

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НЕФТЕГАЗОВЫЕ
РОССИЙСКИЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

XIX научно-практическая конференция
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ

24–26 СЕНТЯБРЯ 2019

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ (Анапа)

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XIX научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2019**

СОДЕРЖАНИЕ

Азаров Е.С.

Анализ применяемых методов обоснования коэффициента остаточной нефтенасыщенности объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти5

Анциферов Б.И.

Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов6

Аржиловская Н.Г., Баймухаметов Д.С., Дручин В.С., Хлызов П.В., Мазитов М.Р.

Особенности геологического строения и концептуальные геологические модели продуктивных пластов Кочевского месторождения, запасы которых отнесены к категории трудноизвлекаемых7

Байков В.А., Дильмухаметов И.Р., Коновалова С.И., Муртазин Р.Р.

Научно-методический подход к моделированию низкопроницаемых карбонатизированных терригенных коллекторов8

Валеев М.Д., Низамов Д.И., Исаев А.А., Давыдова О.В.

Технология измерения трехфазной продукции нефтяных скважин9

Волянская В.В.

К вопросу о необходимости структурирования знаний о геологической природе понятия «трудноизвлекаемые запасы»10

Гильмиянова А.А., Сухова М.В.

Интегрированный подход к анализу ачимовских отложений с целью оптимизации бурения11

Глотов А.В., Скрипкин А.Г., Горшков А.М.

Оценка открытой пористости и насыщенности отложений баженовской свиты12

Журов А.А., Мочалкин Д.С., Лысенков Д.Е., Абдуллин В.М.

Трансформация проектных решений на основе опыта разработки месторождений им. А. Титова и им. Р. Требса13

Кузнецов А.С.

Особенности геомеханических исследований керна для сопровождения дизайна гидроразрыва пласта14

Кузьмина В.В.

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов Оренбургской области15

Культышева К.А., Костич М.

Основные особенности изучения залежей высоковязкой нефти комплексного строения на примере разведочного объекта К (Паннонский бассейн)16

Лапин К.Г., Павлов В.А., Павлюков Н.А.

Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах для повышения эффективности разработки пластов покурской свиты17

Мавлетдинов М.Г.	
Особенности разработки газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения	18
Мельников В.Н., Вахрушев В.В., Москвитин С.А.	
Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей.....	19
Мочалкин Д.С., Журов А.А., Лысенков Д.Е., Абдуллин В.М.	
Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в условиях карбонатных коллекторов месторождения им. Р. Трбса	20
Надеждин О.В., Елкибаева Г.Г., Шагимарданова Л.Р., Макаев Р.И., Латыпов И.Д., Астафьев А.А., Фёдорова Д.В.	
Особенности построения объемной минералогической модели для пород со сложнокompонентным составом.....	21
Огнева А.С., Антонов М.С.	
Технологии разработки нефтяных месторождений баженовской свиты Западной Сибири.....	22
Остязков Е.С., Маньшин Н.В., Леванов А.Н., Игнатъев Н.А., Виноградов И.А., Яценко С.А., Греков Г.В., Чиргун А.С.	
Подходы к разработке низкопроницаемого карбонатного пласта Пр на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении	23
Парубенко И.В., Хабаров А.В., Акимова О.А.	
Петрофизическое моделирование сильно глинистых пластов с целью улучшения геологического прогноза и разработки газовых залежей на примере одного из мелкозалегающих объектов Западной Сибири.....	24
Петраков А.М.	
Особенности проведения экспериментальных исследований для обоснования и разработки технологий повышения нефтеотдачи пластов	25
Потапова А.С., Кудаманов А.И., Ярунова Н.К., Студнев Е.А., Андрющенко С.С.	
Использование ихнофацеального анализа керна для локализации перспективных зон в отложениях турона (Русское месторождение, Западная Сибирь)	26
Пчела К.В., Терентьев А.А., Поберий К.Р., Горнов Д.А., Киреев И.И., Колбунов М.Г.	
Проектирование участка опытно-промышленных работ по испытанию методов увеличения нефтеотдачи на месторождении N в условиях сложного геологического строения и наличия высоковязкой нефти	27
Сенцов А.Ю., Азаров Е.С., Москвитин С.А., Галимов Р.Г.	
Опыт проектирования разработки Красноленинского месторождения в пределах Каменного лицензионного участка (восточная часть)	28
Спиридонов Д.А., Колпаков В.В.	
Локализация перспективных для разработки зон отложений баженовской свиты на основе анализа геологического строения территории.....	29

Спирина Е.А., Рабцевич С.А., Мулюков Д.Р. Выбор оптимальной системы разработки нефтяного месторождения.....	30
Трихонович Г.В. Перспективы фаненско-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса на территории Оренбургской области	31
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дякина А.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л., Шестерякова И.В. Граниты. Тектонизация, зарождение углеводородов, нефтенасыщение (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз»).....	32
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Власова С.А., Дякина А.В., Косолапова О.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л. О направлении распиловки при литологическом изучении керна.....	33
Фадеева С.В., Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Литвинова А.Е., Жердева А.В. Природа нефтей доюрского комплекса юго-востока Западной Сибири	34
Федоров Б.А. Методические особенности и проблемы обоснования трудноизвлекаемых запасов на примере месторождений Томской области.....	35
Фищенко А.Н., Лапина Л.В., Яневиц Р.Б., Евдокимов Н.А., Емельянов Д.В., Ахмадишин А.Т., Фёдоров Д.А. Прогноз высокочемких резервуаров руслового генезиса по сейсмическим данным в интервале тюменской свиты (Красноленинский свод).....	36
Харыба Е.А., Шешум С., Кукавица Й., Драгосавац М., Цуканова Е.Ф., Маленчич Л., Пилипенко М.А., Стулов Л.Г. Анализ месторождения на поздней стадии разработки на основе новых данных (пример месторождения Л в Паннонском бассейне)	37
Шевченко О.Н. Прогнозирование дебита горизонтальных скважин в условиях нелинейной фильтрации	38

Анализ применяемых методов обоснования коэффициента остаточной нефтенасыщенности объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Е. С. Азаров¹

*¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Согласно «Методическим рекомендациям по составу и правилам оформления, представленных на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти» при определении коэффициента остаточной нефтенасыщенности строят двумерные зависимости начальной нефтенасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения от проницаемости, коэффициента остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности или других комплексных параметров. Однако предлагаемый подход не всегда позволяет добиться максимально возможных коэффициентов корреляции, а также описать изменение остаточной нефтенасыщенности в области малых значений проницаемости.

В работе проанализированы результаты экспериментов по вытеснению нефти, выполненных на керне пластов ВК₁ и ВК₂₋₃ Красноленинского месторождения. Пласты викуловской свиты сложены алевритистыми мелкозернистыми песчаниками, алевритовыми, алевритистыми аргиллитами, глинами аргиллитоподобными, алевритовыми, неравномерно чередующимися между собой, имеют полосчатое насыщение. Разработка запасов нефти пластов ВК сопряжена со значительными трудностями и низкой эффективностью проектного фонда скважин из-за высокой обводненности продукции, что, в свою очередь, обусловлено высокой текстурной неоднородностью и «полосчатым» насыщением данных пластов.

Выполнены минимальные корреляции для прямого, обратного сопоставления и усредненный вариант. Для оценки достоверности полученных сопоставлений использован критерий тесноты связи. На основе полученных результатов для объекта ВК Красноленинского месторождения построены карты вероятности наличия зон остаточных запасов нефти. Суть метода прогнозирования зон остаточных запасов нефти заключается в поскважинной обработке геолого-промысловой информации (факторов), нормировании данных, определении вероятности наличия остаточных запасов нефти по каждому фактору, определении общей вероятности и картировании зон остаточных запасов нефти. Метод позволяет в короткие сроки оценить выработку запасов на месторождении и определить зоны остаточных запасов нефти. Показана высокая сходимость результатов с картами текущих подвижных запасов по результатам геолого-гидродинамического моделирования.

Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов

Б.И. Анциферов¹

*¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Одной из актуальных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является подбор технологии проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) в условиях неоднородности проницаемости фильтровой зоны. В работе рассмотрены проблемы, возникающие при проведении ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Оценена эффективность ОПЗ горизонтальных скважин и определены направления поиска технологий селективной обработки призабойной зоны. В качестве объекта исследования выбраны горизонтальные скважины, эксплуатирующие объект АВ, на которые приходится основной объем ОПЗ. Анализ ОПЗ горизонтальных скважин в 2015–2017 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» показал низкую эффективность обработок. В результате изучения возможных причин низкой эффективности ОПЗ установлено, что гидроразрывы пласта (ГРП) в рассматриваемых скважинах проводились «вслепую». Сделано предположение о влиянии наличия высокопроницаемых трещин на эффективность ОПЗ. Сопоставление эффективности ОПЗ скважин, в которых ранее проводился ГРП, и в которых он не проводился, косвенно подтвердило данное предположение. Отмечено, что в настоящее время отсутствуют технологии, позволяющие проводить эффективные селективные ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием. Предложены направления поиска технологий для проведения ОПЗ в горизонтальных скважинах. Подобрана технология ОПЗ с предварительной закачкой потокоотклоняющей композиции для изоляции высокопроницаемых трещин ГРП.

Особенности геологического строения и концептуальные геологические модели продуктивных пластов Кочевского месторождения, запасы которых отнесены к категории трудноизвлекаемых

*Н.Г. Аржиловская¹, Д.С. Баймухаметов¹,
В.С. Дручин¹, П.В. Хлызов¹, М.Р. Мазитов²
¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть в г. Тюмени
²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»*

Рассмотрены причины несоответствия состояния разработки ачимовского и васюганского нефтегазоносных комплексов Кочевского месторождения состоянию ресурсной базы и уточнены концептуальные геологические модели залежей нефти.

При преобладающем количестве запасов нефти васюганского и ачимовского комплексов, подавляющая часть добычи на Кочевском месторождении приходится на неомский нефтегазоносный комплекс (добыча ведется в основном из пластов горизонта БС₁₀). Одной из причин такого дисбаланса является отсутствие адекватных геологических моделей пластов ачимовской толщи и васюганской свиты (пласт ЮС₁¹).

Основными факторами, определившими существующие геологические модели залежей в ачимовских и васюганских отложениях, являлись секвенс-стратиграфическая цикличность осадконакопления и литологическая изменчивость, обусловленные перерывами в осадконакоплении и сменой фациальных обстановок и характеризующиеся сменой литологических разностей коллектор – неколлектор – коллектор по площади и разрезу. Тектонический фактор при этом не учитывался. Выявление условий формирования компенсационной ачимовской толщи и васюганской свиты на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных и определение комплекса секвенс-стратиграфического, литологического и тектонического факторов в формировании залежей нефти являются основой для построения концептуальных геологических моделей и подсчета начальных геологических запасов углеводородов.

Отложения васюганского комплекса Кочевского месторождения накапливались в прибрежно-морских условиях, в условиях разнофациальной обстановки; отложения ачимовского комплекса – в условиях регионального склона, неустойчивого тектонического режима и высокой скорости седиментации. Общим для этих комплексов является проявление высокой тектонической активности, сингенетичной процессу осадконакопления. Влияние непроницаемых или полупроницаемых тектонических нарушений на формирование залежей подтверждено данными интерпретации материалов сейсморазведки 3D, геофизических и гидродинамических исследований скважин, керновыми и геолого-промысловыми данными. По распределению пористости и проницаемости коллекторов практически все запасы углеводородов ачимовского и васюганского комплексов относятся к категории трудноизвлекаемых по проницаемости и подлежат льготированию.

Предложено пересмотреть критерий отнесения запасов углеводородов по проницаемости коллекторов. Увеличение граничных значений до $(2-5) \cdot 10^{-3}$ мкм² будет способствовать повышению эффективности разработки месторождений и вовлечению в разработку дополнительных запасов.

Научно-методический подход к моделированию низкопроницаемых карбонатизированных терригенных коллекторов

В.А. Байков¹, И.Р. Дильмухаметов¹, С.И. Коновалова¹, Р.Р. Муртазин¹
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Представлена методика построения и адаптации модели месторождения, параметры которой согласованы с фактическими показателями эксплуатации скважин и исходными геолого-геофизическими данными. Петрофизическая, геологическая и гидродинамическая модели рассмотрены как части единой модели, или подмодели, когда осуществляется синхронная корректировка параметров подмоделей с помощью законов, описывающих систему в целом. Продуктивные пласты объекта моделирования представляют собой терригенные отложения с глинисто-карбонатным цементом, характеризующиеся значительной вертикальной литологической неоднородностью. При построении петрофизической подмодели использованы многопараметрические зависимости, связывающие пористость и проницаемость горных пород с содержанием глинистого и карбонатного цемента. Глинистость и карбонатность введены через нормированные значения гамма-каротажа и нейтронного каротажа. Для нахождения связанной водонасыщенности горных пород применен принцип инвариантности дифференциальных уравнений фильтрации. В качестве инварианта использовано уравнение Тимура – Коатса. Для распространения геологических особенностей неоднородных коллекторов применено спектральное моделирование геофизических полей, которые в дальнейшем интерпретированы с помощью петрофизических зависимостей. Керновые данные использованы для начального определения параметров в петрофизических зависимостях, их корректировка проведена при адаптации гидродинамической подмодели. Замыкающие соотношения в системе уравнений фильтрации обеспечивают синхронную корректировку параметров петрофизической, геологической и гидродинамической подмоделей при автоматической адаптации к истории разработки. Апробация предложенной методики моделирования проведена на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири, которое характеризуется переслаиванием песчаников и алевролитов с глинистыми и карбонатными прослоями. Достигнута хорошая сходимость расчетных и фактических показателей разработки за минимальное число итераций.

Технология измерения трехфазной продукции нефтяных скважин

М.Д. Валеев¹, Д.И. Низамов¹, А.А. Исаев¹, О.В. Давыдова¹
¹ООО «Каматрон»

Измерение трехфазной продукции нефтяных скважин в настоящее время продолжает оставаться сложной и до конца не решенной технической проблемой. В особенности это касается измерения количества нефтяного газа, добываемого вместе с нефтью. Современные технологии и технические средства позволяют измерять только свободную газовую фазу, выделившуюся из нефти при давлении в точке отбора пробы нефти. Остаточное количество растворенного в нефти газа при этом не измеряется, что вносит существенные ошибки в оценку его ресурсов. Актуальность проблемы возрастает в связи со вводом в промышленную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Для измерения массовых значений дебитов нефти и пластовой воды, объемных расходов свободного и остаточного количества растворенного нефтяного газа разработан новый тип измерительной установки с инновационным пробоотборником продукции скважины, позволяющим объемным методом измерять составляющие фазы. Массовый дебит жидкости и объемный расход свободного газа измеряются по скоростям налива и слива продукции в калиброванной емкости.

Промысловые испытания передвижного варианта установки для измерения трехфазной продукции нефтяных скважин проведены в ООО УК «Шешмаойл». Получены положительные результаты испытаний. Методика измерения аттестована и введена в Госреестр РФ (МН 759-2017).

К вопросу о необходимости структурирования знаний о геологической природе понятия «трудноизвлекаемые запасы»

В.В. Волянская¹
¹ПАО «НК «Роснефть»

В связи с усложнением геологического строения вновь открываемых месторождений, а также развитием технологий, позволяющих разрабатывать залежи из «нетрадиционных», с точки зрения добычи, частей нефтегазоносных комплексов, в Российской Федерации появился административно-нормативный термин «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ). С позиций теоретической и производственной геологии, данный термин не несет в себе никакой смысловой нагрузки и характеризует лишь степень сложности добычи углеводородов. Тем не менее, с использованием термина «запасы» проблематика снижения налоговой нагрузки автоматически переносится в геологическую область знаний.

Ключевым моментом в понимании ТРИЗ является осознание различий в понятиях «залежь» классического строения и «резервуар, содержащий ТРИЗ». Например, в нефтематеринских толщах, в последнее время ставших объектами разработки, породы-покрышки и породы-коллекторы практически не различаются по литологическому признаку, т.е. геологи не могут выделить замкнутые контуры геологического тела, чтобы присвоить ему статус ловушки. Из этого следует, что локализация запасов в таких отложениях с применением только «классических» технологий выявления залежей практически невозможна.

Есть несколько путей выхода из создавшейся ситуации. Однако наиболее перспективным с точки зрения успешного прогнозирования рентабельной добычи является создание геологических методических подходов к моделированию резервуаров, содержащих ТРИЗ, как естественных или техногенных геологических тел с выявлением и изучением набора критических геологических факторов. Такой методический подход должен начинаться с качественной классификации резервуаров, содержащих ТРИЗ, именно по геологическим признакам. При этом велика вероятность, что придется разрабатывать специальные, альтернативные классификационные типы, описывающие, в частности, вторичные геологические процессы.

Необходимо отметить, что понятие «резервуар, содержащий ТРИЗ» и методики геологического моделирования распределения запасов в «нетрадиционных» частях нефтегазоносных комплексов требуют системного изучения и создания отдельного научного направления в сфере изучения биологии.

Интегрированный подход к анализу ачимовских отложений с целью оптимизации бурения

А.А. Гильмиянова¹, М.В. Сухова¹
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Завершающая стадия разработки основных объектов зрелых месторождений приводит к необходимости поиска и добычи углеводородов в менее изученных отложениях со сложным геологическим строением. Одним из таких объектов являются ачимовские отложения, приуроченные к фондоформной области клиноформного комплекса месторождения X, запасы которых относятся к категории трудноизвлекаемых. Данные отложения характеризуются значительным этажом нефтеносности, а также латеральной и вертикальной неоднородностью песчаных тел.

Фактические дебиты жидкости и обводненность первых скважин, пробуренных на ачимовские отложения, значительно отличались от плановых и противоречили результатам интерпретации геофизических исследований. По результатам комплексного анализа результатов геолого-геофизических исследований и промысловых данных проведена детализация геологической модели объекта с проведением внутрипластовой корреляции с учетом клиноформного строения пласта. Скорректированы петрофизические зависимости, уточнена модель насыщения, что позволило построить прогнозную карту обводненности скважин, оценить риски и оптимизировать целевое назначение и очередность бурения скважин.

Данный подход к построению двумерной геологической модели и прогнозу начальных параметров был транслирован на другие объекты ПАО «НК «Роснефть» с подобным строением, что позволило улучшить прогнозную способность моделей объектов разработки.

Оценка открытой пористости и насыщенности отложений баженовской свиты

А.В. Глов¹, А.Г. Скрипкин¹, А.М. Горшков²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть»

²АО «Геологика»

Определение открытой пористости и насыщенности отложений баженовской свиты ввиду их литологических отложений, разнообразия применяемых методик и существующей терминологической путаницы остается нетривиальной лабораторной задачей. Затруднения при лабораторной оценке структуры водонасыщенности пустотного пространства приводят к малообоснованным вариациям оценки водонасыщенности (от 1 до 30 %) при подсчете ресурсов нефти баженовской свиты.

Для определения открытой пористости, водосодержания, остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности разработаны два независимых лабораторных протокола исследований. Первый «традиционный» включал набор классических петрофизических методик и предусматривал оценку открытой пористости (газоволометрическим) методом (GRI), водосодержания – ретортным способом. Второй, «альтернативный» протокол, был основан на комбинации термических и спектрометрических методов и предусматривал оценку открытой пористости методом жидкостенасыщения с использованием синхронного термического анализа, совмещенного с газовой масс-спектрометрией (СТА-МС). Это позволило одновременно проводить термическую экстракцию открытых пор, определять водосодержание с дифференциацией выделяемой воды на типы.

Сопоставление результатов свидетельствует о более избирательном воздействии на органическое вещество при использовании СТА-МС по сравнению с жидкостной экстракцией органическими растворителями, негативное влияние которой на смолы, асфальтены и другие компоненты общеизвестно. Открытая пустотность изученных отложений баженовской свиты, определенная методом СТА-МС, закономерно и значимо коррелирует с флюидонасыщенностью открытого пустотного пространства, демонстрируя привычный для поровых, трещинно-поровых коллекторов тренд снижения остаточной насыщенности с увеличением открытой пористости. Оценка водосодержания классическим ретортным методом приводит к завышенным оценкам вследствие длительности процесса и присутствия воздуха в испытательной камере. При этом минеральный состав отложений не оказывает значимого влияния на водосодержание, полученное при использовании «традиционного» и «альтернативного» протоколов исследований. Анализ зависимостей керн – ГИС показал, что наиболее чувствительными к определяемому методом СТА-МС значениям открытой пористости и нефтенасыщенности отложений баженовской свиты являются электрические методы геофизических исследований скважин (боковой каротаж, БК). Построенные зависимости демонстрируют влияние структуры пустотного пространства на сопротивление пласта.

Сравнение результатов, полученных с использованием СТА-МС и традиционными методами, свидетельствует о более высокой оперативности, информативности нового метода и достоверной оценке открытой пористости и насыщенности открытого порового пространства. Данный метод может быть использован для массовых определений.

Трансформация проектных решений на основе опыта разработки месторождений им. А. Титова и им. Р. Требса

*А.А. Журов¹, Д.С. Мочалкин¹, Д.Е. Лысенков¹, В.М. Абдуллин¹
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»*

Важной задачей при разработке месторождения является выбор проектной сетки и типа заканчивания скважин. Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к карбонатным коллекторам, обуславливает необходимость трансформации системы разработки месторождения.

В работе рассмотрена задача выбора и обоснования оптимального расположения, плотности сетки и длины горизонтальных секций скважин А. Титова и Р. Требса. Кроме того, обоснованы решения по уплотняющему бурению в зонах остаточных запасов в рамках трансформации текущей системы разработки этих месторождений. В рамках исследования использованы результаты бурения и испытаний скважин, исследований ГМИ, геологического и гидродинамического моделирования, экономической оценки. В работе представлены результаты трансформации проектных решений для месторождений им. А. Титова и им. Р. Требса.

Для Обсединского объекта месторождения им. Р. Требса предложены три варианта системы разработки, которые включают бурение одноствольных горизонтальных добывающих и наклонно направленных нагнетательных скважин, а также бурение двухствольных горизонтальных скважин с возможностью уплотнения. Для месторождения им. А.Титова сформированы девять вариантов системы разработки, предполагающих бурение горизонтальных скважин с различными расстояниями между ними, а также с разными длинами горизонтальных секций.

На Центральном объекте месторождения им. Р. Требса по результатам расчетов на гидродинамической модели локализованы остаточные запасы, которые не были вовлечены в разработку. Для их выработки предложено уплотняющее бурение 31 скважины.

Анализ предложенных вариантов систем разработки и их экономическая оценка показали следующее. Для месторождения им. А.Титова оптимальным вариантом является заводнение по однорядной схеме при длине горизонтальных секций 500 м и расстоянием между скважинами 900 м с использованием воды в качестве закачиваемого агента. Для Обсединского объекта месторождения им. Р. Требса наиболее эффективно бурение двухствольных горизонтальных скважин без уплотнения.

Особенности геомеханических исследований керна для сопровождения дизайна гидроразрыва пласта

А.С. Кузнецов¹

*¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми*

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока пластового флюида к забою скважины является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эффективность применения ГРП зависит от множества факторов. При этом качественный дизайн ГРП невозможен без использования данных об упруго-прочностных свойствах горных пород.

Лабораторные геомеханические исследования позволяют определить такие параметры, как пределы прочности и упругости, деформационные, упругие и акустические модули и коэффициенты, параметры паспорта прочности (предельного сопротивления срезу и угол внутреннего трения).

При этом в настоящее время отсутствует единый документ, регламентирующий изучение геомеханических свойств керна. Исследования проводятся по внутренним методикам лабораторий или устаревшим ГОСТ 80-х годов XX века, которые не охватывают полный комплекс необходимых исследований.

В работе рассмотрены методические рекомендации для лабораторных исследований кернового материала, которые направлены на получение достоверных упруго-прочностных свойств, максимально полно описывающих исследуемый объект с минимально возможными временными и материальными затратами.

Даны рекомендации по отбору образцов керна: количество, размер и ориентация относительно напластования. Представлен порядок выполнения исследований по определению параметров для построения паспорта прочности: определение предела прочности при одноосном растяжении, объемном сжатии с максимально допустимым и в 1,5 раза превышающим максимально допустимое значениями бокового обжима. Даны также рекомендации по определению упругих модулей на стандартных и полноразмерных образцах керна при многостадийном сжатии, а также объемной сжимаемости, сжимаемости порового пространства, сжимаемости скелета и расчету параметра Био.

Указанные рекомендации могут быть использованы для проведения исследований по определению упруго-механических свойств горных пород в лабораторных условиях для дизайна ГРП, сопровождения строительства скважин и построения геомеханических моделей месторождения.

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов Оренбургской области

В.В. Кузьмина¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

В настоящее время в Оренбургской области активно ведутся работы по поиску и разработке месторождений в рифовых отложениях. В настоящее время на юге Оренбургской области насчитывается около 20 открытых месторождений с подтвержденной рифовой природой. Эти резервуары характеризуются сложным строением, фациальной неоднородностью, разнообразием трещин и пор.

Выполнен анализ свойств пород-коллекторов и насыщающих их флюидов с целью оценки их соответствия параметрам объектов, запасы которых быть отнесены к категории трудноизвлекаемых. Хотя рифовые отложения являются традиционными месторождениями углеводородов, пласты имеют ухудшенные геолого-промысловые характеристики. Пустотное пространство в рифовых резервуарах сложного строения: трещины встречаются во всех фациях рифового ядра, причем их количество увеличивается сверху вниз. Эта особенность отрицательно влияет на показатели разработки залежей.

Для успешного решения вопросов разработки нефтяных месторождений в рифовых отложениях необходимо учитывать накопленный опыт разработки подобных месторождений в разных геолого-физических условиях. Своевременное внедрение эффективных систем разработки на рифовых месторождениях Оренбургской области позволит повысить коэффициент извлечения нефти (КИН), обеспечить прирост геологических запасов нефти и продлить сроки эксплуатации залежей.

Основные особенности изучения залежей высоковязкой нефти комплексного строения на примере разведочного объекта К (Паннонский бассейн)

К.А. Култышева¹, М. Костич¹
¹НТЦ НИС-Нафтагас д.о.о.

Поиск и ввод в разработку трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов связан с технологическими, геологическими и финансовыми рисками для компаний. На примере залежи высоковязкой нефти комплексного строения в Паннонском бассейне (Сербия) рассмотрен подход к снижению рисков и степени неопределенности, успешно применяемый в компании НИС.

Залежь высоковязкой нефти К приурочена к терригенным молассовым отложениям олигоценового-нижнемиоценового возраста. Поисковый критерий для такого типа пород заключается в том, что лучшие коллекторские свойства и более подвижная нефть связаны с прослоями конгломератов и конгломератичных песчаников. Молассовые отложения создают на сейсмических записях «белый шум», на записях отсутствуют четко выраженные отражения из-за отсутствия акустических границ в осадочной толще.

В тектоническом отношении структура К расположена на границе двух плит, в зоне регионального разлома. Это обуславливает комплексный структурный план, осложненный тектоническими нарушениями. На сейсмической записи на уровне отложений олигоценового-нижнемиоценового (Ол-М1) возраста выделить разломы не представляется возможным. Поэтому для оценки приняты только те разломы, которые можно проследить в выше- и нижележащих отложениях.

В геологической модели реализованы минимальные, максимальные и средние значения фильтрационно – емкостных параметров в каждой зоне на основании исследований керн и в зависимости от вероятности появления той или иной величины каждого параметра. При создании гидродинамической модели использована геологическая модель с различными контактами и особенностями коллектора. Ключевыми параметрами, которые создают неопределенность при анализе разработки, являются РVT свойства пластовых флюидов, относительные фазовые проницаемости (ОФП), моделью насыщения, режимом работы залежи, наличием трещин и др.

РVT характеристики рассчитаны эмпирически на основании состава нефти и газа, так как возможность отобрать качественную глубинную пробу нефти отсутствовала. ОФП измерены на трех образцах. Для моделирования использовались нормализованные кривые с зависимостью значений концевых точек от абсолютной проницаемости по керну. Короткая история работы скважин и отсутствие замеров пластового давления не позволяют определить режим разработки.

По результатам анализа всей геологической информации подготовлена матрица, содержащая неопределенные параметры и мероприятия по уточнению их значений. Комплексный подход к оценке информации, и разработанный в рамках подготовки проекта, позволил выработать стратегию разбуривания залежи высоковязкой нефти. Ключевым фактором являлся баланс затрат и важности результатов исследований, информации. Ценность данного подхода заключается в том, что он может быть применен к любому типу месторождений и залежей.

Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах для повышения эффективности разработки пластов покурской свиты

К.Г. Лапин¹, В.А. Павлов¹, Н.А. Павлюков¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Освоение запасов нефти пластов Покурской свиты Западной Сибири осложнено рядом геологических факторов: слабоконсолидированный коллектор, высокая вязкость нефти (100–400 мПа·с), наличие обширной газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта, высокая неоднородность пластов по разрезу и латерали. ПАО «НК «Роснефть» планомерно реализует мероприятия по повышению эффективности разработки данных объектов. Для этого выполняются исследования по выбору конструкций заканчивания скважин, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, предотвращению негативных геомеханических процессов в пласте в процессе эксплуатации скважин. Для освоения запасов данных пластов применяются горизонтальные скважины. Одной из перспективных технологий является реализация гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах (ГС) с целью разрыва глинистых перемычек и увеличения объема дренируемых скважиной запасов за счет приобщения дополнительных продуктивных прослоев.

По результатам выполненных исследовательских работ, включивших построение 1D геомеханических моделей, лабораторные тесты с проппантами и жидкостями ГРП, моделирование дизайна ГРП, гидродинамические расчеты, на примере одного из месторождений выделены условия, в которых проведение ГРП потенциально эффективно, проработаны технические вопросы реализации технологии, оценен потенциал тиражирования. В высокорасчлененном разрезе реализация многостадийного ГРП (МГРП) в ГС обеспечивает прирост накопленной добычи нефти более 30 % и положительный экономический эффект. ГС с МГРП в данных условиях являются альтернативой многозабойным скважинам по технологии fishbone, которые испытываются в настоящее время на месторождении. Потенциал реализации ГРП также связан с ранее пробуренными низкопродуктивными скважинами с малой долей проходки по коллектору. Наличие таких скважин обусловлено высокой неоднородностью пласта и возможными ошибками в прогнозировании распространения коллектора. Проведен анализ существующих на рынке компоновок заканчивания скважин для проведения ГРП. Оптимальной для рассматриваемого месторождения определена компоновка, совмещающая сдвижные муфты ГРП и фильтры. Для проведения операций предложен вариант использования компоновок со сдвоенными селективными пакерами. Реализация ГРП в высокопроницаемых слабоконсолидированных коллекторах сопряжена с высокими геологическими и технологическими рисками, для снижения которых необходимо проведение опытно-промышленных работ. Испытание технологии предполагается проводить последовательно с постепенным увеличением сложности и стоимости работ.

Особенности разработки газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения

М.Г. Мавлетдинов¹

*¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Обобщена и проанализирована геолого-промысловая информация о разработке газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения, выявлены особенности разработки и сформирован план мероприятий, направленных на повышение эффективности работы скважин и оборудования для достижения максимального коэффициента извлечения свободного газа и конденсата.

В рамках работы проведен ретроспективный анализ обоснования и реализации проектных решений по основным по величине запасов газоконденсатным объектам БУ₁₂ и БУ₁₈¹⁻² Пякяхинского месторождения. При реализации проектных решений отклонения показателей от утвержденных в проектном документе на разработку были минимальными: в основу системы разработки были заложены горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 500 м и проведением многозонного гидроразрыва пласта (МГРП). С учетом наличия большого числа пластов, конформно залегающих друг над другом на месторождении предусмотрено проведение опытно-промышленных работ – бурение двух скважин с последующей одновременно-раздельной эксплуатацией (ОРЭ) объектов БУ₁₂ и БУ₁₈¹⁻². Рассмотрены технологии ОРЭ различной сложности: «труба в трубе» и параллельные лифты.

Разработка газоконденсатных объектов начата с февраля 2017 г. За период эксплуатации скважин выявлена одна из основных особенностей: скопление жидкости в горизонтальной части ствола приводит к дополнительным потерям давления в скважине. Для выявления скважин и участков сети транспортировки газа с наибольшими рисками скопления жидкости использованы современные программные средства (Pipesim и IAM (Schlumberger)). С целью планирования режимов работы скважин и добычи газа на прогнозный период создана интегрированная модель с учетом моделей пласта, скважин, сети сбора и подготовки продукции.

Для предотвращения скопления жидкости в стволе скважин либо сокращения потерь давления в качестве опытно-промышленных работ проведены мероприятия по замене НКТ (меньший или больший диаметр). В качестве альтернативных методов рассмотрено использование комбинированных и концентрических НКТ. Кроме того, как одно из перспективных мероприятий прорабатывается использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления жидкости (воды и конденсата в различных соотношениях).

Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей

*В.Н. Мельников¹, В.В. Вахрушев¹, С.А. Москвитин¹
¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Как известно, геолого-физические параметры пласта и свойства флюидов непосредственно влияют на разработку. В данной работе дана количественная оценка влияния геолого-физических параметров пласта на технологические показатели разработки.

Оценено влияние на начальные показатели разработки (начальные входные дебиты, обводненность и др.) и их динамику.

Для исследования динамики показателей разработки использованы характеристики вытеснения зависимости обводненности от отбора от начальных извлекаемых запасов. В то же время от оценки начальных дебитов скважин часто зависит решение о вводе той или иной залежи в разработку. Кроме того, в работе проанализировано влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения.

Для всех рассмотренных случаев разработан универсальный алгоритм построения теоретической характеристики вытеснения и кривых теоретической продуктивности.

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в условиях карбонатных коллекторов месторождения им. Р. Требса

Д.С. Мочалкин¹, А.А. Журов¹, Д.Е. Лысенков¹, В.М. Абдуллин¹
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Организация системы заводнения в карбонатных коллекторах является одной из актуальных проблем нефтяной отрасли.

В работе объектом исследования выбрано месторождение им. Р. Требса. Промышленно-нефтеносными пластами на месторождении являются карбонатные отложения залегающие на глубинах более 4 км. Коллектор относится к трещинно-каверново-поровому типу со смешанным типом смачиваемости. Основная доля запасов сосредоточена в низкопроницаемой матрице, вторичная пустотность (трещины и каверны) вносит основной вклад в проводимость коллектора.

Проектным документом на основном разрабатываемом объекте месторождения предусматриваются размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием между ними 1200 м и формирование системы заводнения по семиточечной схеме. В ходе уточнения геологического строения в процессе бурения и выполнения исследовательских работ было выявлено более сложное геологическое строение, и выбранная схема заводнения изменена на очаговую.

В процессе мониторинга разработки по геолого-физическим и промысловым критериям выделены четыре характерных участка. Для анализа и управления системой разработки на этих участках выделены элементы заводнения. Участки ранжированы по степени ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), уменьшения нефтенасыщенных толщин и снижения продуктивности скважин. Участки с пониженными коллекторскими свойствами характеризуются недостаточными приемистостями и ограниченным диапазоном регулировки режимов работы нагнетательных скважин, что требует индивидуальных решений по повышению эффективности системы заводнения.

На участке, который характеризуется наилучшими ФЕС и нагнетательные скважины которого имеют высокий потенциал приемистости, отмечаются прорывы воды по трещинам, что приводит к неустойчивости фронта вытеснения и неравномерной выработке запасов по объему залежи. Для повышения эффективности выработки запасов и выравнивания фронта вытеснения на этом участке предложено внедрение метода циклического воздействия. Технологические параметры, определяющие эффективность нестационарного заводнения, рассчитаны с помощью аналитических методов и гидродинамического моделирования. На основе многовариантных расчетов на постоянно действующих секторных гидродинамических моделях обоснована эффективность предлагаемых мероприятий и циклического воздействия.

Особенности построения объемной минералогической модели для пород со сложнокompонентным составом

*О.В. Надеждин¹, Г.Г. Елжибаева¹, Л.Р. Шагимарданова¹, Р.И. Макаев¹,
И.Д. Латыпов¹, А.А. Астафьев¹, Д.В. Фёдорова¹*
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Имеющийся опыт разработки отложений баженовской свиты в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции свидетельствует о наличии значительного потенциала освоения запасов нефти, а также высокой сложности локализации продуктивных интервалов и выбора технологии извлечения нефти. Дополнительным затрудняющим интерпретацию фактором является сложный минерально-компонентный состав баженовской свиты при ограниченном наборе данных геофизических исследований скважин (ГИС), которого часто не хватает для построения минерально-компонентной модели (МКМ).

Предложен подход, основанный на выделении основных кластеров (макрокомпонентов) на кривой МКМ, который позволяет с минимальной ошибкой представить исходное содержание минералов через линейную комбинацию макрокомпонентов (базис). При этом количество макрокомпонентов подбирается таким образом, чтобы при имеющемся объеме данных ГИС можно было построить минералогическую модель месторождений. На основе полученных данных с помощью корреляционно-регрессионного анализа рассчитываются петрофизические константы, строится минеральная модель. Пересчет полученных объемных содержаний непрерывных макрокомпонентов в начальные минеральные компоненты выполняется через базис. Настройка и построение минералогической модели выполняются итеративно до достижения удовлетворительного результата, согласующегося со всеми имеющимися данными.

Рассмотрен опыт построения МКМ для нескольких месторождений как для расширенного, так и для ограниченного стандартного комплексов ГИС. При этом даже модель, построенная по данным ограниченного комплекса ГИС, показала неплохую согласованность с данными керна и ГИС, что немаловажно при низкой охарактеризованности исследованиями расширенного комплекса ГИС.

Результатом работы стала объемная минералогическая модель, согласованная с кривой МКМ. На основе этой модели можно прогнозировать текущий нефтегенерационный потенциал, количество присутствующих в поровом пространстве углеводородов (как сорбированных, так и свободных), индексы хрупкости и продуктивности и в дальнейшем выходом – продуктивных толщин.

В настоящее время исследования в данном направлении продолжают. Полученная объемная минералогическая модель в дальнейшем будет использована для построения петроупругой модели.

Технологии разработки нефтяных месторождений баженовской свиты Западной Сибири

А.С. Огнева¹, М.С. Антонов^{1,2}

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

²Уфимский гос. нефтяной технический университет

Представлены основные перспективные технические решения разработки баженовской свиты Западной Сибири с учетом опыта разработки сланцевых месторождений США.

В 2017–2018 гг. компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ОАО «РИТЭК» ПАО «Лукойл», ПАО НК «РуссНефть» активно проводили опытно-промышленные работы по подбору рентабельной технологии освоения баженовской свиты. В частности, испытаны различные модификации и технологии множественного гидроразрыва пласта (ГРП) термогазового воздействия.

В этот же период зарубежными компаниями, такими как Exxon Mobil, Devon Energy Corporation, Marathon Oil Corporation при разработке нефтесодержащих сланцевых пород применены горизонтальные скважины длиной до 5 км. При этом проводили до 30–60 операций ГРП на скважину (масса закачиваемого проппанта на стадию – 200 т) Начальный дебит нефти составил 150–200 т/сут.

Апробированные технологии хорошо зарекомендовали себя при разработке наклоннонаправленными скважинами. В то же время строительство горизонтальных скважин осложнено рядом проблем: вскрытие целевого интервала в условиях аномально высоких давления и температуры, обеспечение успешности проведения каждой стадии ГРП, подбор оптимальной рецептуры реагентов и др. В связи с этим актуальной является задача создания работоспособной и рентабельной технологии освоения верхнеюрских отложений Западной Сибири для масштабного вовлечения в разработку запасов баженовской свиты.

Подходы к разработке низкопроницаемого карбонатного пласта Пр на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении

*Е.С. Остяков¹, Н.В. Маньшин¹, А.Н. Леванов¹, Н.А. Игнатьев¹,
И.А. Виноградов¹, С.А. Яценко¹, Г.В. Греков², А.С. Чиргуин²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «Верхнечонскнефтегаз»

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение в Восточной Сибири является крупным по запасам. Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками нижнемотской подсвиты (пласт Вч), карбонатами среднемотской подсвиты (пласт Пр), карбонатами усольской свиты (пласт Ос). Месторождение находится на второй стадии разработки. С 2009 г. проводятся работы по подбору оптимальной технологии эксплуатации объекта Пр.

Продуктивный карбонатный пласт ПР залегает в нижней части катангской свиты вендских отложений и представлен массивной пачкой доломитов. Преображенский горизонт обладает высокой литологической выдержанностью по площади (средняя нефтенасыщенная толщина – 5,8) и низкой проницаемостью (в среднем – $1,26 \cdot 10^{-3}$ мкм²), обуславливающей трудности в освоении и эксплуатации скважин. В пределах преображенского горизонта выявлено семь залежей: четыре нефтяных, одна нефтегазоконденсатная и две газоконденсатные. Пласт характеризуется значительными геологическими запасами нефти (более 200 млн т), проектный коэффициент извлечения нефти – 0,110.

В настоящее время объект Пр еще не введен в промышленную эксплуатацию, ведутся пилотные работы по подбору оптимальной технологии разработки. Работы выполняются в зоне нефтеносности основной залежи нефти.

В 2009–2011 гг. на преображенский горизонт были переведены три скважины, не давшие притока на объекте Вч. В 2010 г. закончено разбуривание пилотного участка. Пробурены три горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 200 м и одна наклонно направленная. Все скважины эксплуатировались фонтанным способом, в них выполнены и проведены кислотный и пропантный гидроразрыв пласта (ГРП). Начальные дебиты нефти невысокие – от 3,4 т/сут до 12,5 т/сут. Несмотря на проведение ГРП, устойчивого притока получить не удалось. В течение нескольких месяцев дебиты снижались в 2–3 раза.

С целью продолжения пилотных работ в 2014 г. пробурены две горизонтальные скважины длиной 600 м, в которых проведены многостадийные ГРП. В процессе освоения начальный дебит нефти одной из этих скважин составил 40,6 м³/сут, другой – 27,5 м³/сут. В 2020 г. запланировано создание следующего пилотного участка с бурением двух многозбойных и четырех горизонтальных (двух добывающих и двух нагнетательных) с отработкой с целью уточнения наиболее оптимальной технологии заканчивания и подтверждения эффективности принятого агента вытеснения сухой газ.

Петрофизическое моделирование сильно глинистых пластов с целью улучшения геологического прогноза и разработки газовых залежей на примере одного из мелкозалегающих объектов Западной Сибири

*И.В. Парубенко¹, А.В. Хабаров¹, О.А. Акимова¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*

В работе рассмотрен сложный геологический объект, который представлен сильно глинистыми биотурбированными алевролитами с почти переработанной первичной седиментационной слоистостью, залегающими на сравнительно небольших глубинах (950–1050 м). Минералогический состав глин и матрицы пород осложняет оценку пласта и интерпретацию данных геофизических исследований скважин (ГИС). Отложения формируют газовую залежь с уникальными геологическими запасами. Разработка подобных геологических тел полномасштабно в России не велась. При петрофизическом моделировании рассмотрены различные варианты и получен набор решений следующих петрофизических задач: реализация модели пористости разными способами (по специальному, условно расширенному и стандартному комплексам ГИС); расчет проницаемости по трехмерным связям проницаемости, пористости и глинистости; определение газонасыщенности с помощью капиллярной и электрических моделей насыщенности. Выполнена настройка на данные компьютерной томографии и ядерного магнитного каротажа с учетом альтернативной оценки эффективных толщин пласта, полученной независимыми специальными методами (триаксиальный каротаж, микроимеджер). Предлагаемые подходы базируются на комплексировании материалов специальных методов ГИС и керновых исследований, а также на трансляции полученных решений типовые скважины, в которых исследования не выполнялись. В рамках работы рассмотрены процедуры увеличения вертикального разрешения, связанные с аппаратными ограничениями приборов ГИС, а также оценены возможные «потери» получаемых петрофизических параметров. Реализована алгоритмизованная интерпретация данных геофизических исследований 420 скважин. Оценена неопределенность прогнозируемых параметров в зависимости от использованного комплекса ГИС.

Реализация указанных подходов в рамках петрофизического моделирования позволила получить универсальные инструменты определения фильтрационно-емкностных свойств (ФЕС), хорошо согласующихся с актуальными результатами стандартных и специальных исследований керна, а также данными промыслово-геофизических исследований. Длительная отработка скважин кустов на опытно-промышленном участке подтверждает корректность и гибкость прогноза. Предложенная петрофизическая модель легла в основу геологической, гидродинамической и геомеханической моделей, которые позволили учесть запасы газа изучаемого объекта, подобрать концепцию разработки, выбрать тип заканчивания скважин. В дальнейшем планируется осуществлять сопровождение бурения скважин с использованием полученной модели.

Особенности проведения экспериментальных исследований для обоснования и разработки технологий повышения нефтеотдачи пластов

А.М. Петраков¹
¹АО «ВНИИнефть»

Методики проведения экспериментов для обоснования и разработки технологий повышения нефтеотдачи пластов могут существенно отличаться от общеизвестных принципов определения коэффициента вытеснения нефти водой, изложенных в ОСТ 39-195-86. Обоснование новых методов повышения нефтеотдачи на современном этапе проводится с использованием гидродинамического моделирования, которое позволяет в значительной степени сократить количество необходимых фильтрационных исследований. В этих условиях существенно возрастает необходимость получения достоверных и адекватных данных, получаемых в ходе проведения трудоемких, долгосрочных и дорогостоящих фильтрационных экспериментов. Поскольку соблюдение условий подобия в ряде случаев невозможно, то целесообразно использовать приближенное моделирование, позволяющее получить достаточно точный и достоверный экспериментальный материал. Большое влияние на достоверность результатов, особенно в случае нефти, содержащей асфальтосмолопарафиновые отложения и карбонатных коллекторов, оказывают тип пористой среды, длина моделей, компонентный состав используемой нефти, скорость вытеснения, градиенты давления, адсорбция асфальтенов, смачиваемость породы и др.

Для получения достоверных результатов важным является проведение серии однотипных фильтрационных экспериментов, поскольку в настоящее время в целях экономии времени с средств проводятся 1-2 опыта, по результатам которых принимаются дальнейшие решения, вплоть до реализации промысловых работ.

В настоящее время насчитывается порядка 200 руководящих документов, методик и указаний, устаревших отраслевых стандартов, которые зачастую вносят путаницу в процесс получения/выбора исходной информации для проектирования. Лабораторные исследования кернов, пластовых флюидов и технологий повышения нефтеотдачи проводятся в настоящее время по внутренним методикам предприятий или устаревшим/неприменимым стандартам, которые зачастую несопоставимы или непредставительны вследствие серьезных методических ошибок.

Использование ихнофациального анализа керн для локализации перспективных зон в отложениях турона (Русское месторождение, Западная Сибирь)

А.С. Потапова¹, А.И. Кудаманов¹, Н.К. Ярунова¹,
Е.А. Студнев¹, С.С. Андриященко²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²АО «Тюменнефтегаз»

Русское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНАО) – одно из крупных в России. Продуктивными являются терригенные отложения сеномана и турона, характеризующиеся неоднородностью литологического состава и низкой проницаемостью коллекторов. В работе рассмотрен прогноз зон развития пород-коллекторов.

Сложность интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) заключалась в наличии переслаивания слабоцементированных песчаников, алевролитов, аргиллитов и их неконсолидированных разностей. В большинстве скважин отсутствуют качественные признаки: положительные приращения сопротивлений на диаграммах микрозондов, в отделение глинистой корки на кривых кавернометрии. Кроме того, во многих скважинах выполнен сокращенный комплекс ГИС; каротаж старого фонда скважин отбракован по отдельным методам. Все это не позволяло выполнить корректную однозначную интерпретацию данных ГИС.

При интерпретации сейсмических данных проведена попытка количественного прогноза эффективной толщины для пластов Т, но в процессе динамического анализа статистически значимых связей не выявлено. На схемах спектральной декомпозиции проявляется аномалия, обрамляющая антиклинальную структуру, однако связать ее с зонами улучшенных/ухудшенных коллекторов не удалось.

Для прогноза зон развития коллекторов выполнен седиментологический анализ керн трех скважин (91 м). Первичные, седиментогенные текстуры пород полностью нарушены биотурбацией, поэтому особое внимание уделено ихнофациальному анализу. В отложениях туронского века преобладают ихнофации *Cruziana-Zoophycos*, характерные для сублиторальной, частично батальной зоны, в подчинённом количестве присутствуют следы ихнофации *Skolithos*. Наиболее часто встречаются ходы *Chondrites*, *Helminthopsis*, *Phycosiphon*, *Asterosoma*, *Terebellina*, *Planolites*, *Scolicia*, *Zoophycos*, *Palaeophycus*, *Diplocraterion*, *Skolithos*. Накопление пластов группы Т происходило в сублиторальной части морского бассейна, в дальней зоне подводного берегового склона (ниже базиса действия регулярных волн и небольших штормов). Вверх по разрезу наблюдается постепенная регрессия морского бассейна, с периодическими небольшими трансгрессиями. Менее заглинизированные песчаники накапливались в дистальной части нижней префронтальной зоны пляжа и переходной зоны. По мере удаления от береговой линии наблюдается глинизация разреза в западном направлении.

Использование ихнофациального анализа позволило разделить разрез на разные зоны подводного берегового склона. Фаии существенно различаются гидродинамической среды осадконакопления, зернистостью пород и степенью биотурбационной переработки осадка, от которых напрямую зависят фильтрационно-емкостные свойства пород. На основе результатов анализа керн и данных каротажа построены карты фаций газалинской пачки Русского месторождения, отражающие зональность распределения более «чистых» песчаников (в северо-восточной части лицензионно участка), не заглинизированных в результате биотурбационной переработки осадка.

Проектирование участка опытно-промышленных работ по испытанию методов увеличения нефтеотдачи на месторождении N в условиях сложного геологического строения и наличия высоковязкой нефти

*К.В. Пчела¹, А.А. Терентьев¹, К.Р. Поберий¹,
Д.А. Горнов¹, И.И. Киреев¹, М.Г. Колбунов²*
¹ООО «СамараНИПИнефть»
²ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

По мере выработки запасов легкой нефти в общем балансе запасов возрастает доля запасов тяжелой высоковязкой нефти (ВВН), которые традиционно относят к трудноизвлекаемым. Наиболее эффективными методами интенсификации добычи ВВН и битумов являются термические и комбинированные, основанные на сочетании теплового и химического воздействия на пласт, технологии, которые в последнее время находят все более широкое применение в мировой практике.

Месторождение, рассматриваемое в работе, характеризуется очень сложным геологическим строением: значительная стратиграфическая и тектоническая неоднородности и высокой расчлененностью, наличием многолетнемерзлых пород. Одной из наиболее действенных технологий повышения эффективности разработки залежей высоковязкой нефти в условиях значительной неоднородности коллектора является термополимерное заводнение. В работе приведены результаты моделирования применения различных технологий воздействия на пласт участка опытно-промышленных работ с использованием гидродинамического симулятора CMG Stars. В ходе сопоставления таких методов повышения нефтеотдачи, как закачка пара и термополимерное воздействие, гидродинамическими и экономическими расчетами обоснована эффективность применения термополимерного заводнения. Выбраны основные схемы и оборудование для обустройства.

Опыт проектирования разработки Красноленинского месторождения в пределах Каменного лицензионного участка (восточная часть)

***А.Ю. Сенцов¹, Е.С. Азаров¹, С.А. Москвитин¹, Р.Г. Галимов¹**
**¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени***

Промышленная нефтеносность Красноленинского месторождения (восточная часть) установлена в отложениях викуловской (пласты ВК₁₋₃), фроловской (АК₃), баженовской (ЮК₀), абалакской (ЮК₁, П), тюменской (пласт ЮК₂₋₉) свит, базального горизонта (пласт ЮК₁₀) и доюрского комплекса. В пластах викуловской и тюменской свит сосредоточено соответственно 60 и 29 % запасов месторождения.

С 2011 по 2015 г. на месторождении на объекте ВК проводились крупномасштабные опытно-промышленные работы по поиску технологии заканчивания скважин, которая бы позволила обеспечить рентабельный дебит нефти. Выполненные работы показали, что в настоящее время бурение на объект ВК нерентабельно независимо от конструкции скважины.

Результаты эксплуатационного бурения на пласты ЮК₂₋₉ подтвердили изменчивость и сложное геологическое строение континентальных отложений тюменской свиты: не были подтверждены нефтенасыщенные толщины, границы выклинивания и замещения коллекторов.

Дополнительным осложняющим факторам является то, что значительная часть лицензионного участка находится в затапливаемой в весенне-летний период пойменной зоне р. Оби. Кроме того, участок залежи находится на территории Елизаровского заказника, в пределах которого (по лицензионному соглашению) запрещено размещать объекты обустройства.

В 2019 г. выполнен новый проектный документ на основе нового подсчета промышленных запасов, в котором учтены все данные выполненных на месторождении сейсмогеологических, буровых и исследовательских работ. В рекомендуемом варианте разработки предложена адаптивная система разработки: разбуривание месторождения по одной сетке скважин, которую в зависимости от подтверждаемости геологического строения легко трансформировать, что позволит экономически эффективно вовлекать запасы всех объектов разработки.

Однако реализация предложенной системы возможна только в случае получения льгот по налогообложению с учетом проницаемости пластов ЮК₂₋₉. В новом подсчете запасов выполнено обоснование отнесения пластов тюменской свиты к льготлируемой категории по проницаемости. Это позволило вывести часть проектного фонда в рентабельную зону. Соответственно бурение рентабельного фонда на пласты ЮК₂₋₉ по адаптивной системе разработки позволит после окончания льготлируемого периода вовлекать в разработку запасы других пластов месторождения. При этом вовлечение запасов объекта ВК предусмотрено с помощью технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

Локализация перспективных для разработки зон отложений баженовской свиты на основе анализа геологического строения территории

Д.А. Спиридонов¹, В.В. Колтаков¹
¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты связана с рядом трудностей и рисков, прежде всего, это сложность локализации перспективных зон для разработки отложений.

На основании анализа геологического строения, условий залегания, толщин отложений, содержания органического вещества и результатов испытаний 623 скважин в пределах Ханты-Мансийского автономного округа сделана попытка выделить основные региональные геолого-геохимические критерии, позволяющие локализовать наиболее благоприятные для разработки нормального разреза баженовской свиты зоны в границах лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в центральной части Широного Приобья. Перспективными считаются зоны с пластовыми температурами 95–100 °С. Температура в скважинах с притоками изменяется в широком диапазоне – от 75 до 130 °С; при температуре более 100 °С наблюдается тенденция к увеличению дебитов. На изучаемом участке пластовые температуры, превышающие 90 °С, выделяются в пределах Когалымской вершины Сургутского свода, Северо-Вартовской мегатеррасы, частично Пякупурского мегапрогиба, в северной части Нижневартовского свода. Большая часть скважин, в которых получены притоки нефти из отложений баженовской свиты, приурочены к Когалымской вершине Сургутского свода.

Анализ палеотемператур и результатов испытаний показал, что подавляющее большинство скважин с притоками нефти характеризуется палеотемпературами 125–150 °С, в то числе скважины с максимальными притоками Салымского, Краснотенинского, Пальяновского и Средне-Назымского месторождений. Палеотемпературы более 125 °С выделяются на севере изучаемой территории и совпадают с максимальными современными пластовыми температурами.

Анализ толщин отложений показал, что, как и в случае температурных критериев, именно в западной области, тектонически приуроченной к Когалымской вершине Сургутского свода, сосредоточены скважины с притоками нефти из отложений нормального разреза баженовской свиты. В пределах восточной зоны только в скв. ЗР Северо-Ватёганская, получены промышленные притоки нефти.

На изучаемом участке недр Максимальные средние содержания органического вещества $C_{\text{орг}}$ (до 14 %), приурочены к Нижневартовскому своду. На остальной части территории содержание $C_{\text{орг}}$ варьируется от 6 до 10 %. В скв. 10Р Тевлинско-Русскинская, в которой получен Максимальный приток нефти 26,8 м³/сут, среднее значение $C_{\text{орг}} = 8,15$ %. В структурно-тектоническом отношении скважина приурочена к Когалымской вершине Сургутского свода.

Таким образом, рассмотренные региональные геолого-геохимические критерии позволяют выделить Когалымскую вершину Сургутского свода как наиболее благоприятную зону для разработки отложений баженовской свиты. В пределах данного структурного элемента современные пластовые температуры достигают 90–100 °С, палеотемпература составляет более 125 °С, толщина отложений – от 25 до 40 м, среднее содержание $C_{\text{орг}}$ превышает 5 %. В пределах Когалымской вершины получены максимальные притоки нефти из отложений нормального разреза баженовской свиты.

Выбор оптимальной системы разработки нефтяного месторождения

Е.А. Спирина¹, С.А. Рабцевич¹, Д.Р. Мулюков¹
¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Рассмотрена методика выбора оптимальной системы разработки нефтяного месторождения, основанная на аналитическом решении уравнения Лапласа для давления и на методе трубок тока для насыщенности с учетом геологической неоднородности пласта многопараметрическим анализом.

Трехмерное гидродинамическое моделирование широко используется для решения задач выбора систем разработки месторождений. Однако данный подход является трудоемким и требует больших временных затрат. Целью работы являлось создание альтернативного инструмента выбора оптимальной системы разработки – «палеток» (диаграмм) для определения оптимальной плотности сетки скважин в зависимости от проницаемости и эффективной толщины пласта. Критерием выбора являлся максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД). Рассмотрены системы разработки, как пятиточечная, семиточечная обращенная, девятиточечная обращенная и «лобовая» с учетом геологической неоднородности. Использование данных палеток позволит уменьшить трудозатраты благодаря оперативной оценке ЧДД и коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для расчетов был выбран участок Приразломного месторождения. Подбор и экономическая оценка систем разработки реализована в двумерном полуаналитическом симуляторе, что позволяет быстро принимать решения по выбору оптимальной плотности сетки скважин для различных систем разработок с вариацией следующих параметров: расстояние между скважинами, коэффициент деформации сетки, эффективная проницаемость пласта, эффективная толщина пласта.

По результатам сравнительного анализа систем для рассмотренного участка Приразломного месторождения наилучшим вариантом по критерию максимального ЧДД оказалась «лобовая» система разработки (плотность сетки скважин – 25 га/скв.) по критерию максимального КИН – девятиточечная обращенная система разработки (16 га/скв.).

Перспективы фаменско-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса на территории Оренбургской области

Г.В. Трихонович¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

Изучены перспективы низкопроницаемых коллекторов фаменско-турнейского карбонатного комплекса, которые ранее рассматривались как неколлекторы.

Актуальность проблемы обусловлена необходимостью расширения ресурсной базы и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Сравнительно высокие дебиты отдельных скважин и отрицательные результаты испытания поисково-разведочных скважин увеличивают интерес к этой теме.

При анализе неуспешных опробований выявлена следующая зависимость. Большая часть отрицательных результатов в случае пластов Дф1 и Дф2 вызвана притоком пластовых вод, в случае пластов Зл1 и Зл2 – низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Проанализированы и сопоставлены показатели разработки залежей в низкопроницаемых карбонатных коллекторах фаменского и турнейского ярусов. Породы представлены биоморфно-детритовыми, биогермными известняками и вторичными доломитами, трещиноватыми и неравномерно пористыми. Запасы турнейских отложений по большей части уже исчерпаны, и какие-либо значимые открытия традиционных запасов не предвидятся. Продуктивность среднефаменских отложений контролируется наличием локально развитой покрышки, соответственно они не являются продуктивными горизонтами регионального значения. Наиболее перспективные неразведанные области выделяются в интервалах заволжского надгоризонта на Большекинельском валу и в западной части Бобровско-Покровского вала, так как они являются прибороточными зонами и залежи формировались в условиях мелководного шельфа. Кроме того, продуктивные залежи заволжского надгоризонта контролируются пачкой заглинизированных карбонатов в подошве турнейского яруса.

Граниты. Тектонизация, зарождение углеводородов, нефтенасыщение

(по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз»)

*Е.Н. Трофимова¹, Е.В. Артюшкина¹, О.А. Быкова¹, А.В. Дякина¹,
Н.В. Новикова¹, В.Р. Сахарова¹, И.Л. Цесарж¹, И.В. Шестерякова¹*
¹«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

В работе рассмотрены результаты изучения керна, отобранного из верхней части гранитного массива. Кровля объекта характеризует продуктивную зону, представленную апогранитовыми тектонитами с нефтенасыщением. Практически полный (98 %) вынос керна позволил изучить и визуализировать разрез (примерно 38 м), точно определить толщины продуктивной зоны (около 21 м), описать характер гранитов в зоне тектонизации, их структурно-вещественное преобразование в коллектор. Изучение гранитного массива подтвердило предположение авторов о зарождении углеводородов (УВ) в гранитах в процессе сдвига и стресс-метаморфизма.

Приведены детальное описание литотипов, их породной и минеральной характеристика, нефтенасыщения, характера тектонизации, типа коллектора. Литотипы выделены в последовательности динамометаморфического преобразования пород: 1) гранит; 2) тектоногранит; 3) тектонит апогранитовый; 4) ультратектонит апогранитовый; 5) тектоносланец; 6) тектонокластит.

В результате изучения гранитного массива сделаны следующие выводы.

1. Нефтенасыщение приурочено к тектонитам и ультратектонитам в зоне дезинтеграции и динамометаморфического преобразования гранита.

2. Генерация углеводородов имеет прямую связь с динамометаморфизмом гранитов, приурочено к зернам полевых шпатов, в большей степени щелочных.

3. Однозначно зарождение углеводородов проявляется в зоне однонаправленного сдвига в кровле гранитного массива.

4. Нефть зарождается пленками в микротрещинах тектонизации, пятнами (пятнистое, решетчато-пятнистое) в кристаллической решетке полевых шпатов. Диспергирование полевых шпатов ведет к микрозернистому замещению и пропитыванию углеводородами. Последующая тектонизация полевых шпатов способствует их разрушению и миграции углеводородов.

5. Тектонизация гранитов сопровождается сдвиговыми движениями, которые порождают изменение кристаллической структуры и физико-химического состава минералов. Диспергирование минеральных компонентов (слюд, полевых шпатов, пирита) способствует высвобождению элементов. Свободный водород связываясь со свободным углеродом, образуя углеводородные флюиды. Возможность регенерации водорода в процессе милонитизации доказана экспериментально в работах Новосибирских ученых (Молчанов и другие, 1966–1988 гг.).

6. Ультракатаклаз превращает крупнозернистые апогранитовые тектониты с пятнистым нефтенасыщением в однородный мелкокластический коллектор с однородным нефтенасыщением. Милонитизация вытесняет углеводороды из ультракатаклазитов и образует криптозернистые непроницаемые породы-изоляторы.

7. Коллектор кавернозно-порово-трещинноватый. Основной емкостной объем приурочен к зернам полевых шпатов, соединенных трещинными каналами фильтрации.

О направлении распиловки при литологическом изучении керна

***Е.Н. Трофимова¹, Е.В. Артюшкина¹, О.А. Быкова¹,
С.А. Власова¹, А.В. Дякина¹, О.В. Косолапова¹,
Н.В. Новикова¹, В.Р. Сахарова¹, И.Л. Цесарж¹***
¹«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

Отбор керна в скальных кристаллических породах доюрского комплекса всегда сложен. Керна часто фрагментарны, с малым выносом, с разрушением, дроблением и затиранием контактов в зонах трещиноватости. Фрагментарный отбор керна – фрагментарные знания о геологии отложений. Поэтому даже опытному специалисту сложно «прочитать» 3–4 м керна, вынесенного на 50 м (и более) доюрского комплекса.

Многие годы сотрудники научно-исследовательской лаборатории литологии ведут работы по созданию банка данных пород доюрского комплекса, по разработке новых и совершенствованию существующих технологий литологического изучения керна пород фундамента. В данной работе показана значимость выбора направления при распиловке керна. Результаты актуальны для изучения пород фундамента разных территорий.

В качестве примеров рассмотрены два объекта, направление распиловки которых было выбрано с учетом изменения окраски, структурно-текстурных особенностей и элементов разрывной тектоники. Роль направления распиловки отражена на фото-, скано- и микроизображениях, в описании керна, на схематических реконструкциях, при оценке текстурного характера пород фундамента на мегауровне. Реконструкция (~3×5 м) по фотоизображениям спиленной поверхности объекта № 1 показала, что керн отобран из зоны субвертикального падения горных пород, осложненного флексурным изгибом S-образной формы. «Материнская» порода, преобразованная динамометаморфически, сохранилась в смыкающем крыле. Реконструкция (~15×1 м) объекта № 2 показала, что наклонно-полосчатая с динамофлюидальной упорядоченностью текстура отложений более контрастна на мегауровне. Пример показывает роль направления распиловки при оценке и визуализации текстурного характера пород в зоне тектонического меланжа, часть обломков которого представлена органогенными известняками.

Выбор направления распиловки необходим для любых пород всех горизонтов. Приведены примеры «проявления» новых и важных данных, полученных с учетом направления распиловке.

Природа нефтей доюрского комплекса юго-востока Западной Сибири

*С.В. Фадеева¹, И.В. Гончаров¹, Н.В. Обласов¹,
В.В. Самойленко¹, М.А. Веклич¹, А.Е. Литвинова¹, А.В. Жердева¹*
¹АО «ТомскНИПИнефть»

Актуальность работы обусловлена необходимостью воспроизводства ресурсной базы углеводородов Западной Сибири в том числе за счет расширения стратиграфии поиска. В этом ключе большой интерес представляет доюрский комплекс отложений Западной Сибири, промышленная нефтегазоносность которого доказана опытным путем. Подавляющая часть залежей нефтей, залегающих в отложениях доюрского комплекса находится в юго-восточной части Западной Сибири, в пределах Чузикско-Чижапской седловины. Изучение свойств и состава нефти продуктивных отложений является важным аспектом комплексного геолого-геохимического исследования нефтегазоносности района. Применение высокоразрешающих аналитических методов исследования (GC/MS, GC/MS/MS, EA-IRMS) позволяет получить данные о молекулярном (биомаркерный анализ) и изотопном составе нефти, определить на основе этих данных природу и генезис флюидов.

Природа нефти доюрского комплекса до сих пор является предметом дискуссий. Последние работы свидетельствуют о двух основных источниках: континентальные нижне-среднеюрские породы и породы палеозойского возраста. Нефти, генерированные неморскими породами юры однозначно по параметрам молекулярного и изотопного состава отнесены авторами к одному из трех выделенных в регионе генетических типов (тогурскому). Выделенный палеозойский генетический тип представляет собой семейство нефтей, в генерации которых принимали участие исключительно морские породы палеозоя. Предложен ряд генетических параметров состава, однозначно отличающих нефти палеозойского типа от мезозойских, в том числе от морских баженовских. С использованием новых данных выявлено, что залежи нефти палеозойского типа не только находятся в породах коренного палеозоя и коры выветривания (подавляющая их часть), но также могут быть расположены в ловушках нижней (Урманское месторождение), средней (Герасимовское) или даже верхней (Кулгинское) юры. Полученная информация однозначно указывает на наличие проводящих разломов и невыдержанность флюидопоров в районе формирования этих залежей. Исследования представительной коллекции нефтей палеозойского типа (из 106 скважин 17 месторождений юго-востока Западной Сибири), показали существенные вариации молекулярных и изотопных параметров, что обусловлено природой (виды биопродуцентов, условия их фоссиллизации) и катагенезом исходных для них нефтематеринских пород. На основе выявленных различий в регионе выделено несколько групп нефтей в пределах палеозойского типа. Это позволило более детально рассмотреть возможные внутрпалеозойские источники их генерации, даже при отсутствии прямой корреляции с нефтематеринской породой. С использованием данных о литолого-фациальных, палеогеографических обстановках накопления нефтематеринских толщ с учетом их катагенеза и геолого-тектонических процессов их формирования в регионе сделаны предположения о вероятных НМП выделенных групп нефтей палеозойского типа. Применение генетических параметров дает возможность различать не только нефти разных месторождений, но и в пределах одного пласта, что позволяет уточнить механизм формирования и геологическое строение залежи.

Методические особенности и проблемы обоснования трудноизвлекаемых запасов на примере месторождений Томской области

Б.А. Федоров¹

¹АО «ТомскНИПИнефть»

В последние годы многим недропользователям приходится чаще обращать внимание на трудноизвлекаемые запасы, которые ранее не были введены в разработку вследствие нерентабельности. Появление приказа Минприроды России № 218 от 15.05.2014 г., с одной стороны, значительно облегчило проектирование и разработку месторождений углеводородов, ранее стоявших на грани рентабельности либо вовсе убыточных; однако, с другой стороны, потребовало выполнения значительного дополнительного объема работ. Имеющийся опыт обоснования отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых на месторождениях Томской области позволил выявить сильные и слабые стороны нормативных документов, а также их роль при подсчете запасов месторождений.

Для некоторых месторождений выполнение отдельных методических требований не позволяет получить однозначный результат. Так нередко возникают проблемы при оценке охарактеризованности залежи данными керновых исследований. Отсутствие четких критериев зачастую приводит к спорным ситуациям при классификации трудноизвлекаемых запасов.

Кроме того, на основе имеющегося опыта работ по оценке запасов можно сделать вывод о необходимости детального обсуждения ряда вопросов, касающихся использования результатов исследований прошлых лет. Некоторые данные, используемые при обосновании и последующей классификации залежей/месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, по мнению автора, остались «за бортом» после внедрения повсеместной аккредитации лабораторных центров в начале 2000-х годов. Множество месторождений было открыто и изучено по результатам поисково-разведочного бурения в 70-80-е годы XX века. Отсутствие собственно понятия «аккредитованная лаборатория...» в тот период развития не должна накладывать запрет на использование имеющихся материалов тех лет. Важным обстоятельством является то, что часто по месторождениям, которые ранее не были введены в разработку по экономическим причинам, утрачен первичный геологический материал. В этих случаях получить результаты исследований в современных аккредитованных лабораториях не представляется возможным. Следовательно, в таких условиях часть запасов, которая могла бы быть отнесена к категории трудноизвлекаемых и с учетом налоговых льгот введена в рентабельную разработку, остается непривлекательной для потенциальных инвесторов.

Таким образом, предложено вернуться к обсуждению ряда методических аспектов, существенно влияющих на классификацию запасов залежей/месторождений при отнесении их к категории трудноизвлекаемых.

Прогноз высокочастотных резервуаров руслового генезиса по сейсмическим данным в интервале тюменской свиты (Красноленинский свод)

*А.Н. Фищенко¹, Л.В. Лапина¹, Р.Б. Яневиц¹, Н.А. Евдокимов¹,
Д.В. Емельянов², А.Т. Ахмадишин², Д.А. Фёдоров²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «РН-Няганьнефтегаз»

Рассмотрены современные подходы к комплексному прогнозу резервуара по данным 3D сейсморазведки в условиях сложнопостроенных континентальных и переходных отложений. Целью исследования являлось повышение достоверности прогноза коллекторов в интервале перспективных пластов тюменской свиты.

Район работ расположен на территории Красноленинского свода Западно-Сибирской плиты, где одним из основных объектов нефтедобычи является тюменская свита. В настоящее время запасы тюменской свиты отнесены к трудноизвлекаемым. Высокая расчленённость и литологическая неоднородность изучаемого интервала значительно усложняет процесс интерпретации данных сейсморазведки

С помощью инструментов создания программ рабочих процессов Workflow автоматизирован процесс расчета динамических атрибутов (проанализировано более 30 тыс. карт). В результате одномерный анализ не обеспечил высоких коэффициентов корреляции и соответственно необходимой точности прогноза. Решить задачу локализации перспективных зон по результатам достаточно передовой и ресурсоемкой процедуры синхронной инверсии также не удалось.

Нейросетевой анализ позволяет достаточно быстро выявить наличие связей между скважинными данными и характеристиками сейсмической записи. В рамках исследования применена одна из последних разработок в области искусственного интеллекта, доступная в нефтегазовой отрасли. Отличительной особенностью выбранного алгоритма является одновременная работа двух нейросетей с возможностью использовать в качестве входных данных кубы разных угловых сумм или сейсмограммы. Это позволяет существенно повысить точность прогнозирования за счет учета изменения амплитуды сейсмических отражений в зависимости от угла падения волны.

В результате проведенной классификации удалось выделить объем фаций коллектора. Фации имеют ленточную форму распространения, согласуются с результатами палеотектонического анализа. Прогноз подтвержден результатами бурения.

Анализ месторождения на поздней стадии разработки на основе новых данных (пример месторождения Л в Паннонском бассейне)

*Е.А.Харыба¹, С.Шешум¹, Й.Кукавица¹, М.Драгосавац¹,
Е.Ф.Цуканова¹, Л.Маленчи¹, М.А.Пилипенко¹, Л.Г.Стулов¹*
¹НТЦ НИС-Нафтагас д.о.о.

Месторождение Л находится в Паннонском бассейне на территории Республики Сербия. Исследуемый район подвергался воздействию целого ряда различных процессов: несколько этапов тектонической активизации, процессы эрозии, выветривания и др. Эти события повлияли на сложное геологическое строение большинства объектов в регионе. Исследуемый объект – комплексный резервуар, характеризующийся высокой степенью неоднородности коллекторов, стратиграфически приуроченных к нескольким единицам: отложениям среднего миоцена (бадена), позднего олигоцена – раннего миоцена и метаморфическим породам фундамента юрского возраста. Отложения бадена в основном представлены песчаниками и реже конгломератами; отложения олиго-миоцена – карбонатными брекчиями, плохо сортированными конгломератами, песчаниками, алевролитами и мергелями; фундамент – трещиноватыми амфиболитами, амфиболитовыми брекчиями и элементами коры выветривания. Геологическое строение объекта осложнено несколькими системами тектонических нарушений, некоторые из которых являются барьерами.

На месторождении выделено несколько блоков с различными уровнями водонефтяного контакта. Начальное пластовое давление составляет 10,5 МПа, давление насыщения – 8 МПа. Нефть относится к недонасыщенным тяжелым. Пластовая температура – 62 °С. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месторождению составляет 7 %, оцененный КИН на режиме истощения с водонапорным режимом – 20 %.

Основными особенностями являются высокая вязкость нефти (35 мПа·с); соотношение подвижности воды и нефти ($M > 1$); водоплавающая залежь; двойная пористость юрских пород фундамента и низкий индекс продуктивности миоценового пласта.

На основе комплексного анализа геолого-геофизической и промысловой информации создана новая 3D геологическая модель. Для трещинного фундамента юрского возраста выделены продуктивные зоны. Комплексный анализ включал аудит запасов по стратиграфическим единицам, в ходе которого выполнено перераспределение запасов по стратиграфическим объектам. Найдены новые регионы для бурения и выполнен подсчет запасов углеводородов в этих регионах. Более точные оценки и аудит запасов позволят снизить риски, связанные с бурением новых скважин. Опыт, полученный более чем за 16 лет разработки, и оценка альтернативных возможностей свидетельствуют о важности учета характеристики резервуара, тенденций тектонических нарушений и трещиноватости, выявления неоднородности для достижения максимального конечного коэффициента извлечения. В дальнейшем может быть пересмотрена текущая стратегия добычи (дополнительный гидроразрыв пласта, бурение наклонных и / или горизонтальных скважин, капитальный ремонт).

Прогнозирование дебита горизонтальных скважин в условиях нелинейной фильтрации

О.Н. Шевченко¹

*¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде*

Для местонахождений с трудноизвлекаемыми запасами аналитические методы расчета дебитов горизонтальных скважин характеризуются высокой погрешностью, ввиду использования классического линейного закона фильтрации, тогда как часто фильтрация флюида не может быть описана линейным законом Дарси. В условиях высокой вязкости нефти и низкой проницаемости коллектора существует некий начальный градиент давления, обусловленный реологическими свойствами фильтрующейся жидкости и высоким коэффициентом поверхностного трения. В случаях тонкой нефтяной оторочки и повышенного газового фактора наблюдаются предельные скорости фильтрации за счет режима растворенного газа, и приток флюида описывается нелинейным законом. Предложен новый подход к решению проблемы определения прогнозного дебита горизонтальной скважины с использованием известных способов. Рассмотрен плоский горизонтальный пласт, длина и ширина которого значительно превышают его толщину. Пласт разрабатывается горизонтальной скважиной. Решена задача для случая стационарной фильтрации жидкости в пласте, которая и носит плоский характер. Приведены выражения для нелинейной фильтрации, линейного закона фильтрации Дарси, закона фильтрации Форхгеймера, степенного закона фильтрации Краснопольского, закона фильтрации с предельным градиентом.

Показано, что для решения плоской задачи нелинейной фильтрации к горизонтальной скважине необходимо решить систему из трех нелинейных уравнений для трех неизвестных функций давления в пласте и компонент вектора скорости.

Для заметок

