнефть»

В условиях высокой степени изученности глубоким бурением, различными видами геолого-геофизических исследований территории Республики Татарстан, а в особенности Ромашкинского нефтяного месторождения, одним из источников восполнения запасов нефти и стабилизации добычи нефти являются локально нефтеносные горизонты девона в пределах обустроенных площадей и месторождений.

Цель работы: определить влияние плотности сетки скважин на темпы выработки в карбонатных коллекторах на примере Залежи 665.

Задачи: с помощью сравнительных анализов показать эффективность горизонтальных или вертикальных технологий бурения скважин.

Залежь 665 расположена в центральной части Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения, приурочена к брахиантиклинальной складке с амплитудой от 31,2 до 43,2 м. Основным объектом разработки является данково-лебедянский горизонт фаменского яруса верхнего отдела девонской системы, для которого характерно несколько большее развитие органогенно-детритовых и сгустково-хемогенных известняков с повышенными коллекторскими свойствами.

Здесь мы можем увидеть состояние выработки продуктивных горизонтов 5-го и 6-го блока. Накопленная добыча нефти по 5-му блоку равна 98247 т, что составляет 5% от всей залежи; по 6-му блоку она равна 317520 т, что составляет 16% от залежи 665. Также 5-й блок имеет 49,753 тыс.т по ТИЗ и 148 тыс.т по НИЗ, что составляют по 5% каждая от всей залежи. Что касается 6-го блока, он имеет 60,480 тыс.т по ТИЗ и 378 тыс.т по НИЗ, которые составляют 6% и 12% соответственно от залежи.

Для сравнительного анализа влияния плотности сетки горизонтальных и вертикальных скважин было выбрано 2 блока Залежи 665: 5-й и 6-й. Разработка 6-го блока началась в 1981г. Разбуривание продолжалось с 1988 по 1992 год (13 скв.). Значения средней нефтенасыщенной толщины=8,8м и пористости=7,3% заметно выше, чем в среднем по залежи. Отсюда получается, что текущий дебит скважин этого блока в 2,2 раза выше среднего значения. На этом блоке также расположена большая часть скважин, добывших более 20 тыс.тонн нефти.

Средние дебиты нефти 18325 Г, 18326 Г в один и три десятых раза, а накопленная добыча в один и восемь десятых раза выше, чем соседней скважины 18327. Накопленная добыча 19875 Г при одинаковом со скважиной 18327 дебите, выше в один и четыре десятых раза. Проведенные в 1998 году ОПЗ НСКВ на 2 скважинах дали положительный эффект, продолжавшийся 4-5 лет. Однако, горизонтальные скважины довольно быстро обводнились и водо-нефтяной фактор по ним от одного и двух десятых до двух с половиной раз выше, чем в среднем по залежи. В 2006 году в скважине 18325 Г провели отключение части пласта, обводненного нагнетаемой водой, и среднегодовая обводненность снизилась с шестидесяти шести до пятидесяти девяти процентов.

Рассматривая 5-й блок, обособленный тремя горизонтальными скважинами, и 6-й блок разбуренный полностью вертикальными, можно сказать, что период безводной эксплуатации по ВС больше, чем у ГС. На текущий момент участок с горизонтальными скважинами имеет 83% с количеством скважин равным 7; участок разбуренный вертикальными скважинами имеет на данный момент обводненность равным 65% с 14 скважинами.

На текущий момент участок с горизонтальными скважинами имеет 83% с количеством скважин равным 7; участок разбуренный вертикальными скважинами имеет на данный момент обводненность равным 65% с 14-ю скважинами.

Накопленная добыча нефти по 5-му блоку равна 98247 т, что составляет 5% от всей залежи; по 6-му блоку она равна 317520 т, что составляет 16% от залежи 665. Также 5-й блок имеет 49,753 тыс.т по ТИЗ и 148 тыс.т по НИЗ, что составляют по 5% каждая от всей залежи. Что касается 6-го блока, он имеет 60,480 тыс.т по ТИЗ и 378 тыс.т по НИЗ, которые составляют 6% и 12% соответственно от залежи. Также, при повышенном темпе отбора, как наблюдается у 5-го блока, приводит к быстрому падению давления в коллекторе, неравномерному продвижению фронтов вытеснения, оставлению в пласте невырабатываемых целиков нефти, преждевременному прорыву подошвенной или закачиваемой воды к добывающим скважинам. Для сравнения эффективности горизонтальных или вертикальных технологий бурения скважин, была выбрана одна ГС-19875Г с 5-го блока и одна ВС-19798, соответственно, с 6-го блока. ГС обладают слабопроницаемыми коллекторами, но хорошими значениями Рпл. Необходимо отметить, что дебиты скважин с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами пласта значительно выше. Так, например, при пористости перфорированного пласта 7,8%, дебит скважины 19798 достиг в 2001г максимального для залежи значения=21,8 т/сут, чему способствовал максимум Рпл-108 атм. На данной скважине за весь период эксплуатации не было проведено ни одного ОПЗ, и при этом она добыла более 90 тысяч тонн нефти.

Сравнивая затраты на бурение ГС и ВС, можно сказать, что с экономической точки зрения в данной работе целесообразно бурение вертикальных скважин. Так как в среднем на бурение горизонтальной скважины требуются затраты равные 55851 тыс.руб., когда при бурении вертикальных скважин требуются – 30635 тыс.руб. Чистый дисконтированный доход составляет 20173 тыс.руб.

При сравнительной работе было выявлено, что:

- На начальном этапе ВС дают хорошие результаты, срок окупаемости с экономической точки зрения выгодно.
- Выработка запасов оказалась что, с точки зрения разработки и ведения рационального использования запасов обеспечивает более длительный безводный период работы, который наблюдается у ВС.
- При повышенном темпе отбора, как наблюдается у 5-го блока, приводит к быстрому падению давления в коллекторе, неравномерному продвижению фронтов вытеснения, преждевременному прорыву подошвенной или закачиваемой воды к добывающим скважинам.
- Также, на объекте Залежи 665 для проведения горизонтального ствола необходимо проведение дополнительных исследований по определению направления трещиноватости, дополнительное проведение НВСП, ИГН и т.д.
- Независимо от того, что при более плотной сетки скважин, которая наблюдается у 5-го блока, выгоднее и эффективнее использование плотности сетки скважин обособленный ВС на 6-ом блоке.

ПРИЗНАКИ ПО ПОИСКУ ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ АЛЕКСИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Акрамов Р.Ф.

НГДУ «Азнакаевскнефть»

Стабильная добыча нефти возможна при условии ежегодного восполнения запасов за счет открытия новых месторождений, выявления новых или пропущенных ранее залежей нефти на разрабатываемых месторождениях. В НГДУ «Азнакаевскнефть» к пропущенным залежам относятся коллектора верей-башкирского и алексинского горизонтов, так как основная сетка скважин бурилась на терригенный девон.

Личный интерес к вопросу о поиске запасов алексинского горизонта появился, работая в цеху добычи, где разрабатываются залежи №3 и 665. В ходе рассмотрения каротажного материала мною было обращено внимание на возможное присутствие коллектора в данном горизонте. Отложения алексинского горизонта показали, что

коллекторами могут являться как карбонатные, так и терригенные породы. Пористые и плотные разности карбонатных пород, прослои песчаников и алевролитов характеризуются невыдержанностью и частым замещением по площади. Пласты залегают над кровлей «тульского» репера. Признаком обнаружения терригенного коллектора является наличие глинистой корки определяемой по результату кавернометрии стандартного каротажа, а карбонатные коллектора по данным радиоактивного каротажа как разуплотненные зоны (средние значения НГК и ГК).

В ходе дополнительного анализа было выявлено наличие ранее вскрытого алексинского горизонта на скважине 4854 в 1976г. В результате опробования был получен приток безводной нефти дебитом 1,9 т/сут. С целью выработки запасов и оконтуривания залежи в районе скважины 4854 выполнили исследования ИГН ряда скважин. Нефтенасыщенность алексинских отложений подтверждена в скважинах 4853, 19840, 19845, нефтенасыщенная толщина составила 1,8-3,0 м. Нефтенасыщенные пласты-коллекторы в скважинах 18318, 19610, 19678 выделены при бурении. В результате залежь была оконтурена и приурочена к локальному поднятию размерами 1,5х1,0 км, амплитудой 15 м. На северном крыле поднятия нефтенасыщенный пласт-коллектор замещен плотными карбонатами. ВНК отмечается на отметке -870,9 м. По предварительному подсчету начальные извлекаемые запасы составляют около 30 тыс. т.

По полученным результатам 2015 г. в скважинах 19840 и 19845 данково-лебединского горизонта приобщили алексинские пласты с внедрением системы ОРД. В данный момент по скважине 19840 дебит жидкости составляет 2,1 м³/сут., дебит нефти - 1,8 т/сут., обводненность – 3%, по скважине 19845 дебит жидкости составляет 3 м³/сут., дебит нефти - 1,9 т/сут., обводненность – 5%, забойное давление – 4 атм.

Для выработки запасов нефти по участку предлагаю пробурить горизонтальную скважину малого диаметра в сводовой части поднятия от скважины 18318 с наилучшими коллекторскими свойствами (Кпор-21,3%) в сторону 19678, имеющей наибольшую нефтенасыщенную толщину.

В заключение, коллектора алексинского горизонта имеют сложное литологическое строение: песчано-алевритовые прослои характеризуются небольшой толщиной, в основном от 0,8 до 2 м и часто замещаются глинистыми разностями терригенных пород и карбонатами. Зоны развития терригенных пород имеют полосообразную форму залегания с разветвленностью рукавов, частыми изменениями

направлений, прерывистостью, разнообразием размеров, что создает трудности для изучения и выявления залежей нефти.

Для НГДУ «Азнакаевскнефть» имеет большое значение продолжение поиска алексинских залежей и для уточнения перспектив нефтеносности предлагаю следующую последовательность в изучении горизонта:

- пересмотр геофизического материала по пробуренному фонду с выделением в разрезе скважин продуктивных пластов;
- построение структурных карт по кровле пласта;
- построение литологических карт пласта;
- выбор скважин для исследования ИГН, опробования и возврата;
- выявление перспективных участков для бурения.

ВНЕДРЕНИЕ ГРП НА СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (ДОМАНИК)

Александров С.П.

ООО «ТаграС-РемСервис»

Проблема рентабельности добычи нефти из карбонатных коллекторов с каждым годом приобретает все более актуальное значение в связи с уменьшением запасов нефти в терригенных коллекторах. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе по РТ достигает около 73%. Отметим, что извлекаемые запасы сланцевой нефти в РТ на сегодняшний день оцениваются примерно в 192 млн тонн. Если считать доманиковые отложения в запасе плюс ресурсы, то получится около 1 млрд т. Но это приблизительная оценка, ведь может быть еще больше. Известно, что основными проблемами при разработке залежей нефти на сланцевых месторождениях являются:

- Высокие градиенты.
- Низкая пористость.
- Низкая эффективность жидкости.
- Мягкие породы (процент известняка более 50 %).
- Трещиноватость (отсутствие развития трещины по горизонтали).

- В связи с низкой проницаемостью, невозможность использования обычных полимерных жидкостей разрыва.

Все эти причины проявляются одинаково – увеличением роста устьевого давления уже при прокачке смеси на начальном этапе. Например на скважине № 4560 НГДУ «АзН» уже на этапе замещения жидкости мы видим постоянный рост устьевого давления (отсутствие развития трещины), что не даёт нам проводить дальнейшие работы. Проведение гидравлического разрыва при данных горно-геологических условиях по классической технологии имеет риск получения технологического «СТОПА».

Предлагаем на скважинах с данными проблемами осуществлять КГРП по следующей технологии:

1. На начальном этапе КГРП с минимальным расходом до 0,5м³/мин. необходимо закачать растворитель (МИАПРОМ, Интат) с целью очистки интервала перфорации и призабойной зоны пласта от АСПО (Асфальтосмолопарафиновые отложения - тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение).

2. Следующий этап стадия протравка НКТ соляно кислотным раствором с добавлением Ni-iron 5000 ppm с темпом нагнетания не более 0,5 м³/мин., с целью очистки внутренней полости НКТ от оксида железа.

3. Последующую стадию проводим с рабочим расходом КГРП с циклической закачкой кислотного раствора с добавлением хим. реагентов Ni-iron 2000 ppm, ASA-1, DM-1,. Создаём в начале новую сеть трещин с помощью кислотного раствора, далее с помощью сшитого геля блокируем созданный канал проводящей трещины. Сшитый гель должен произвести разлом и образовать вязкий слой на стенках трещины и в высокопроводимых каналах, таким образом позволяя последующим стадиям кислоты продвигаться дальше по трещине ограничивая её контакт с карбонатной породой и сокращая утечки. Данная технология была успешно применена на скважине 4560 НГДУ «АзН», где ранее из-за ограничения давления не смогли осуществить технологию проппантного ГРП.

После того, как мы создали горизонтальную трещину с помощью КГРП. Так же мы можем провести процесс ГРП, но не превышая концентрацию проппанта более 400 кг/м³.

Эффективность технологии.

Практическое применение показало, что при проведении гидравлического разрыва по данной технологии позволило получить

улучшение производительности скважин. По результатам мероприятий на скважинах доманиковского и данково-лебедянского горизонтов отмечена высокая эффективность от внедрения кислотного ГРП, а также последующего проппантного ГРП.

ИЗУЧЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И СМАЧИВАЮЩИХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ ПОЛИАКРИАМИДА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Гарифуллина Э.И., Вахин А.В.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Одной из причин низкого коэффициента вытеснения и охвата пласта процессом заводнения на месторождениях, содержащих нефть повышенной вязкости, является большое соотношение вязкостей нефти и воды, приводящее к снижению охвата пласта вытесняющим агентом. Добавка в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды и за счёт этого повысить нефтеотдачу. Характер смачиваемости поровой поверхности породы-коллектора определяет фильтрационные процессы. Коэффициент вытеснения определяется консолидированным действием ряда факторов, таких как пористость, проницаемость, неоднородность структуры порового пространства, распределение пор по размерам. Чрезвычайно важен состав пород. Влияние удельной поверхности растёт с увеличением гидрофобизации поверхности и содержания в нефти полярных компонентов, способных адсорбироваться на поверхности пустот коллектора.

В полимерном заводнении широко применяется множество полимерных реагентов, однако технологии на основе полиакриламида (ПАА) являются наиболее широко применяемыми.

Использование линейки моделей пористой среды может быть необходимо для учета известного явления естественного хроматографического разделения в породах-коллекторах, характеризующихся неоднородностью фильтрационно-емкостных параметров. В более крупных порах концентрируется более тяжелая нефть, тогда как в мелких – с большим содержанием углеводородов, а значит и другой гидрофобностью. В работе были приготовлены композиции полимеров с полидисперсной породой (кальцитом и доломитом).

Для исследований был приготовлен 0,3 %-ный водный раствор ПАА марок Softpusher и Seurvey R1. В настоящее время при полимерном заводнении применяется высокоминерализованный раствор поддержания пластового давления (ППД). Дистиллированная вода была выбрана в качестве имитата пластовой воды. После перемешивания в течение 15 мин раствор помещали в эксикатор. Для определения краевого угла смачивания (КУС) изготавливалась таблетка диаметром 20 мм и толщиной 3 мм прессованием. Определение КУС проводили на приборе DSA-100 фирмы KRUSS методом лежащей капли. Реологические исследования были проведены на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 в режиме динамических испытаний при температурах от 20 до 40°C по стандартной измерительной схеме «прямого» и «обратного» хода при значениях скорости сдвига до 100 с⁻¹. Композиции растворов полимеров с дезинтегрированной породой (кальцит и доломит) были приготовлены в соотношении 1:1.

При измерении вязкости по стандартной измерительной схеме «прямого» и «обратного» хода при значениях скорости сдвига до 100 с⁻¹ было выявлено, что композиции при температурах 20-40 °С начинают проявлять тиксотропные свойства. Восходящая и нисходящая кривые не совпадают и образуют «петлю гистерезиса», что связано, с разрушением внутренней структуры композиций (рисунок 1).

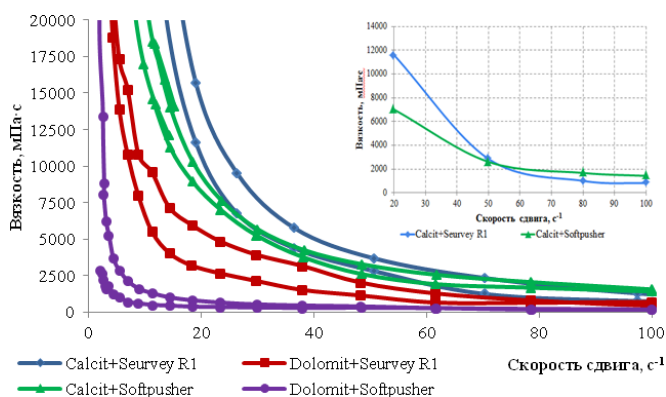


Рисунок 1. Кривые тиксотропии композиций полимера с породой при 30 °С

Площадь петли заметно ниже у композиций с доломитом обоих полимеров Softpusher и Seurvey R1. Особенно заметно различие вязкостных свойств проявляется между композициями при 30 °С. Вероятно, это связано с тем, что при этой температуре происходит адсорбция и структурирование всей полимерной массы в смеси с частицами породы.

Таким образом, в результате исследований показано различие в параметрах кальцита и доломита, связанное с морфологией пор и различным взаимодействием молекул полимера с пористой поверхностью. Получены новые данные о процессах, протекающих на границе раздела фаз в системе пластовые флюиды - минеральный скелет. Результаты исследования поверхностных свойств и реологического поведения различных минеральных компонентов породы-коллектора, выбранные в качестве модельных, позволяют установить эффективность действия различных полимеров для использования в технологиях полимерного заводнения.

ПРОБЛЕМЫ НАЛИЧИЯ СВОБОДНОЙ ВОДЫ В ЗАЛЕЖАХ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Аношин Д.В., Вечкитова Е.Н.

Иститут ТатНИПИнефть

Подземные воды пермских отложений были средой формирования в них залежей сверхвязких нефтей (СВН), оказывали и продолжают оказывать влияние на степень их сохранности, физико-химическое состояние углеводородов (УВ) и современный гидродинамический режим залежей СВН. В 1970-80-х годах изучением гидрогеологических условий пермских битумных месторождений занимались Н.Г. Абдулин, Б.В. Анисимов, К.Н. Доронкин, Р.Л. Ибрагимов и др. В своих работах они отмечали гидрохимические исследования, выполненные химико-аналитической группой гидрогеологических исследований. Отбирались пробы из разведочных скважин, определялся состав вод, плотность, наличие микрокомпонентов (йод, бром, аммоний и др.). Полученные данные, позволили составить определенное представление о гидрогеологических условиях тогда еще разведываемых месторождений. В настоящее время работы по определению химического состава вод не значительны.

Изучаются в основном поверхностные воды (колодцы, родники) пригодные для питья, за которыми осуществляется тщательный мониторинг с целью охраны окружающей среды.

Пермские отложения и покрывающие их более молодые отложения содержат ряд водоносных горизонтов. Рассмотрим подробнее водоносный нижеказанский карбонатно-терригенный комплекс, водоносный уфимский терригенный комплекс и водоносный нижепермский карбонатный комплекс.

Водоносный и локально слабоводоносный нижеказанский карбонатно-терригенный комплекс приурочен к водовмещающим породам, представленным известняками и песчаниками байтуганской, камышлинской и барбашинской пачек. Наиболее выдержанными и водообильными являются органогенные известняки байтуганской пачки («среднеспириферовый» известняк).

Нижеказанские отложения выходят на дневную поверхность, дренируя водоносные пласты в виде многочисленных родников. В кровле комплекса залегают плотные водоупорные глины барбашинской пачки, нижним водоупором являются «лингуловые» глины. Пьезометрические уровни подземных вод повторяют дневную поверхность, а общий уклон пьезометрической поверхности подземных вод наблюдается к долинам рек, выполняющим роль областей разгрузки. Абсолютные отметки статических уровней составляют от 133 до 236 м на водоразделах, от 56 до 93 м - в долинах рек. Воды нижеказанского комплекса преимущественно гидрокарбонатные с общей минерализацией от 0,5 до 0,9 г/л, вблизи залежей СВН в составе вод появляется сероводород.

Слабоводоносный и локально водоносный уфимский терригенный комплекс приурочен к нижней пачке шешминского горизонта уфимского яруса. Водовмещающими породами являются пористые песчаники, алевролиты толщиной от 4 до 29 м. Подземные воды уфимских отложений напорные, пьезометрические уровни устанавливаются выше кровли водоносного слоя. Величина напора над кровлей пласта от 50 до 60 м. Пьезометрические уровни в скважинах устанавливаются чаще всего на абсолютных отметках от 75 до 80 м. Дебит скважин изменяется от 1,4 до 150 м³/сут. По химическому составу воды сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые с общей минерализацией от 1 до 5 г/л. При наличии залежей СВН в водах наблюдаются повышенные содержания сероводорода до 600 мг/л.

Нижепермские водоносные горизонты приурочены к ассельским и сакмарским отложениям, являются высоконапорными

(величина напоров достигает 150 м и более). Воды преимущественно сульфатно-кальциевого, сульфатно-натриевого типов с минерализацией от 4 до 5,5 г/л. На общем фоне выделяются отдельные участки пресных вод с минерализацией до 1 г/л. Нижним водоупором являются таубские сульфаты.

Питание шешминского горизонта осуществляется за счет инфильтрации сверху или восходящей фильтрации снизу. Поступление подземных вод внутрь залежей СВН происходило по трещинам или тектонически ослабленным зонам. Основное направление потока подземных вод согласуется с тектоническим строением территории, дренирующей ролью рек и направлением на запад. Частичная разгрузка происходит в долины рек: Шешма, Лесная Шешма, Кичуй и путем перетока в нижележащий горизонт. Источник поступления вод в шешминскую пачку определяется химизмом воды. Если по составу вода преимущественно гидрокарбонатная, то влияние на толщину оказывалось инфильтрацией. Но если же состав воды преимущественно сульфатный, то влияние сопровождалось фильтрацией вод из нижележащих отложений.

ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРИ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАТАЛИЗАТОРОВ

**Байгильдин Э.Р., Хашан Г.Д., Салих И.Ш., Ситнов С.А.,
Вахин А.В.**

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

В последние годы в мире в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья энергетические компании и правительства стран все большее внимание уделяют нетрадиционным видам жидких углеводородов, в частности высоковязким нефтям, и повышению энергоэффективности методов их добычи. Подобные подходы добычи неконвенциональных ресурсов сопряжены с рядом проблем, связанных с высокой стоимостью оборудования, сложностью прогноза о протекании процессов при закачке теплоносителя в сочетании с добавками, повышающими энергоэффективность добычи, влиянии последних на технологию и материалы при разработке месторождения в целом. Серьезной проблемой является также то, что

для перекачки как легкой, так и тяжелой нефти используется одна система трубопроводов, что приводит к ухудшению качества всей перекачиваемой нефти. В связи с изложенным разработка новых технологий добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей является приоритетным направлением развития всей нефтяной отрасли.

Для России важность исследований, направленных на глубокое изучение процессов, протекающих в продуктивных пластах, приводящих к различным превращениям компонентов тяжелого нефтяного флюида, обусловлена значимостью воспроизводства минерально-сырьевой базы, так как, при условии ввода в разработку месторождений тяжелых нефтей, общая добыча нефти может быть увеличена и решена главная задача развития топливно-энергетического комплекса – поддержание достигнутого уровня добычи нефти и воспроизводство запасов углеводородного сырья.

Разведанные геологические запасы тяжелой нефти в России составляют 116,0 млрд.т, что составляет 17,8% от общей доли мировых запасов, а это третье место после Канады и Венесуэлы.

В России на данный момент открыто достаточно большое количество месторождений залежей тяжелых и сверхтяжелых нефтей, которые сосредоточены в основном в Западной Сибири, Республике Коми и Архангельской области, а также на территории о-ва Сахалин, Удмуртской Республики и Краснодарского края и повышение показателей добычи происходит за счет увеличения фонда скважин и применения новых технологий. Одним из таких методов является паротепловое воздействие на пласт, характеризующийся закачкой расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее ее продвижение ненагретой водой по пласту в сторону добывающих скважин. Вместе с тем использование различных дополнительных приемов, в частности, нагнетание каталитических систем позволит повысить энергоэффективность и интенсифицировать процесс извлечения тяжелой нефти.

В работе проведено лабораторное моделирование некаталитического и каталитического акватермолиза на образце высоковязкой нефти в условиях, близких к пластовым (температура 180 °С, давление 0,1 МПа). Установлено, что применение катализатора и донора протонов приводит к интенсификации реакции крекинга наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, а именно, смол и асфальтенов и существенному снижению их содержания (на 38% и 26%, соответственно), что коррелирует с вязкостно-температурными

данными, указывая на синергетический эффект выбранных реагентов в условиях паротеплового воздействия на залежь (рисунок 1).

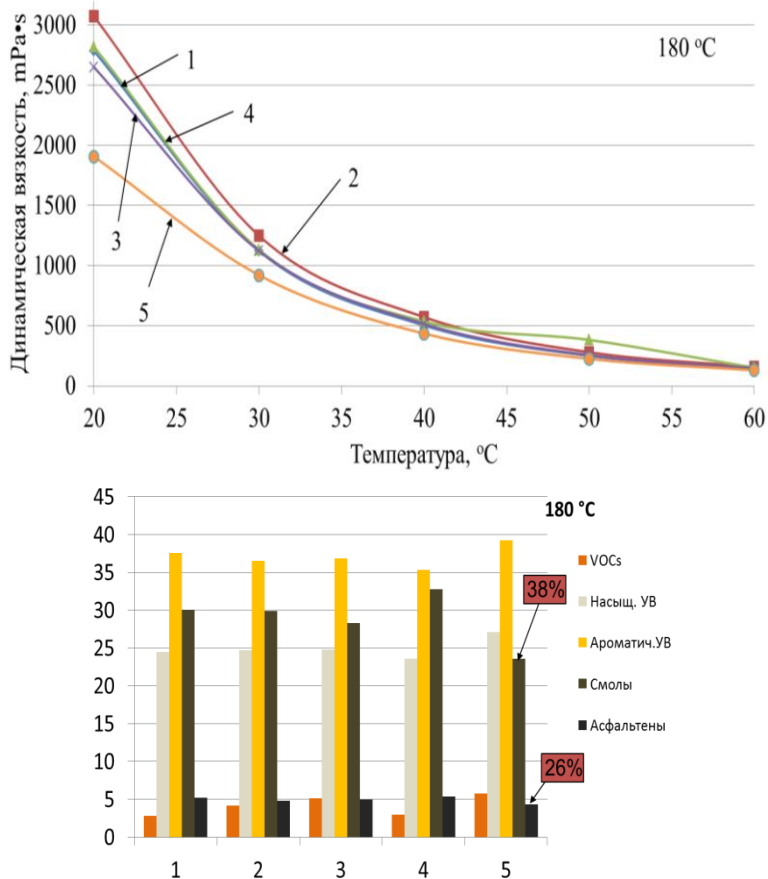


Рисунок 1. Вязкостно-температурные характеристики и групповой состав нефти до и после акватермолиза: 1 – исходная нефть; 2 – без катализатора; 3 – с добавлением донора протонов; 4 – с добавлением катализатора; 5 – с добавлением катализатора и донора протонов

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что применение закачиваемых в пласт катализаторов позволяют интенсифицировать процессы деструкции высокомолекулярных

асфальто-смолистых соединений, обеспечив таким образом облагораживание состава и необратимое снижение вязкости тяжелой нефти.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вильданов Б.Р.

НГДУ «Альметьевнефть»

Продуктивные отложения данково-лебединского горизонта Бавлинского месторождения характеризуются приуроченностью к «нетрадиционным коллекторам» – доманиковым продуктивным отложениям среднефранского-верхнефаменского возраста. Отложения представлены переслаиванием низкопроницаемых и плотных пропластков, обогащенные органическим веществом. В нефтенасыщенных интервалах пористость изменяется от 3% и выше, нефтенасыщенность – от 40% и выше. Толщина пластов изменяется от 2 до 22 м.

Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых продуктивных отложений данково-лебединского горизонта, сейсмические данные, данные углерод-кислородного (C/O) каротажа и петрофизический анализ материалов керновых данных позволяет утверждать, что продуктивные отложения данково-лебединского горизонта являются протяженным резервуаром.

Рассматривая доманиковые отложения Волго-Уральского региона, подразумевается нетрадиционная нефть с вязкостью до 30-50 спз. Соответственно получение нефти в промышленных масштабах из доманиковых отложений связано с воздействием на породы с целью увеличения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕCS) отложений.

В данной работе рассмотрен текущий результат вовлечения в активную разработку доманиковых отложений Бавлинского месторождения за период с 2013 года по 2017 год и перспективы проведения дальнейших мероприятий для интенсификации добычи нефти доманиковых отложений Бавлинского месторождения.

За период опытно-промышленных работ отработаны различные технологии разработки доманиковых отложений:

1. Бурение новой горизонтальной скважины с производством многозонного ГРП;

2. Бурение новых наклонно-направленных скважин с последующем проведением ГРП и большеобъемной кислотной обработки;

3. Реанимация старого фонда скважин, после перехода на доманиковые отложения и производства кислотного ГРП или большеобъемной кислотной обработки.

Наиболее эффективным методом является гидравлический разрыв пласта с использованием кислотных составов в объемах не менее 10м³ на метр перфорированной мощности в вертикальных скважинах.

В процессе производства ГРП проводились специальные геофизические исследования по определению высоты трещины и упруго деформационных свойств коллектора.

При производстве ГРП так же производился поверхностный пассивный микросейсмический мониторинг развития зон трещинообразования.

По состоянию на 01.01.2017 года на доманиковые отложения Бавлинского месторождения работают 13 добывающих скважин. За 2016 год добыча нефти из 13 скважин составила 15 982 тонн нефти.

В 2017 году планируется бурение двух горизонтальных скважин с производством многозонного ГРП, а так же продолжение проведения матричных большеобъемных обработок призабойной зоны кислотным составом.

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПУТЕМ БУРЕНИЯ ИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА С НЕСКОЛЬКИМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Гарифуллин М.З., Ахметшина А.Р.

Центр обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть»

На Ашальчинской залежи сверхвязкой нефти средняя нефтенасыщенная толщина составляет 20-30 м. В сводовой части залежи максимальная толщина достигает 32 м. В краевых частях

песчаная пачка не однородна, встречаются глинистые пропластки, также местами наблюдаются уплотненные участки песчаной пачки, обусловленные заполнением межзернового пространства известковым материалом. Данные факторы приводят к ухудшению условий для получения гидродинамической связи между парами скважин при разработке залежи методом парогравитационного дренажа.

В краевой, восточной части залежи в 2014 году была пробурена пара горизонтальных скважин №№ 15117, 15118. По результатам анализа данных геофизических исследований скважин методом АМК «Горизонт» был сделан вывод о том, что большая часть добывающей скважины была пробурена в глинистом пропластке нефтенасыщенного пласта (рисунок 1).

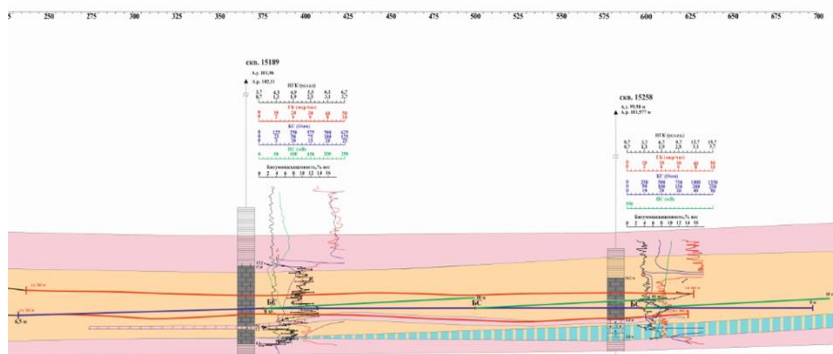


Рисунок 1. Проекция скважин №15117/15118

При освоении добывающей скважины средняя приемистость по пару не превысила 22 т/сут. Для увеличения приемистости была проведена кислотная обработка, но она не дала положительного результата. На этапе эксплуатации наблюдался низкий дебит по жидкости, отсутствовала термогидродинамическая связь с нагнетательной скважиной, вследствие чего было принято решение о переводе скважины в бездействие. После этого специалистами УДСВН было предложено произвести перебуривание добывающей скважины выше глинистого пропластка. Для увеличения продуктивности из основного ствола в стороны пробурили ответвленные боковые стволы с небольшими подъемами к забоям. Что позволило увеличить зону дренирования скважины (рисунок 2). Для оптимизации затрат было принято решение о бурении новой скважины из эксплуатационной колонны старой № 15118, что позволило сэкономить 10,5 млн. руб.

В результате проведенных мероприятий наблюдается увеличение приемистости по пару с 22 до 85 т/сут. После освоения паром скважина № 15118 была запущена в феврале 2017 года, текущий дебит по жидкости составляет 70 т/сут., скважина находится в освоении.

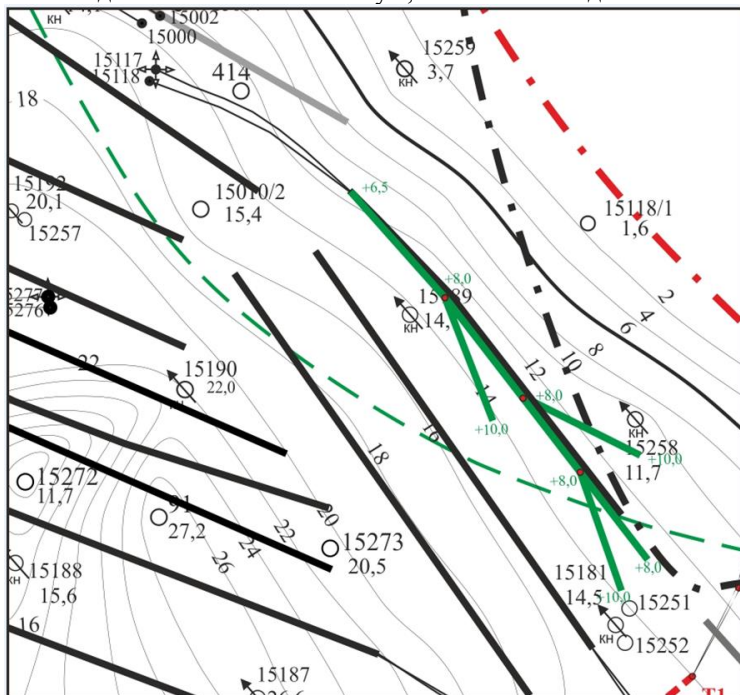


Рисунок 2. Карта толщин Ашалчинской залежи (участок размещения скважины № 15117/15118)

По данной технологии в федеральный институт промышленной собственности подана заявка на патент.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВМЕЩЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ «КИСЛОТА-ПРОППАНТ» НА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

Гринин Д.В.

ООО «ТаграС-РемСервис»

Составляющая часть запасов нефти ПАО «Татнефть» приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной очень затруднена, что существенно осложняет их разработку.

Основным методом повышения нефтеотдачи карбонатных отложений являются солянокислотные обработки, и кислотный разрыв. В процессе КГРП или ОПЗ, несмотря на применение различных технологий, проникновение активной кислоты радиально ограничено. После проведения кислотной обработки в карбонатах может наблюдаться значительное увеличение добычи. Но такой эффект будет непродолжительным, так как обработке подвергся ограниченный объем породы.

Известно, что для повышения продуктивности могут быть эффективно применены как кислотный, так и гидравлический разрывы пласта. Однако каждый процесс имеет свои преимущества и недостатки. В связи с данным обстоятельством приходит мысль о возможности соединения данных технологий, так как полное совмещение этих воздействий на пласт дает возможность получить синергетический эффект. Высокий потенциал эффективности совмещения двух видов гидравлического разрыва пласта обеспечивает его технологическая особенность, заключающаяся в фиксации длины созданных трещин проппантом и эффективном глубоком проникновении кислоты в удаленную матрицу породы, то есть перемещение происходит в глубине пласта за счет профиля вытеснения т.к. жидкость разрыва является одним из эффективных материалов для выравнивания профиля.

Данная технология заключается в следующем: перед проведением совмещённого ГРП проводится тестовая закачка, по результатам которой определяем : эффективность жидкости разрыва, значение чистого давления (т.е фактическое давление в трещине), и так же определяем потери давления на трение путем закачки пробной пачки проппанта. Сам процесс совмещённого ГРП проводится в нескольких циклах последовательной закачки кислоты и проппанта, при этом расширяются естественные проводящие каналы и создается система

вторичной искусственной трещиноватости. Закрепление такой системы пропантом не позволяет трещине сомкнуться и поддерживает ее в раскрытом состоянии вне зависимости от величины пластового давления, тем самым увеличивая продуктивность скважины длительное время в отличии от кислотного ГРП.

В качестве ОПР в начале 2016 года на одной из скважин ПАО «Татнефть» проведен совмещенный процесс на верейские отложения закачкой 5 т пропанта и 32 м3 кислоты. В настоящее время скважина находится в работе, первоначальный дебит нефти превысил ожидаемые показатели.

Проведение ГРП по данной технологии увеличит выручку для нашей компании, соответственно увеличится доп. прибыль за счёт привлечения дополнительного объёма работ. Для заказчика эффект заключается в дополнительной добычи нефти.

Личный вклад заключается в разработке данной технологии, участие в подборе скважины на заседании комиссии в Татнефть, анализ работы скважины, так же планируется внедрение данной технологии на объектах сторонних компаний.

Таким образом, можно утверждать, что технология совмещенного кислотного гидроразрыва пласта является удачным способом стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную продолжительную работу скважины, на которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны или эффект был кратковременным. Благодаря данной технологии возможно расширить область применения ГРП и повысить эффективность проводимых процессов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НА ПРИМЕРЕ ЦИФРОВОГО КЕРНА ПЕСЧАНИКА АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Закиров Т.Р.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Применение поверхностно-активных веществ является широко-применимым методом увеличения нефтеотдачи. В традиционных коллекторах характерный размер пор находится в пределах 5-25 мкм.

При значениях поверхностного натяжения 25 мН/м капиллярное давление играет значительную роль при вытеснении нефти водой. При заводнении с использованием ПАВ снижается межфазное натяжение на границе раздела жидкость / жидкость и жидкость / твердое тело, тем самым изменяются свойства смачиваемости горной породы, а также происходит интенсификация нефтевытеснения из поровых каналов. Однако, изменяя капиллярное, последствия от применения данной технологией ограничиваются не только увеличением скорости фильтрации, но и изменением охватом нефтяного коллектора.

В рамках данной работы заводнение с применением ПАВ исследуется в масштабе поровых каналов. В качестве образцов используются битуминозные песчаники Ашальчинского месторождения. Для реконструкции поровых каналов проводится рентгенотомографическая съемка, на основе которой строится цифровой образ пористой среды. Для моделирования двухфазных течений в масштабе поровых каналов используются решеточные уравнения Больцмана и Color-field метод для описания межфазных взаимодействий.

На основе расчетов получены результаты, показывающие, что при применении ПАВ наблюдается переход от стабильного фронта вытеснения в режим формирования «вязких» пальцев, что негативно отражается на промысловых данных. Однако перепад давления при заданной скорости фильтрации на входном сечении образца при применении ПАВ ниже. Построен график зависимости насыщенности образца водой от координаты фронта вытеснения. Показано, что при уменьшении поверхностного натяжения насыщенность образца водой значительно ниже, чем при обычном заводнении, что свидетельствует об уменьшении охвата коллектора.

КРИТЕРИИ ПОДБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ВОВЛЕЧЕНИЯ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»

Ибрагимова И.У.

НГДУ «Азнакаевскнефть»

Обеспечить дальнейший рост добычи нефти наряду с планомерным снижением обводненности продукции достигается

применением различных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как бурение новых скважин, зарезка боковых стволов, гидроразрыв пласта (ГРП), методы увеличения нефтеотдачи и т.д. Одним из методов доизвлечения остаточных запасов нефти из невыработанного межскважинного пространства является зарезка боковых стволов с уплотнением существующей сетки скважин. Это равноценно бурению новой вертикальной скважины при значительно меньших затратах, так как используется часть ранее пробуренного ствола.

Преимущество бурения боковых стволов обусловлено тем, что отпадает необходимость в строительстве новых коммуникационных линий, сокращаются затраты на оборудование и материалы. Технология позволяет вовлечь в разработку ранее недренируемые участки залежей. Успешность мероприятия зависит от точности определения величины и местоположения остаточных запасов.

Для определения критериев подбора скважин для зарезки бокового ствола был сделан анализ ранее выполненных ГТМ. Боковые зарезки осуществлялись из высокообводненных скважин, в которых водоизоляционные работы оказались безуспешными.

Успешность мероприятий по зарезке боковых стволов зависит от точности определения величины и местоположения остаточных запасов. В то же время при выборе скважин необходимо учитывать и степень охвата заводнением пластов, вскрытых в разрезе на момент проведения операции по зарезке (БС). Вычисление коэффициента охвата необходимо для прогнозирования целевого коэффициента извлечения нефти. В этой связи рекомендуется по каждой скважине проводить детальный анализ разрезов соседних скважин и характера распространения коллекторов по пластам, являющимся объектами зарезки БС.

Изучена карта изобар, которая позволяет оценить текущую ситуацию по распределению давления на участке. Таким образом выделяются зоны низких и более высоких пластовых давлений. Это позволяет выявить перспективные участки для зарезки БС по пластовому давлению. А наложение карты изобар на карту остаточных нефтенасыщенных толщин дает возможность выбрать направление зарезки по распределению остаточных запасов и имеющему потенциалу пластового давления.

Для снижения геологического риска вскрытия зоны отсутствия коллектора предлагается выполнять ГТМ, если ожидаемая толщина продуктивного коллектора не менее 4 метров. Данный параметр

определен по результатам анализа продуктивного разреза успешных мероприятий.

С целью определения запасов по пластам выполнен анализ профилей притока и приемистости по скважинам участка. При исследовании многопластовой залежи, эксплуатируемой одним фильтром, величины дебита нефти и расхода воды для каждого пласта в отдельности позволяют распределить накопленную добычу нефти и объем закачанной воды между совместно эксплуатируемыми пластами. Эти данные используются затем для анализа разработки: прогнозирования продвижения фронта закачиваемых вод, оценки текущего коэффициента нефтеотдачи раздельно по пластам и т.д.

Выполненная работа позволила определить критерии подбора скважин для вовлечения слабодренлируемых запасов в условиях высокой выработанности коллекторов для успешного проведения ГТМ по зарезке бокового ствола. Рекомендуется выполнять подбор скважин-кандидатов по следующим критериям:

- ТИЗ не менее 30 тыс. тонн;
- ожидаемая суммарная толщина продуктивного коллектора должна быть не менее 4 м;
- технологическая возможность выполнения работ;
- ожидаемое пластовое давление должно быть не менее 130 атмосфер.

УЧЕТ ФАКТОРОВ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ОБЪЕКТОВ ПО НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»

Исаева М.И.

НГДУ «Азнакаевскнефть»

Обоснование и поддержание оптимальных забойных и пластовых давлений имеет важное и актуальное значение для эффективной выработки запасов углеводородов на поздней стадии разработки. Учитывая, что рост количества ГТМ в этом направлении увеличилось, важно знать зависимость прироста нефти от различных параметров и выделить критерии подбора скважин для дальнейшей оптимизации забойного давления.

Ограничивающими факторами в общепринятом понимании при оптимизации $R_{\text{заб}}$ являются: $P_{\text{насыщения}}$ нефти газом, $T_{\text{пласта-коллектора}}$, толщина пласта, вынос песка на слабосцементированных породах, депрессия пласта-коллектора, ВНК, ВНФ.

В данной работе выполнен анализ оптимизации $R_{\text{заб}}$, проведенных в НГДУ «Азнакаевскнефть». Работа посвящена анализу причин отрицательного эффекта. Одним из ограничивающих факторов в отсутствии прироста может быть близость ВНК, что особенно важно для бобриковских отложений, по причине разности вязкостных характеристик флюидов. Проанализировав, выявила, что в скважинах с расстоянием менее 4 метров между интервалом перфорации и начальным ВНК, из-за подтягивания подошвенных вод, прирост добычи нефти не выявлен. И даже ГС не решают проблему опережающего обводнения при близости ВНК, несмотря на то что характер притока эллиптический, за счет депрессии обводненность увеличивается.

Кроме того, оценила зависит ли прирост по нефти от $P_{\text{пл}}$. Низкое $P_{\text{пл}}$ для верхних горизонтов не является ограничивающим фактором, однако при условии, что $P_{\text{пл}}$ ниже 0,7 от начального давления в 30% скважин эффект не достигнут, что говорит о том, что менее рискованно проводить ГТМ при наличии пластовой энергии выше 0,7 и менее 0,9 от начального давления. Продолжительность эффекта в таких скважинах не более 6 месяцев.

Так же проанализировано зависит ли выработанность участка на эффективность ГТМ. Средняя обводненность нашего участка более 95%, агрессивный темп отбора привел к защемлению остаточных запасов за счет опережающего обводнения, связанного с вязкостными характеристиками. В целом оценка зависимости прироста нефти от ВНО показала, что успешными являются скважины с ВНО не более 3.

Далее оценила зависимость прироста нефти от степени снижения $R_{\text{заб}}$ относительно $P_{\text{насыщения}}$. В результате анализа выявлено, что в скважинах с $R_{\text{заб}}$ ниже 0,6 $P_{\text{насыщения}}$, эффекта нет, или длительность эффекта не более 6 месяцев.

Также оценила зависит ли прирост от остаточной нефтенасыщенной толщины, максимальный прирост получен в скважинах, где остаточная нефтенасыщенная толщина более 2м.

Выполнила оценку не происходит ли интерференция ГТМ на окружающие скважины. Анализ выявил, что на 92% скважин отрицательное воздействие ГТМ не наблюдалось. Перераспределение добычи между скважинами, несмотря на высокую зональную

однородность бобриковских отложений, по выполненным скважинам не выявлено.

На сегодняшний день данные критерии включены в алгоритм автоматизированного подбора скважин на ГТМ по оптимизации $R_{\text{заб}}$. По нашему НГДУ проводится апробация предложенного алгоритма, с последующим внедрением по компании, где учтены мною выделенные факторы.

ОСОБЕННОСТИ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА НЕФТЕНОСНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД БАШКИРСКОГО ЯРУСА ВОЛГО- УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Китов В.А.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Объектом исследования являлся керновый материал, отобранный из ряда месторождений Волго-Уральского региона, географически расположенных в юго-восточной части Русской платформы. Актуальность исследования карбонатных пород башкирского яруса вызвана увеличением роли башкирских резервуаров в современной нефтедобыче региона и большими перспективами их разработки в будущем. В составе отложений яруса выделяется несколько типов известняков, однако преимущественным распространением среди которых пользуются пакстоуны и грейнстоуны. Обилие остатков мелководной фауны, следы размыва отложений в виде серий обломочных известняков указывают на мелководные условия накопления материала и нестабильное положение уровня моря. Это сопровождается как размывом значительной доли отдельных горизонтов яруса, так и полным выпадением некоторых горизонтов из его состава. В башкирском веке изученная территория представляла собой полого направленный в восточном направлении рамп [1]. Состав фауны, положение линии базиса волнового и штормового воздействия, степень сортировки карбонатного материала, позволяют отнести отложения яруса к переходной зоне между внутренней и средней частью рампа.

Особенностью строения башкирского яруса является высокая степень невыдержанности отложений по площади. Так, даже в пределах одного месторождения, между залежами на расстоянии 2-3 км довольно

сложно проследить разновозрастные горизонты, вследствие высокой фациальной изменчивости отложений. При этом меняется не только соотношение типов по разрезу, но и их мощности. Установлено, что нефтенасыщенность связана лишь с интервалами развития пакстоунов и грейнстоунов, пустотно-поровое пространство которых в меньшей мере унаследовано от первичных условий накопления материала, а в большей степени является следствием процессов вторичного выщелачивания.

Литература

1. Proust, J.N., Chuvashov, B.I., Vennin, E., Boisseau, T. Carbonate platform drowning in a foreland setting: the mid-carboniferous platform in western Urals (Russia). Journal of Sedimentary Geology – Vol. 68. – PP. 1175-1188.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ СО(II), ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ИЗ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПРЕКУРСОРА, ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ

**Лотфуллин Б.Р., Феоктистов Д.А., Михайлова А.Н., Каюкова Г.П.,
Вахин А.В.**

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

В последние годы в мире широко ведутся исследования, связанные с созданием новых высокоэффективных технологий извлечения и переработки тяжелого нефтяного сырья, к основным видам которого относятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Добыча указанного сырья осложняется большим числом проблем, связанных с высоким содержанием в нем высокомолекулярных углеводородных и гетеросодержащих соединений, что обуславливает его малую подвижность в пластовых условиях, также, как и в процессах транспортировки и переработки. Особенности тяжелых нефтей предполагают разработку новых высокоэффективных технологий извлечения. К известным разработанным и принятым для тяжелой нефти методам извлечения относятся термическое воздействие, химические методы, микробиологические методы и т.д. Одним из перспективных методов, позволяющих интенсифицировать процесс добычи тяжелой

высоковязкой нефти, является применение катализаторов в технологиях паротепловой обработки пласта. Добыча нефти с помощью каталитического акватермолиза является перспективной альтернативой методу паротепловой обработки. По сути, каталитический акватермолиз представляет собой модифицированный процесс нагнетания пара в пласт. Катализатор и добавки (донор водорода) впрыскиваются в породу вместе с паром с целью уменьшения температуры процесса конверсии нефти и необратимого снижения вязкости, за счет преобразования высокомолекулярных компонентов нефти и увеличения доли легких углеводородов в ее составе. Катализаторы, вводимые в пласт, могут использоваться в различной форме: дисперсные, нефте- или водорастворимые.

В последние годы ведутся плодотворные работы по изучению процесса акватермолиза тяжелой нефти с применением каталитических агентов на основе переходных металлов, таких как Fe, Ni, Cu, Co, Zn, W. Для полного понимания механизма каталитического процесса необходимо изучение окончательной формы нефтерастворимого прекурсора катализатора. Считается, что активная форма катализатора формируется в пластовых условиях как при закачке нефтерастворимых прекурсоров, так и при использовании оксидов металлов в присутствии серосодержащих соединений. При этом каталитически активная форма – это чаще всего сульфиды металлов — катализаторы гидрогенолиза.

Образцом исследования служила тяжелая высоковязкая нефть из пермских отложений Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан, Россия), добытая с применением парогравитационного метода SAGD. В работе представлены результаты исследования активной формы катализатора, образующегося в пластовых условиях из нефтерастворимого прекурсора по результатам лабораторного моделирования каталитического акватермолиза нефти. Прекурсор катализатора представляет собой нефтерастворимый комплекс Co (II) с органическим лигандом. Эффективность катализатора установлена по SARA методу, изменению динамической вязкости и структурно-группового состава высокомолекулярных фракций нефти. Наночастицы катализатора, образующиеся в процессе каталитического акватермолиза, были выделены из образцов преобразованной нефти путем разбавления их многократным объемом толуола. После полного растворения нефти выпавший осадок отфильтровывали и промывали горячей экстракцией до полного обесцвечивания растворителя. Затем полученный осадок просушивали в токе азота. Проведен элементный и рентгеноструктурный анализ активной формы катализатора, определена

морфология и размер частиц. Фотография образца катализатора, полученная с помощью сканирующей электронной микроскопией представлены на рисунке 1.

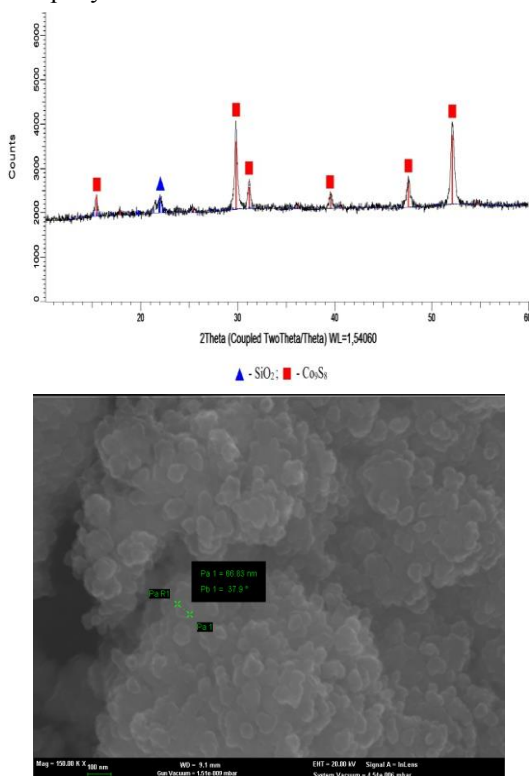


Рисунок 1. Рентгенограмма и фотография СЭМ наночастиц катализатора

По результатам можно сказать, что порошки катализаторов представляют собой наноразмерные частицы соединений металлов. Средний размер частиц всех образцов варьируется в пределах от 50 до 100 нм.

Исследованы параметры активной формы катализатора, формирующегося из нефтерастворимого прекурсора, для использования в паротепловых технологиях нефтеизвлечения.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОСНОВНОЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕ-КАРМАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Николаев Д.С.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Разведанные залежи сверхвязкой нефти в Татарстане преимущественно приурочены к песчаникам уфимского яруса. Несмотря на значительную изученность отложений продуктивной пачки, вопрос о присутствии в них неоднородностей значительного простирания весьма актуален, в особенности – для уточнения цифровых моделей месторождений, что является целью данной работы. Присутствие неоднородностей может оказывать значительное влияние на процесс разработки.

Объектом исследования в данной работе является Нижне-Кармальское месторождение. По данным ГИС продуктивная толща достаточно однородна, однако с целью уточнения геологического строения залежи и дальнейшего построения геологической модели был проведен анализ макроописаний керна из вертикальных оценочных скважин. После этого на 147нк скважине был обнаружен участок плотного песчаника, без нефтенасыщения. Далее с целью уточнить характер распространения выделенного пропластка во всем разрезе необходимо было найти критерии для выделения данного участка и на других скважинах.

Было решено определить распространение искомого пропластка по анализу макроописания керна скважин – по 16 скважинам были определены кровля и подошва искомого пропластка. После этого была построена поверхность исследуемого пропластка и проведена палеореконструкция толщи песчаной пачки. Так же образцы породы исследуемого пропластка были изучены с помощью рентгенографического фазового метода с целью определения минерального состава.

В результате работы выяснилось, что этот пропласток характеризуется доломитовым цементом и может служить флюидоупором, что обязательно должно быть учтено при построении геолого-гидродинамической модели залежи, а с целью более точного выделения данного пропластка на всей территории залежи может быть рекомендовано проведение ГИС микрозондами.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Рахмаев Л.Г.

НГДУ «Азнакаевскнефть»

Процесс бурения, строительства скважины во многом определяет качество эксплуатации скважины в течении всего периода её работы.

Точность проведения работ, не допуская отклонения от запланированных мероприятий обеспечит максимальную эффективность. Однако, в силу различных геолого-физических причин, скважина подвергается различным осложнениям уже в процессе бурения. Обваливания пород, наличие зон поглощения – являются первопричиной возможных заколонных перетоков при эксплуатации скважины. Помимо того, что цементный камень в зонах поглощения является менее плотным по сравнению со всем стволом скважины, причиной появления ЗКЦ может быть интенсивная коррозия цементного камня против водоносных интервалов ниже бобриковского горизонта.

Таким образом, основная задача исследования – это предотвращение или предупреждение ЗКЦ на этапе строительства скважины.

Как видно из графика (рисунок 1), с увеличением диаметра скважины из-за обваливания, увеличивается и удельный расход раствора для цементирования скважины, что объясняется необходимостью заполнения большего объема заколонного пространства.

Следовательно, низкий уровень цемента за эксплуатационной колонной (или «недоподъем» цемента) можно объяснить тем, что расчетный объем цемента затрачивается на заполнение искусственных пустотных пространств (рисунок 2).

Так как проверить плотность цемента за э/к не удастся, то сделаем допущение, что в местах обваливания пород качество цементного камня будет ниже относительно других участков ствола скважины. На ухудшение качества цементного камня может повлиять, с одной стороны частичное поглощение раствора самим пластом – коллектором, с другой – постепенное разрушение цементно камня под воздействием вязанных вод. Следовательно, при расчетах необходимого количества цементного раствора, необходимо применять коэффициент,

учитывающий вышесказанное и/или усовершенствовать состав цементного раствора. Можно также рассмотреть необходимость дополнительных ступеней цементирования.

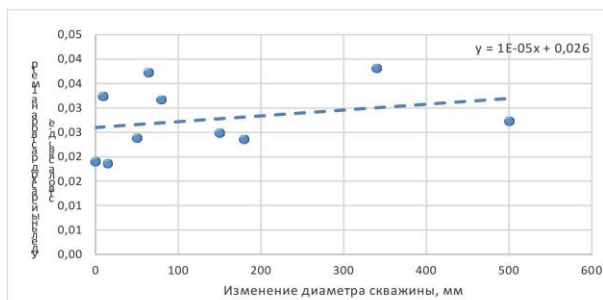


Рисунок 1. Статистическая зависимость удельного расхода раствора на погонный метр ствола скважины от изменения диаметра скважин

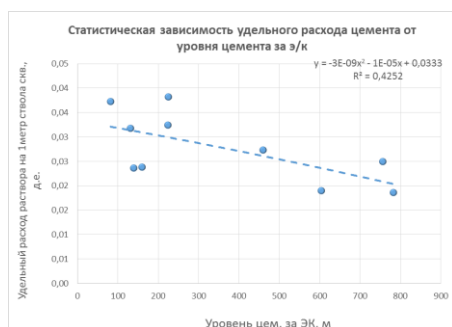


Рисунок 2. Статистическая зависимость удельного расхода раствора на погонный метр ствола скважины от уровня цемента за э/к

Наличие ЗКЦ в скважинах, работающих на верхних горизонтах, как правило, сопровождается относительно высокой (не соответствующей ФЕС пласта) приемистостью. Поэтому для определения количественных критериев, которые необходимо будет применить при расчетах дополнительного объема цемента, были построены корреляционно-статистические зависимости существующей приемистости скважины от значений ГК, НГК и амплитуды ПС (рисунок 3).

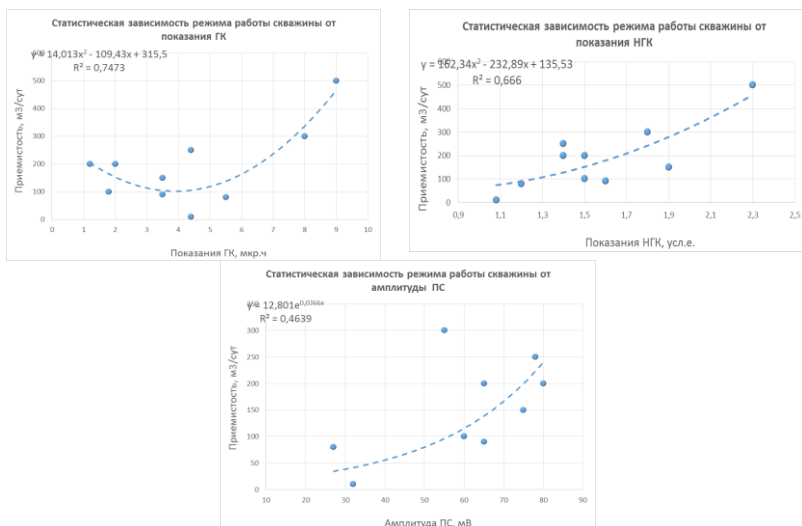


Рисунок 3. Статистическая зависимость режима работы скважины от показаний ГК, НКК и амплитуды ПС

Выводы и предложения:

- 1) При расчетах необходимого количества цементного раствора, необходимо применять коэффициент, учитывающий непроизводительный расход цементного раствора.
- 2) Усовершенствовать состав цементного раствора.
- 3) Необходимо применять дополнительные ступени цементирование.

КРАТКОЕ ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Сосницкая В.А.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Сегодня ситуация с оценкой ресурсов углеводородов в мире значительно изменилась. Новые открытия и новые технологии

позволяют делать доступными новые нетрадиционные ресурсы углеводородов, запасы которых на нашей планете колоссальны.

Сокращение активных запасов в районах добычи приводит к необходимости изучения новых районов сложного геологического строения и поискам резервов добычи за счет трудноизвлекаемых запасов. В последнее время все большее внимание привлекается к оценке сырьевой базы «tight oil». Изучение доманиковых отложений как нетрадиционного источника УВ требует несколько отличных подходов, как к постановке задачи, так и к методам их решения.

Доманик, как нефтегазопроизводящая толща изучен достаточно хорошо, о чем свидетельствуют работы [1, 2], но, как толща, непосредственно содержащая непрерывные скопления УВ в плохопроницаемых коллекторах практически не изучен [3].

Скопления УВ, существенно отличающиеся историей, генезисом, которые определяют перспективность и потенциал, а также приуроченные к разнородным толщам часто объединяют в единую группу. Это приводит к неоднозначному набору методов изучения и методов оценки, и, в конце концов, к неубедительным выводам и рассуждениям о перспективах в целом [4].

Существует проблема неоднозначности методик определения органического вещества, содержащегося в отложениях, – керогена. Главная причина нерешенности задач оценки ресурсов – отсутствие адекватных моделей доманиковых толщ. Для исследования их природы и моделирования имеет смысл дать им базовую характеристику.

В Америке под термином «сланцевая нефть» понимают нефть двух видов:

«shale oil» – высоковязкая сланцевая смола, по свойствам (плотности, вязкости) значительно отличается от традиционной легкой нефти. Получают из горючих сланцев после термического воздействия;

«tight oil» – легкая нефть, содержащаяся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, т.е. в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах – сланцах [5]. Применяя термин «сланцевая нефть» в России, подразумевают именно «tight oil».

Автором работы [3] отмечено, что однозначно оценить «сланцевый бассейн», изучая его как традиционный объект невозможно, т.к. применение схожих программ изучения на разных объектах недопустимо. Применяемая понятийная база должна однозначно описывать как собственные свойства флюидов, так и характеристики вмещающей среды.

Таким образом, для оценки ресурсов необходимо выполнить большой комплекс геохимических и механических исследований непосредственно отложений «tight oil», разработать методологические основы оценки ресурсов отложений, а также принципы классификации нефтегазодобывающих систем.

Литература

1. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа// Л.: Недра.– 1986.

2. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа//Под ред. Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архипова. М.: Мир, 1982. 703 с.

3. Прищепа О.М. Нетрадиционные объекты поиска углеводородов – доманикоиды Восточно-европейской платформы// [Электронный ресурс] <http://www.ngtp.ru/present/Petromodel2014>

4. Аверьянова О.Ю., Прищепа О.М. Понятийная база и терминология применяемая для нетрадиционных скоплений углеводородов в сланцевых толщах// [Электронный ресурс] <http://www.ngtp.ru/present/OYuAveryanova.pdf>

5. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это?// [Электронный ресурс] <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/geol/012.pdf>

ИЗУЧЕНИЕ ЛИТОЛОГИИ СРЕДНЕФРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Тахауов А.А.

Татарское геологоразведочное управление

Потенциал нетрадиционных источников нефти и газа – один из важнейших вопросов развития не только газонефтяной отрасли, но и в целом всей мировой энергетики.

Одними из самых известных нетрадиционных источников углеводородов являются сланцевые нефть и газ, активно добываемые в США. А.М. Жарков пишет, что по литологическим и геохимическим отложениям, а также по коллекторскому потенциалу разрабатываемые с целью добычи углеводородов сланцевые толщи соответствуют баженовским отложениям Западно-Сибирской плиты и их аналогам в

других регионах. Для территории, протягивающейся вдоль Урала – от Прикаспийской синеклизы на юге до Печорского моря на севере, он выделяет в качестве перспективных отложения семилукской свиты [1]. Так как речичкая и саргаевская свиты схожи по литологическому составу и степени катагенеза с семилукской, в данной статье будут рассматриваться литологические особенности всего среднефранского подъяруса верхнего девона.

Согласно общепринятой классификации нетрадиционных источников углеводородов, породы среднефранского подъяруса относятся скорее к низкопроницаемым (tight), чем к сланцевым (shale).

Нефтегенерационный потенциал семилукских отложений на территории Татарстана оценивается в 67%, речичких – 9,3% [2]. Установлена нефтеносность семилукско-речичких отложений на значительной части площадей Ромашкинского месторождения, Соколкино-Сарапалинском, Березовском и Ерсубайкинском месторождениях, а также на Черемшанской, Уратьминской, Уральской, Бухараевской, Бастрыкской разведочных площадях. Нефтеносность семилукского и речичкого горизонтов и приуроченные к данным отложениям залежи связаны с линейными зонами повышенной трещиноватости пород, связанной с региональными разломами [3].

Для сланцевых пород определяющими условиями для образования промышленных скоплений углеводородов являются [4]:

- Низкое содержание глинистых минералов и высокое содержание кремнезема;

- Содержание органического вещества в породе более 2%;

- Зрелость органического вещества;

- Пористость породы более 4% и проницаемость более 0,0001

мД.

Данные условия применимы и для низкопроницаемых пород, так как для их разработки используются те же методы интенсификации добычи (бурение горизонтальных скважин и технология гидроразрыва пласта).

Для определения содержания глин и кремнезема, характера порового пространства и других литологических особенностей был проведен комплекс исследований, считающийся базовым при изучении сланцевых и низкопроницаемых пород. Он включает в себя: макроскопическое описание керна, его привязка к данным ГИС; оптико-микроскопический анализ; изучение структурных и текстурных особенностей пород; рентгенографический анализ; определение пористости, проницаемости, флюидонасыщенности пород.

В результате проведенных исследований отложений речицкой, семилукской и саргаевской свит скважин, расположенных в различных частях республики Татарстан и тектонически приуроченных к различным элементам, а также литературного анализа предыдущих исследований по данной теме были получены следующие результаты:

1) Выделены литотипы пород, слагающих среднефранский подъярус верхнего девона. Преобладают преимущественно кремнисто-карбонатные и карбонатные породы;

2) Органическое вещество приурочено в основном к кремнистым прослоям;

3) Обнаружено значительное содержание кремнезема и отсутствие глинистых минералов;

4) Преобладает матричная пористость, в некоторых образцах наблюдается трещиноватая пористость.

Литература

1. Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России/ А.М.Жарков// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.-2011.- № 3.- С.16-21.

2. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций/ Под ред. О.М. Мкртчяна. М.: Наука. 1990.- С.79.

3. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ.-2010.- С.283.

4. Boyer C. и др., Producing gas from its source/ Oilfield review.- 2006.-№1.- С.36-49.

ИЗУЧЕНИЕ ТОНКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ СВН ПОЛЯНСКОГО ПОДНЯТИЯ ЕРСУБАЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Титов А.А.

Татарское геологоразведочное управление

Ограниченность и невозполнимость запасов легких нефтей и их постоянное сокращение создают необходимость поиска новых дополнительных источников углеводородного сырья. На Территорию

Республики Татарстан (РТ) приходится подавляющая часть сверхвязких нефтей Волго-Уральского региона. Значительные ресурсы сверхвязких нефтей (СВН) сосредоточены в пермских отложениях Республики Татарстан.

Изучение тонких особенностей фильтрационно-емкостных свойств позволяет делать выводы о качестве коллектора (его типа), насыщении.

Рассмотрение вопросов моделирования строения и формирования сложнопостроенных резервуаров и залежей, и минимизации рисков их освоения является актуальной задачей.

В практике зарубежных исследований для объединения параметров пористости и проницаемости при описании ФЕС терригенных коллекторов используются гидравлические единицы потока/коллектора (HFU).

Разные авторы по-разному определяют гидравлическую единицу потока, сходясь в том, что его характеристики определяются обстановкой осадконакопления и процессами диагенеза. Гидравлические единицы имеют следующие свойства:

1. Гидравлическая единица потока/коллектора есть некоторая часть пласта-коллектора, сложенная породами одного или более чем одного литологического состава.
2. Гидравлическую единицу можно коррелировать и картировать в масштабе интервала.
3. Зонирование пласта-коллектора с выделением гидравлических единиц должно коррелироваться с соответствующими разбивками его по кривым на диаграммах геофизических исследований скважин.
4. Гидравлическая единица может сообщаться с другими гидравлическими единицами.

Гидравлические единицы, имея пространственное развитие, характеризуют литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Возможность HFU характеризовать анизотропию петрофизических свойств резервуара в пространстве позволяют выбрать ее в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора.

Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете индикатора гидравлического типа коллектора FZI (Flow Zone Indicator). Этот параметр получен из уравнения Козени-Кармена и рассчитывается по следующей формуле:

$$FZI = \frac{1}{S_{vgr} * \sqrt{K_t}}$$

где S_{vgr} – удельная поверхность пористого материала или общая площадь контактирующей с флюидом поверхности в пределах порового пространства на единицу объема зерен, K_t – коэффициент эффективного зонирования (K_T).

Параметр FZI (мкм) является уникальным для каждой гидравлической единицы и применяется для классификации петрофизических классов коллектора.

Концепция гидравлических единиц подразумевает, что существует ограниченное число типов коллектора, характеризующихся уникальным средним значением FZI, и разброс значений FZI относительно среднего вызван случайными погрешностями. Следовательно, в первую очередь необходимо определить число таких типов коллекторов и границы FZI для каждого из них. Данный подход ориентирован на использование имеющихся данных по керну и множества других качественных методов.

В работе изучены фильтрационно-емкостные свойства шешминского горизонта Полянского поднятия Ерсубайкинского месторождения, а именно были применены специальные петрофизические алгоритмы, которые позволили построить модели кубов пористости, нефтенасыщенности, а также куб индикатора зоны фильтрации (FZI) в программном пакете Petrel. На основании проведенных исследований, а также расчета гидравлической единицы потока (FZI) были выделены две группы коллекторов с близкими характеристиками порового пространства. Выявленные группы, основанные на одинаковых значениях параметра FZI, свидетельствуют о секвенции осадконакопления.

Таким образом, рассмотрение вопросов строения и формирования залежей продуктивных отложений шешминского горизонта Ерсубайкинского месторождения с точки зрения тонких особенностей ФЕС позволяет прогнозировать бурение новых скважин, перспективных на поиск и разведку нетрадиционных запасов углеводородов.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Хасанова Г.Р., Бородина О.Ю., Минебаев Т.Р.

Татарское геологоразведочное управление

В Республике Татарстан основные запасы нефти сосредоточены на месторождениях с выработанностью более 80%. Они обеспечивают более 75% годовой добычи ПАО «Татнефть». Однако в условиях высокой степени изученности недр на территории Республики наблюдается резкое снижение эффективности геологоразведочных работ. Таким образом, в современных условиях возникла необходимость поиска, изучения и промышленной оценки залежей нефти в нетрадиционных коллекторах.

Нетрадиционные коллектора характеризуются сложностью их строения и нелинейными связями между коллекторскими и фильтрационными свойствами, подходы к оценке которых резко отличаются от подходов к оценке традиционных коллекторов.

Имеются и экономические критерии ускорения освоения трудноизвлекаемых запасов. Принятые в 2013 г. поправки в Налоговый кодекс, существенно расширяют льготы. Установлены нулевые ставки НДС при добыче нефти из залежей углеводородного сырья в пределах баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых продуктивных отложений в течение 180 налоговых периодов, начиная с того, в котором степень выработанности запасов эксплуатационного объекта месторождения нефти из залежи углеводородного сырья превысила 1%. Кроме того, ставки НДС дифференцируются в зависимости от показателя проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения, размера нефтенасыщенного пласта от 0,2 до 1,0.

В ПАО «Татнефть» в 2012 году начаты работы по геологическому изучению доманиковых отложений с привлечением МГУ, КФУ, ВНИГНИ. А также в ПАО «Татнефть» создается полигон «Доманик» по отработке технологий по геологическому изучению и созданию технологий добычи нефти из доманиковых отложений – коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В результате выполнения данной работы по изучению ресурсного потенциала сланцевой нефти ПАО «Татнефть», одна из первых компаний в России, занялась разработкой сланцевой, так

называемой матричной нефти. В 2014 году ТГРУ ПАО «Татнефть» был произведен пересчет запасов нефти доманиковых отложений данково-лебединского горизонта Бавлинского месторождения. Впервые в истории страны при условии полного отсутствия регламентирующей базы работа завершилась постановкой на государственный баланс свыше 25 млн. т льготированной нефти. Впервые был определен термин, что такое доманиковые отложения. Протоколом №18/919 от 19.12.2014 г. совещания при начальнике Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию пласты $D_3fr_{2-3}+D_3fm$ относятся к доманиковым продуктивным отложениям.

В рамках работ по изучению франско-фаменского карбонатного комплекса в 2015 году ТГРУ ПАО «Татнефть» выполнены работы по подсчету запасов доманиковых отложений, аналогичных одновозрастным отложениям Бавлинского месторождения. Утверждены запасы 7 месторождений нефти (Сабанчинское, Матросовское, Бухараевское, Купавное, Западно-Галицкое, Сарайлинское и Ново-Елховское).

И все-таки, отсутствие регламентирующей базы, вносит определенные трудности при постановке запасов доманиковых отложений на государственный баланс. Возникает необходимость разработать программу детального изучения перспективных отложений доманиковой толщи. Данная программа будет включать в себя бурение новых скважин, отбор керна в интервале всей доманиковой толщи, петрофизическое изучение пород в шлифах для определения свойств коллектора, вещественного состава и структуры, изучение керна на предмет поровой, каверновой и трещинной составляющей, разработка методики определения ФЕС доманиковых продуктивных отложений. Рекомендуется проводить комплекс ГИС, включающий современные методы определения трещиноватости пород-коллекторов, детально подходить к выбору объектов испытания скважин, проводить селективные испытания различного по плотности и пористости вида коллекторов. А так же определять добычные возможности опробованных продуктивных пропластков доманиковой толщи без методов и с методами воздействия на пласт, отбирать и исследовать глубинные пробы для определения физико-химических свойств нефти.

В заключение хочется отметить, что в условиях постепенного истощения запасов традиционных углеводородов одной из важнейших задач является обеспечение надежного будущего для нефтяной отрасли, в том числе и за счет активного вовлечения в разработку

трудноизвлекаемых запасов, подобных подсчитанным и утвержденным запасам Бавлинского месторождения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ШЕШМИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН С НАЛИЧИЕМ АНОМАЛЬНО ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Хафизов Р.И., Шайхутдинов Д.К.

Институт «ТатНИПИнефть»

Истощение запасов традиционной нефти Республики Татарстан делают все более актуальной проблему рационального вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. К таким запасам относятся природные битумы и тяжелые сверхвязкие нефти, запасы которых в пермских отложениях Республики Татарстан по разным оценкам составляют до 7 млрд тонн.

Месторождения сверхвязкой нефти и природных битумов в Татарстане залегают на небольшой глубине. Малоподвижность подобной нефти и битума обусловлена их высокой вязкостью. Поэтому для добычи применяют тепловые методы воздействия на продуктивный пласт, которые способствуют снижению вязкости нефти в пластовых условиях с целью обеспечения притока к добывающим скважинам. К числу таких методов относятся закачка теплоносителя в пласт, внутрипластовое горение и другие.

В данный момент наиболее эффективным является метод парогравитационного дренирования с, использованием одно и двухустьевых парных горизонтальных скважин.

Сравнивая показатели эксплуатации метода парогравитационного дренирования одно и двухустьевых скважин с пароциклическим методом воздействия можно сделать вывод, что наибольший суточный дебит составил у одноустьевых скважин. Самые высокие показатели накопленной и удельной добычи нефти на тонну закачки пара у двухустьевых скважин, так как они начали эксплуатацию с 2006 года. Применение одноустьевых горизонтальных скважин позволило снизить стоимость обустройства скважин и увеличить длину горизонтальных скважин, но потребовало закупки специальных буровых установок, позволяющих выполнять устье скважин наклонным.

С бурением каждой следующей скважины повышается опыт в проводке горизонтального ствола и снижаются риски попадания в водонасыщенные интервалы.

Залежи сверхвязкой нефти Республики Татарстан характеризуются сложным геологическим строением и сильной изменчивостью ВНК по площади залежей на небольших расстояниях, в пределах десятка метров.

По материалам пробуренных вертикальных оценочных и разведочных скважин на залежах некоторых поднятий были выявлены газопроявления. Мощность газосодержащих коллекторов по залежам колеблется от 1,0 м до 21,0 м.

Эффективность применения классического метода парогравитационного дренирования на данных залежах сверхвязкой нефти может снизиться, так как данный метод не учитывает наличие на залежи газовой шапки и влияние ее на эксплуатационные характеристики скважин. Поэтому для эффективной разработки залежей с газовой шапкой требуется применение нового способа и расчета режимов эксплуатации горизонтальных скважин.

Решалась задача разработки технологии, позволяющей избежать преждевременного ухода пара в газонасыщенную область пласта и снизить продолжительность формирования паровой камеры, и повысить эффективность термического воздействия на залежь путем подбора оптимального режима закачки пара и отбора сверхвязкой нефти. Также на гидродинамических моделях проводилось исследование эффективности применения технологии на залежи сверхвязкой нефти с различной толщиной газовой шапки (3, 5, 7 и 10 метров). С помощью термогидродинамического симулятора STARS компании CMG были проведены исследования и представлен механизм теплового воздействия и вытеснения сверхвязкой нефти в условиях наличия газонасыщенной области. В процессе проведения исследований на гидродинамических моделях было рассмотрено распространение газовой шапки в процессе воздействия на залежь методом парогравитационного дренирования. В процессе нагнетания пара происходит его распространение к кровле пласта, оттеснение газа из купольной части в паровую камеру и к краям купола.

Предлагается новый способ разработки и рассчитанные технологические параметры эксплуатации залежей с газовой шапкой с применением парных горизонтальных скважин. Данный способ позволяет исключить преждевременный прорыв пара в газонасыщенную область пласта и снизить продолжительность

формирования паровой камеры, а также эффективно производить отбор сверхвязкой нефти из продуктивного пласта.

Оценка технологических показателей разработки участка горизонтальными скважинами по предлагаемой технологии разработки залежи сверхвязкой нефти выполнена на основе термогидродинамического моделирования с использованием программного комплекса CMG.

Применение предложенной технологии позволит вовлечь в разработку большую площадь коллектора, предотвратить преждевременный прорыв пара в газонасыщенную область пласта и снизить продолжительность формирования паровой камеры, повысить нефтеотдачу, т.е. увеличить эффективность процесса вытеснения сверхвязкой нефти, в том числе путем увеличения охвата пласта агентом воздействия, что приведет к получению дополнительной добычи нефти.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТНОСИТЕЛЬНО ВНК НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ШЕШМИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Шайхутдинов Д.К.

Институт «ТатНИПИнефть»

Технология парогравитационного дренажа (SAGD) основана в первую очередь на том, что пар под действием сил гравитации стремится к кровле пласта, а разогретая нефть стекает по стенкам паровой камеры к забою добывающей скважины. В соответствии с современными представлениями о данной технологии все запасы нефти, располагающиеся ниже добывающих скважин, будут безвозвратно оставлены в пласте.

Геологические особенности продуктивных объектов шешминского горизонта показывают, что к подошве пласта нефтенасыщенность снижается. Бурение добывающей скважины в водонасыщенном интервале будет приводить к увеличению обводненности добываемой продукции. Дополнительно к сказанному в продуктивных пластах шешминского горизонта с приближением к

подошве пласта наблюдается ухудшение коллекторских свойств, что так же неблагоприятно может сказываться на работе добывающих скважин.

Для проведения исследований по определению эффективности технологии парогравитационного дренирования от положения добывающих скважин относительно ВНК были проанализированы данные исследований керна по оценочным скважинам №238, 239 Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения. На основе данных оценочных скважин был построен геолого-статистический разрез распределения нефтенасыщенности, пористости и проницаемости в зависимости от расстояния до ВНК. С использованием этих данных были построены модели с нефтенасыщенной толщиной пласта 15, 20 и 31 метр.

С использованием тепловых гидродинамических расчетов на данных моделях были исследованы варианты размещения горизонтальной добывающей скважины в 2 и 7 метрах от ВНК с расположением нагнетательной горизонтальной скважины в 5 метрах выше от добывающей скважины.

Исследования показали, что отдаление траектории скважин от отметки водонефтяного контакта по вертикали приводит с одной стороны к увеличению начального дебита по нефти скважин, сокращению времени выхода пар скважин на пиковую добычу, но также приводит к потерям извлекаемых запасов нефти до 33% в ряде случаев. При нефтенасыщенной толщине пласта менее 20 метров рекомендуется размещение горизонтальных добывающих скважин ближе к ВНК – на расстоянии не менее 2 метров от интервала с нефтенасыщенностью 30%. При нефтенасыщенной толщине пласта более 20 метров могут быть рассмотрены варианты, когда размещение горизонтальных добывающих скважин более целесообразно в высоко нефтенасыщенных интервалах пласта. При нефтенасыщенной толщине пласта свыше 30 метров расположение скважин на расстоянии 7 метров от ВНК позволит увеличить темпы добычи нефти при снижении накопленной добычи на 13%.

Для исследования влияния положения скважин по вертикали в реальных условиях на эффективность эксплуатации скважин и вовлекаемые запасы нефти была рассмотрена залежь Северо-Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения с фактическими пробуренными траекториями горизонтальных скважин.

В реальных геологических условиях расположение горизонтальных добывающих скважин строго в зоне выше ВНК не всегда является возможным. Для залежей с высоковязкой нефтью

характерно неравномерное распределение нефтенасыщенности, изогнутая поверхность ВНК, наличие водонасыщенных «линз» внутри нефтенасыщенного тела. Могут наблюдаться случаи, когда основная часть горизонтального ствола добывающей скважины расположена в нефтенасыщенной области, но, тем не менее, участки скважины пересекают области с низкой нефтенасыщенностью. Пока водонасыщенные интервалы в горизонтальных добывающих скважинах не будут разогреты и в них не стечет пластовая нефть, расположенная выше по разрезу, эффективность эксплуатации данных скважин остается низкой.

С повышением траектории скважин наблюдается более интенсивный рост добычи нефти в скважинах в начальный период времени, что связано с уменьшением доли водонасыщенных интервалов вдоль горизонтальной части ствола добывающих скважин. Однако при этом теряются запасы нефти зоны, расположенной ниже горизонтальной части добывающих скважин. В то же время коэффициент извлечения нефти (КИН) внутри дренируемой области растет на фоне снижения КИН в целом по залежи.

ИЗУЧЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ГЕОДИНАМИКИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕШИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ

Шакиров Р.И.

НГДУ «Ямашнефть»

Несмотря на высокую изученность территории Республики Татарстан различными геофизическими методами, материалы дизъюнктивной тектоники могут служить одним из дополнительных, несправедливо недооцененных, инструментов прогноза локальной нефтегазоносности. Долгое время новейшие тектонические движения при нефтепоисковых исследованиях не учитывались. Изучение этих движений проводилось почти исключительно геоморфологами с точки зрения современного рельефообразования по комплексу деформационных признаков различных морфогенетических поверхностей современного рельефа. Однако генетическая связь нефтеносности и газоносности с глубинными разломами во многих

районах настолько отчетлива, что сама является одним из доказательств глубинного происхождения нефти и газа.

В рамках данной работы проведены исследования, связанные с изучением дизъюнктивной сети кристаллического фундамента и сакмарских отложений, в результате чего по данным структурным планам выделены участки положительных и отрицательных превышений современных движений и закартирована сеть разломов фундамента и связанные с ними прогибы пермских отложений. Для выполнения данной задачи проведено контурное дешифрирование материалов дистанционных съемок и структурно-геоморфологические построения по выявлению сети разломов на основе топографических карт и снимков поверхности земли. Затем, полученная сеть линейментов интерпретирована авторским методом Мингазова М.Н. (для получения карты интенсивности геодинамических движений конкретного участка кристаллического фундамента, соответствующего на поверхности нижнепермского отражения Ашальчинскому месторождению СВН. Результатом этой работы явилась карта новейшей тектоники месторождения (Масштаб 1:10000), на которой показаны абсолютные значения неотектонических деформаций дневной поверхности и выделены районы с различным режимом новейших движений.

Исходя из результатов построений очевидно, что исследуемая территория претерпела многочисленные изменения в тектоническом развитии на протяжении большого отрезка времени (от архея до пермского) под воздействием палеотектонических и неотектонических движений. Современные структурные планы исследуемых участков земной коры представляют собой сумму древних и современных движений. По этой причине, с целью изучения и выявления неотектонических составляющих сформированных к настоящему времени структурных планов кристаллического фундамента и основных продуктивных горизонтов пермских отложений проводился палеоструктурный и палеогеодинамический анализ.

Основываясь на беспорности утверждения о том, что неотектоническим движениям принадлежит существенная роль в процессах миграции, образования, преобразования, равно как и разрушения, месторождений углеводородов, авторы считают, что при определении направления дальнейших геолого-разведочных и поисковых работ на Ашальчинском месторождении необходимо основываться, помимо прочих методов, и на данные неодинамической тектоники участка, что и будет проделано в рамках данной работы. От

неотектонической активности зависит, также, интенсивность и кинематика (степень открытости трещин) тектонической трещиноватости пород. По итогам работы для постановки дальнейших геолого-поисковых работ будут предложены объекты, которым в плане соответствуют положительные неотектонические превышения. Ранее подобная работа выполнена по территории Куакбашского вала в рамках кандидатской диссертации Мингазова М.Н. Результирующие построения подвергнуты сравнительному анализу с уже имеющейся ранее геолого-геофизической информацией. Все выявленные сейсморазведкой и глубоким бурением поднятия по структурным планам основных маркирующих горизонтов совпали с участками положительных градиентов неотектогенеза, отрицательным превышениям отвечают понижения рельефа. Таким образом, неотектонические исследования показали высокую сходимость результатов со структурными построениями, а также зарекомендовали себя как универсальный и относительно не дорогостоящий инструмент прогнозирования нефтегазонакопления. Учет особенностей неотектонического развития территории Ашальчинского месторождения СВН, наряду с результатами сейсморазведочных и иных геолого-геофизических исследований, позволит существенно улучшить понимание процессов образования и протекания процессов нефтегазонакопления, подтвердить и уточнить контуры нефтеносности, выявить ранее не локализованные запасы углеводородов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОФИЛЯ УСЛОВНО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА В УСЛОВИЯХ ШЕШМИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Шайхутдинов Д.К., Захаров Я.В.

Институт «ТатНИПИнефть»

Для залежей высоковязкой нефти шешминского горизонта на территории Республики Татарстан характерно изменение абсолютной отметки ВНК по простиранию пласта. Данная геологическая особенность строения залежей влияет на процесс строительства парных горизонтальных скважин и успешность применения технологии

парогравитационного дренирования. Исследованы три основных варианта строительства парных горизонтальных скважин:

1. Скважины повторяют изгибы поверхности ВНК. При таком решении скважины чаще всего имеют восходящий или нисходящий профиль.

2. Скважины выполняют горизонтальными с пересечением частью ствола слабо нефтенасыщенной области.

3. Скважины выполняют горизонтальными без пересечения слабо нефтенасыщенной области за счет увеличения расстояния до ВНК.

Результаты модельных исследования показали следующее.

Строительство скважин с восходящим или нисходящим профилем позволяет максимально снизить вероятность попадания в слабо нефтенасыщенные прослои, что положительно скажется на начальном этапе работы скважин и времени выхода на режим. При выборе между восходящим или нисходящим рекомендуется использовать первый тип профиля, так как пар стремится уйти выше по стволу скважин, что создает более благоприятные условия для работы погружных насосных установок, которые чувствительны к высоким температурам. В долгосрочной перспективе эксплуатация скважин с восходящим или нисходящим профилем может осложниться из-за неоднородности прогрева по длине ствола. Паровая камера под действием сил гравитации стремится формироваться в участках горизонтальной добывающей скважины, расположенных на более высокой гипсометрической отметке. При этом прогрев нижерасположенного участка ствола отстает по времени.

Строительство скважин с горизонтальным профилем с пересечением слабо нефтенасыщенных интервалов ухудшает условия начала работы скважин. Первое время происходит разогрев слабо нефтенасыщенного интервала до тех пор, пока прогрев не достигнет вышележащей по разрезу нефти. После достаточного прогрева нефть начинает стекать к забою добывающей скважины, что снижает обводненность продукции и повышается эффективность работы скважин. В долгосрочной перспективе скважины с горизонтальным профилем имеют большую стойкость к прорывам пара, так как паровая камера будет стремиться принять горизонтальную форму.

Строительство скважин с горизонтальным профилем без пересечения слабо нефтенасыщенных интервалов снижает вовлекаемые в разработку запасы нефти. Сближение нагнетательной скважины с кровлей пласта позволяет увеличить скорость выхода скважин на

режим. Отсутствие слабо нефтенасыщенных интервалов снижает потери пара.

Сопоставление результатов расчетов по трем вариантам строительства пары скважин позволяет сделать следующие выводы:

- При выборе между восходящим или нисходящим профилем пары горизонтальных скважин рекомендуется использовать первый тип, так как пар стремится расположиться выше по стволу скважин и создаются более благоприятные условия для работы погружных насосных установок, которые бывают чувствительными к высоким температурам. Погружные насосы обычно располагают у начала горизонтального ствола добывающей скважины (у «пятки»).

- Строительство пары горизонтальных скважин с восходящим профилем позволяет увеличить дебит нефти в первые 2-3 года разработки на 23% по сравнению с вариантом, когда горизонтальная добывающая скважина пересекает водонасыщенный пропласток. При этом ускоряется процесс выхода пары скважин на режим, снижается начальное паронефтяное отношение на 30%. На последней стадии разработки, когда паровая камера достигает верхней точки горизонтального участка добывающей скважины с восходящим профилем, возникают трудности в ограничении прорыва пара – несмотря на еще имеющийся потенциал скважины, добыча будет остановлена по причине невозможности ограничения прорывов. Наблюдается снижение накопленной добычи нефти на 16% на конец разработки. Для возобновления эксплуатации рекомендуется провести мероприятия по отсечению восходящего «носки» скважины.

- Строительство пары скважин с горизонтальным профилем без пересечения водонасыщенных интервалов приводит к потерям 23% запасов нефти. При этом, за счет высокой нефтенасыщенности по стволу добывающей скважины наблюдается повышение темпа добычи нефти на 35% и снижение паронефтяного отношения на 30% в первые два года.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ БУГУЛЬМИНСКОЙ ТОЛЩИ НЕМДИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Яруллин Р.Н., Грунис Е.Г.

Татарское геологоразведочное управление

Целью работы являлось исследование эффективности и достоверности методов интерполяции программного комплекса Petrel 2013 с разной плотностью данных при изучении залежей СВН на территории Республики Татарстан. В основу работы положены данные, полученные при комплексном исследовании Западного (171 скважина) и Восточного (61 скважина) поднятий, включая данные промысловой геофизики и лабораторных исследований керна.

Кросс-валидация проводилась с использованием пяти методов интерполяции из стандартного набора Petrel 2013 для значений мощности продуктивного пласта.

Для проведения кросс-валидации методом «складного ножа» нерегулярная сетка разбуривания поднятия состоящая из 171 пробуренной скважины на Западном поднятии была преобразована в сетку из 87 скважин, на Восточном - из 61 в 30. Скважины, не попавшие в набор данных для построения моделей, стали валидационными (тестовый набор).

Для построения моделей применялись следующие методы: Indicator kriging (IK), Sequential indicator simulation (SIS), Sequential indicator simulation (Gslib) (SIS (Gslib)), Truncated Gaussian simulation (TGS-GRFS) и Truncated Gaussian simulation (TGS-SGS).

Анализируя полученные результаты можно отметить, что наилучшие показатели по геофизическим данным на Западном поднятии показал метод – усеченного гауссиана (TGS-SGS), по данным отбора керна – индикаторный кригинг (IK). На Восточном поднятии наилучшими оказались методы порядкового индикаторного моделирования (SIS) по геофизическим данным и индикаторный кригинг (IK) по геологическим данным.

Результаты методик интерполяции для геофизических и геологических данных не всегда совпадают, по причине не полной достоверности результатов по бурению с отбором керна. Это объясняется тем, что при бурении глина находящаяся внутри колонкового снаряда под действием бурового раствора начинает

разбухать и удлиняться, одновременно с этим, слабосцементированный песчаник размывается и в процессе бурения в керноотборнике остается фрагментарно. Эта проблема была решена путем внедрения в колонковое бурение малогабаритного керноотборного снаряда УКС-У-109/67 взамен КС-108. После введения в процесс бурения с отбором керна нового керноотборного снаряда повысился минимальный процент выноса керна по скважинам до 95%, по сравнению с 80% при применении КС-108. На Западном поднятии снарядом УКС-У-109/67 пробурено 166 скважин из 171, на Восточном, 26 из 61 скважины. Соответственно и величины коэффициента корреляции на Западном поднятии выше, чем на Восточном, прежде всего - для данных по отбору керна. Так как при интерпретации полевого геофизического материала геофизик-интерпретатор опирается, в том числе и на описание керна, в особенности при неоднозначности геофизических кривых в определении водо-битумного контакта, то и достоверность результатов геофизических исследований на Западном поднятии также возрастает.

На следующем этапе исследования был проведен анализ влияния плотности скважин на коэффициент корреляции. По результатам проведенного анализа частотное распределение продуктивных мощностей на Западном поднятии соответствует нормальному распределению или распределению Гаусса. Проанализировав результаты графиков зависимости для Восточного поднятия наблюдается резкое падение величины коэффициента корреляции для методов усеченного гауссиана по мере увеличения числа данных в наборе для построения, что говорит о том, что на данном поднятии не выполняется закон нормального распределения Гаусса. В данной ситуации наиболее достоверными оказались методы, основанные на индикаторном кригинге (IK, SIS, SIS(Gslib)), которые не требуют нормального распределения данных.

Выводы.

1. Для построения наиболее точной трёхмерной модели поднятия с нерегулярной сеткой наблюдения не достаточно применения одного метода интерполяции. Необходимо комплексное применение методов для каждого набора данных и выбора из них наиболее подходящего после проведения кросс-валидации.

2. В качестве основной и наиболее достоверной информацией о глубинном положении и мощности бугульминской толщи немдинского горизонта необходимо принимать данные по геофизическим исследованиям скважин, а геологическое описание керна как дополнительную информацию.

3. При высоком качественном уровне полевых работ и нормального распределения геологических параметров качество интерполяционной модели растет по мере увеличения плотности сетки наблюдения. При не соблюдении распределения Гаусса в наборе данных, при нерегулярной сети наблюдения наилучшие показатели дают методы основанные на индикаторном кригинге.

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕСЧЕТА ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПО НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Яруллина А.И., Симанова Л.Ю.

Татарское геологоразведочное управление

В условиях постепенного истощения запасов традиционных углеводородов одной из важнейших задач является обеспечение надежного будущего для нефтяной отрасли, в том числе и за счет активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Запасы тяжелых и высоковязких нефтей весьма значительны и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли Республики Татарстан.

С 1 января 2016 года вступила в силу новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013г. № 477. До этого действовала Временная классификация месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная в 2001 году приказом № 126.

Согласно новой классификации, все месторождения разделены на две группы – разрабатываемые на основе технологических проектов (технологическая схема/ технологический проект разработки и дополнения к ним) и разведываемые. К разведываемым также относятся месторождения, на которых реализуется проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) или технологическая схема опытно-промышленной разработки.

Каждой группе категорий запасов соответствуют свои буквенные обозначения: для разрабатываемых месторождений – А, В₁, В₂; для разведываемых месторождений - С₁ и С₂. Для месторождений

находящихся в группе «разрабатываемые», сумма запасов категорий А и В временной классификации по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1.01.2016 года соответствует запасам категории А новой классификации по состоянию на 1.01.2016 года; запасы категории С₁ соответствуют запасам категории В₁; запасы категории С₂ - запасам категории В₂. Для месторождений находящихся в группе «разведываемые» в соответствии с новой классификацией изменения в обозначениях категорий не происходит и полностью соответствуют значениям, приведенным во временной классификации.

На сегодняшний день в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса на учете Государственного Баланса числятся запасы СВН 107 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти и находящихся в зоне деятельности ПАО «Татнефть». По результатам геологоразведочных работ, с 2014 года выполняются пересчеты запасов утвержденных залежей.

В 2016 году выполнены пересчеты запасов СВН шешминского горизонта 14 залежей, приуроченных к Сарабикуловскому, Южно-Екатериновскому, Ново-Елховскому и Сотниковскому месторождениям.

Новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов дает четкое разделение разрабатываемых и разведываемых месторождений.

По степени промышленного освоения Ново-Елховское и Сотниковское месторождения относятся к разрабатываемым на основе технологических схем, утвержденных ранее и, в соответствии с инструкцией по классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, запасы залежей отнесены к двум категориям В₁ и В₂.

Сарабикуловское и Южно-Екатериновское месторождения относятся к разведываемым, не введенным в промышленную разработку. Запасы залежей, в соответствии с инструкцией по классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов отнесены к двум категориям С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные).

В 2015 году на залежах СВН Ново-Елховского и Сотниковского месторождений были пробурены 153 новые скважины, на залежах Сарабикуловского и Южно-Екатериновского месторождений – 179 новых скважин. Все скважины вскрыли продуктивные отложения шешминского горизонта. Во всех скважинах отобрано и вынесено до 100 % отложений уфимского яруса, выполнены лабораторные анализы на определение коллекторских свойств, проведены испытания на приток

УВ флюидов, выполнены анализы на определение физико-химических свойств СВН.

В результате проведенных геологоразведочных работ, хотя залежи СВН разведываемых Сарабикуловского и Южно-Екатериновского месторождений имеют более благоприятные характеристики, чем залежи СВН разрабатываемых Сотниковского и Ново-Елховского месторождений, их категории запасов не меняются. А залежи СВН разрабатываемых месторождений, по новой классификации, приобретают промышленную ценность.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНАЯ ЧАСТЬ	3
Адгамова Г.Ш., Гатауллин Р.И., Гринько Ю.А.	
Геохимические исследования в приповерхностной зоне разработки Южно-Ашальчинской залежи СВН	3
Биглов Р.Р., Шайхутдинов Д.К.	
Уточнение геологического строения залежей сверхвязкой нефти (СВН) на основе нового подхода геологического моделирования в условиях шешминского горизонта Республики Татарстан	5
Габдрахманов А.Т.	
Методы комплексных интегральных и хроматографических исследований нефти доманиковых отложений	7
Дергунов И.В.	
Комплексные мониторинговые наблюдения за распространением высокотемпературной паровой камеры при парогравитационном воздействии на пласт при разработке месторождения СВН	9
Емельянов В.В.	
Прирост запасов нефти и перспективы разработки саргаевского горизонта на месторождениях северо-востока РТ	11
Зайнетдинов Р.Р.	
Повышение эффективности разработки зрелых месторождений на основе нейросетей	14
Калимуллин А.М., Сафаров А.Ф.	
Особенности геологического строения и условия формирования бобриковского горизонта Сиреневского месторождения	16
Камартдинов Р.С.	
Применение геоиндикационных методов изучения активности экзогенных процессов при поисках и проектировании разработки месторождений сверхвязких нефтей на примере Черемшано-Бастрыкской зоны	19
Кухаркин С.М.	
Пути решения проблемы поиска и разведки промышленных залежей нефти в Семилукско-Бурегских отложениях верхнего Девона	21
Онищенко Я.В., Сорокин А., Ситнов С.А., Вахин А.В., Нурғалиев Д.К., Назимов Н.А.	23

Трансформация битумоида при тепловом воздействии на органическое вещество доманиковых отложений Татарстана	
Платов Б.В.	
Опыт применения сейсмических атрибутов для выделения визейских эрозионных палеоврезов на территории Республики Татарстан	25
Рахматуллина Ч.Н.	
Технология интегрированной интерпретации данных ГИС	27
Сюрин А.А.	
Методический подход к геологическому 3D-моделированию шешминского горизонта месторождений сверхвязкой нефти (СВН) на основе литолого-фациального анализа	28
Титов А.А., Грунис Е.Г.	
Детализация терригенного разреза шешминского горизонта пермской системы на основе вейвлет-преобразования гамма-каротажа	30
Шипунов Т.В., Абдуллин Т.Р.	
Применение лабораторных ЯМР исследований и ЯМК в сильном поле для оценки вязкости на месторождениях СВН	33
ТЕЗИСЫ РАБОТ, НЕ ПРОШЕДШИХ ДЛЯ ЗАСЛУШИВАНИЯ	35
Абдрафикова И.М., Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Валиев Д.З.	
Гидрофобизаторы на основе тяжелых нефтяных остатков для интенсификации нефтедобычи	35
Абусалимова Р.Р., Костина А.А., Панина С.А.	
Типы разрезов песчаной пачки шешминского горизонта и закономерности их распределения на территории РТ	38
Аглямев И.З.	
Влияние плотности сетки скважин на темпы выработки в карбонатных коллекторах на примере Залежи 665	40
Акрамов Р.Ф.	
Признаки по поиску пропущенных залежей на примере алексинского горизонта	43
Александров С.П.	
Внедрение ГРП на сланцевых месторождениях (Доманик)	45
Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Гарифуллина Э.И., Вахин А.В.	
Изучение реологических и смачивающих свойств растворов полиакриламида в пористой среде	47

Аношин Д.В., Вечкитова Е.Н.	
Проблемы наличия свободной воды в залежах сверхвязких нефтей	49
Байгильдин Э.Р., Хашан Г.Д., Салих И.Ш., Ситнов С.А., Вахин А.В.	
Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в при паротепловой обработке с использованием катализаторов	51
Вильданов Б.Р.	
Интенсификация добычи нефти в слабопроницаемых коллекторах доманиковых отложений Бавлинского месторождения	54
Гарифуллин М.З., Ахметшина А.Р.	
Технология увеличения продуктивности скважин путем бурения из существующей эксплуатационной колонны нового горизонтального ствола с несколькими ответвлениями с горизонтальным окончанием	55
Гринин Д.В.	
Использование совмещенной технологии «кислота-проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП	58
Закиров Т.Р.	
Исследование особенностей применения ПАВ при заводнении на примере цифрового ядра песчаника Ашальчинского месторождения	59
Ибрагимова И.У.	
Критерии подбора скважин для вовлечения недренируемых запасов объектов разработки НГДУ «Азнакаевскнефть»	60
Исаева М.И.	
Учет факторов при оптимизации забойных давлений высокосернистых объектов по НГДУ «Азнакаевскнефть»	62
Китов В.А.	
Особенности седиментогенеза нефтеносных карбонатных пород башкирского яруса Волго-Уральского региона	64
Лотфуллин Б.Р., Феоктистов Д.А., Михайлова А.Н., Каюкова Г.П., Вахин А.В.	
Исследование свойств катализатора на основе Co(II) , образующегося в пластовых условиях из нефтерастворимого прекурсора, для использования при нефтедобыче	65
Николаев Д.С.	
Изучение особенностей геологического строения основной продуктивной толщи на месторождении сверхвязкой нефти на	68

примере Нижне-Кармальского месторождения Рахмаев Л.Г. Предупреждение заколонной циркуляции на этапе строительства скважины	69
Сосницкая В.А. Краткое обобщение результатов исследований углеводородов из низкопроницаемых коллекторов	71
Тахауов А.А. Изучение литологии среднефранских отложений верхнего девона на территории Республики Татарстан	73
Титов А.А. Изучение тонких особенностей фильтрационно-емкостных свойств шешминского горизонта на примере залежи СВН Полянского поднятия Ерсубайкинского месторождения	75
Хасанова Г.Р., Бородин О.Ю., Минебаев Т.Р. Возможность обеспечения прироста запасов углеводородов за счет увеличения ресурсного потенциала доманиковых отложений	78
Хафизов Р.И., Шайхутдинов Д.К. Совершенствование технологии разработки залежей сверхвязкой нефти шешминских отложений Республики Татарстан с наличием аномально газонасыщенных интервалов	80
Шайхутдинов Д.К. Исследование влияния положения добывающих скважин относительно ВНК на эффективность технологии парогравитационного дренирования в условиях шешминских отложений Республики Татарстан	82
Шакиров Р.И. Изучение современной геодинамики Ашальчинского месторождения СВН для определения направления дальнейших геологоразведочных работ на участке	84
Шайхутдинов Д.К., Захаров Я.В. Исследование влияния профиля условно горизонтальных скважин на эффективность технологии парогравитационного дренажа в условиях шешминских отложений Республики Татарстан	86
Яруллин Р.Н., Грунис Е.Г. Особенности моделирования залежей сверхвязкой нефти бугульминской толщи немдинского горизонта	89

Ярулина А.И., Симанова Л.Ю.

Особенности пересчета запасов залежей сверхвязких нефтей
пешминского горизонта по новой Классификации запасов и
ресурсов нефти и горючих газов

91