

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XVIII научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2018**

СОДЕРЖАНИЕ

Азаров Е.С., Кондратьев М.А.

Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти.....5

Арутюнов Т.В., Соловьев И.Б., Наумова М.А.

Общий обзор и нерешенные проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов палеогеновых отложений восточного Ставрополя.....6

Бумагина В.А., Потапова А.С., Кудаманов А.И., Маринов В.А., Ахмадишин А.Т., Алифиров А.С.

Стратификация баженовско-абалакского комплекса на основе детального изучения керна7

Виноградов И.А., Леванов А.Н., Яценко С.А.

Поиск оптимальной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных отложений Верхнечонского месторождения.....8

Выломов Д.Д.

Оценка влияния неьютоновских свойств нефти для повышения эффективности системы поддержания пластового давления9

Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П.

Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти10

Ермаков П.В., Макарова Н.В.

Об эффективности полого-горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых и расчлененных коллекторов.....11

Журов А.А.

Повышение эффективности разработки месторождения им. А. Титова путем трансформации проектной сетки скважин12

Иванцов Н.Н.

Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти13

Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Бычков А.Ю., Пронина Н.В., Тихонова М.С., Иванова Д.А., Фомина М.М., Хамидуллин Р.А., Шишков В.А., Борисов Р.С.

Методы геолого-геофизических исследований баженовской свиты для поиска критериев нефтеносности14

Киреев И.И., Пчела К.В.

Подход к ранжированию и обоснованию приоритетных для разработки месторождений высоковязкой нефти.....15

Костюченко С.В., Черемисин Н.А. Методика прямого расчета текущего коэффициента охвата вытеснением на цифровых моделях нелинейной фильтрации.....	16
Кочукова Д.О., Янгудин А.Н. Некоторые особенности разметки образцов для определения фильтрационно-емкостных свойств керн ачимовских отложений.....	17
Красников А.А., Меликов Р.Ф., Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Павлов В.А., Ахмадишин А.Т., Емельянов Д.В. Расчет геомеханических свойств пород баженовско-абалакского комплекса для прогноза зон трещиноватости	18
Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Пташный А.В., Павлюков Н.А., Калабин А.А., Кузовков А.А., Гордеев А.О., Королев А.Ю., Ягудин Р.А. Построение интегрированной геолого-геомеханической модели для планирования разработки пластов березовской свиты.....	19
Миропольцев К.Ф., Шакиров В.А., Сукоркина С.В. Оценка качества флюидоупоров в карбонатном комплексе верхнего девона Оренбургской области.....	20
Мукаев Р.Х. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения	21
Муртазин Р.Р., Колонских А.В., Федоров А.И., Антонов М.С. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз»	22
Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р., Кузнецов М.А., Никитин В.С., Ишкинов С.М. 10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия	23
Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Глебов А.С., Емельянов Д.В. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (объект ЮК ₂₋₉) Красноленинского месторождения	24
Потапова А.С., Вилесов А.П., Бумагина В.А., Чертина К.Н., Ахмадишин А.Т. Генетическая типизация карбонатных пород баженовско-абалакского комплекса с целью выявления наиболее перспективных интервалов разреза.....	25
Пушкарева А.Г. Применение оперативного комплексного анализа геолого-геофизических данных для повышения эффективности горизонтального бурения на фациально-изменчивые пласты тюменской свиты Ем-Еговской площади	26
Рогов А.А., Мальсагов Г.Х. Геофизические особенности баженовской свиты как один из факторов перспективности отложений на примере месторождений Томской области	27

Рогозин А.А., Дорогов П.П. Экспериментальные исследования по стимуляции коллекторов кислотной композицией для повышения эффективности добычи нефти	28
Салахов Т.Р., Шабалин М.А., Хабибуллин Г.И., Родионова И.И., Машорин В.А., Сергейчев А.В., Кутукова Н.М. Оптимизация систем разработки новых месторождений Эргинского кластера	29
Спиридонов Д.А., Колпаков В.В., Качкин А.А. Выделение перспективных зон в отложениях баженовской свиты на основе изучения особенностей геологического строения и исследований керна	30
Страхов П.Н., Мордвинцев М.В., Скачек К.Г., Еремин Ю.Г., Пырьев В.И. Неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений и их влияние на особенности освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами.....	31
Трунова А.А. Применение стохастического подхода к оценке геологических запасов нетрадиционных коллекторов на ранней стадии разработки месторождения	32
Фахретдинов Р.Н., Бобылев О.А., Якименко Г.Х., Тастемиров С.А., Гаврилов Е.В. Комплексный подход к освоению скважин и разработке месторождений в низкопроницаемых коллекторах	33
Федоров П.К. Принципы применения площадной закачки пара для месторождений с тяжелыми нефтями	34
Черемисин Н.А., Костюченко С.В. Оценка добычных возможностей и коэффициентов извлечения нефти из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами на моделях неравновесной нелинейной фильтрации	35
Щетинина Н.В., Хабаров А.В., Кантемиров Ю.Д., Александрова И.О., Ошняков И.О., Митрофанов Д.А. Анализ разномасштабных геолого-геофизических исследований баженовско-абалакского комплекса как один из шагов к пониманию строения резервуара	36
Янтудин А.Н., Кочукова Д.О., Аминова А.А., Антонов М.С. Системный подход к пересмотру геологических параметров залежей с целью оптимизации налогового режима	37

Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти

Е.С. Азаров¹, М.А. Кондратьев¹
¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

В настоящее время основная часть месторождений в Западной Сибири находится на стадии снижающейся добычи нефти. Для ее поддержания требуются методы совершенствования систем. На территории деятельности ТПП «Урайнефтегаз» данная проблема является одной из основных, поскольку месторождения характеризуются высокой степенью выработки запасов.

Целью работы является разработка метода построения карт вероятностей для прогнозирования расположения зон остаточных запасов нефти на примере Ловинского месторождения. Сущность метода заключается в следующем.

1. Определение факторов, теоретически взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти.
2. Выбор наиболее значимых факторов из выделенного множества.
3. Учет степени выработки запасов нефти.
4. Построение карт вероятностей наличия зон остаточных запасов нефти по результатам исследования.
5. Применение на практике полученных карт вероятностей.

В работе рассмотрено большее число геологических и технологических факторов, теоретически взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти. Использование статистических методов дало возможность выделить главные факторы из рассмотренного множества. Учет степени выработки запасов позволил повысить качество карт вероятностей наличия запасов.

Полученные карты тесно взаимосвязаны с картой текущих подвижных запасов, построенной по результатам адаптации геолого-гидродинамической модели к истории разработки.

Научная новизна метода заключается в его универсальности, уменьшении трудозатрат, отсутствии необходимости использования дорогостоящего программного обеспечения, (для построения карт вероятности использовано программное обеспечение, разработанное в России), возможности выделить первоочередные скважины для проведения в них геолого-технических мероприятий.

Метод позволил в короткие сроки оценить степень выработки запасов на месторождении и определить зоны остаточных запасов нефти. Дальнейшее опробование метода планируется на других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

Общий обзор и нерешенные проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов палеогеновых отложений восточного Ставрополя

Т.В. Арутюнов¹, И.Б. Соловьев¹, М.А. Наумова¹

¹ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»

Большинство нефтяных месторождений Восточного Ставрополя находится на завершающей стадии разработки. Значительные перспективы развития региона связаны с доизучением палеогеновых отложений, способных обеспечить дополнительный прирост запасов нефти. Разработка оптимальной стратегии эксплуатации данных отложений является одной из наиболее актуальных задач.

Согласно современным представлениям палеогеновые отложения, составляющие нижнюю часть майкопской серии, относятся к агриллитоподобным глинам, которые представляют собой нетрадиционный тип коллектора нефти, отличающийся от терригенных (поровых) и карбонатных (трещиноватых, кавернозно-трещиноватых) коллекторов. Отложения по своим особенностям (литологическому типу и генезису глинистых пород, минеральному составу, восстановительным условиям в осадке, значительному содержанию органического вещества и битумоидов) относятся к потенциально нефтематеринским породам. Залежи нефти данных отложений не контролируются структурным фактором и не содержат подошвенных и законтурных вод. Добыча нефти осуществляется из небольшого числа скважин на единичных месторождениях на режиме естественного истощения. Коллектор развит неравномерно, что отражается на деби-тах скважин.

Изучение глинистых коллекторов малоинформативными методами промысловой геофизики с использованием противоречивых и неоднозначных результатов испытания скважин не позволяет выделить в разрезах скважин нефтесодержащие и нефтеотдающие интервалы. Кроме того, точно установить, соответствуют ли фильтрационно-емкостные свойства, определенные по непредставительному керну, пластовым. Это приводит к недостаточно обоснованным выводам о перспективности тех или иных интервалов разрезов скважин.

В данной работе собрана и проанализирована имеющаяся геолого-промысловая информация, выделены основные особенности коллектора, которые влияют на выбор оптимальной технологии разработки продуктивных отложений. Предложена стратегия разработки перспективных участков путем бурения горизонтальных добывающих скважин с проведением на них многостадийных гидроразрывов пласта.

Стратификация баженовско-абалакского комплекса на основе детального изучения кернa

*В.А. Бумагина¹, А.С. Потапова¹, А.И. Кудаманов¹,
В.А. Маринов¹, А.Т. Ахмадишин², А.С. Алифиров³*

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²АО «РН-Няганьнефтегаз»

³ИНГГ СО РАН

В настоящее время отсутствует единый подход к расчленению баженовско-абалакского разреза: для отдельных месторождений разными авторами выделяется различное число пачек по разным критериям. Это существенно затрудняет сравнение отложений отдельных объектов. Целью работы являются создание атласа пачек, описание принципов выделения и диагностических признаков каждой пачки на основе комплексного анализа кернa и данных геофизических исследований скважин (ГИС) на примере месторождения Красноленинского свода.

Комплексирование результатов лабораторных исследований кернa и методов ГИС дало возможность выделить литологические пачки пород. Каротажные кривые отражают изменение свойств отложений с глубиной, что позволило стратифицировать разрез баженовско-абалакского комплекса, выделить в нем основные пачки и проследить их в скважинах, без отбора кернa, по всему участку работ на Ем-Еговской площади.

В абалакской свите снизу вверх выделяется несколько пачек. Отложения пачки 1а, которая маркируется кровлей пахомовской пачки, сложена преимущественно аргиллитами, вверх по разрезу постепенно переходят в пачку 2а, что отмечается по значительному увеличению содержания глауконита. Пачка 2а представлена глауконит-глинистыми породами, биотурбированными, с органическими остатками.

Пачка 1т маркирует трансгрессию и сложена кремнисто-глинистыми породами в дошве и глинисто-кремневыми в средней части, постепенно переходит к пачке 2т. Последняя характеризуется увеличением частоты и толщины прослоев кремневых пород, которые чередуются в разрезе с кремнисто-глинистыми отложениями фоновой седиментации.

Отложения пачки 3т представлены глинисто-кремневыми породами, с редкими стяжениями пирита, в средней части пачки повсеместно присутствует бурый прослой пелитизированного туфа с желтым свечением в УФ свете.

Отложения пачки 4т представлены кремнисто-глинистыми и карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с многочисленными прослоями раковин двустворок *Vuchia* и *Inoceramus*.

Пачка 5т представлена кремнисто-глинистыми породами с многочисленными стяжениями и линзами известняков.

Пачка 6т сложена кремнисто-глинистыми породами, интенсивно пиритизированными. Отложения пачки на исследуемой территории присутствуют повсеместно.

Описанное строение разреза характерно для значительной площади распространения тутлеймской свиты, поскольку отражает основные этапы ее формирования.

Благодаря большому объему палеонтологического материала, находкам аммонитов, двустворчатых моллюсков и микрофауны, тутлеймская и абалакская свиты подразделены на возрастные пачки в пределах исследуемой территории.

Поиск оптимальной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных отложений Верхнечонского месторождения

*И.А. Виноградов¹, А.Н. Леванов¹, С.А. Яценко¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*

На крупнейших разрабатываемых месторождениях ПАО «НК Роснефть» в Восточной Сибири (Верхнечонском и Среднеботуобинском) около 40 % геологических запасов (568 млн т) сосредоточено в низкопроницаемых карбонатных коллекторах преобразованного (пласт Пр) и осинского (пласт Ос) горизонтов. Проектирование разработки данных горизонтов на основе традиционных подходов показывает убыточность любого варианта эксплуатации. По объектам утвержден минимальный коэффициент извлечения нефти, равный 0,11.

Цель работы состоит в поиске технологий разработки преобразованного горизонта Верхнечонского месторождения, позволяющей повысить рентабельность эксплуатации низкопроницаемых карбонатных отложений.

Особенностью карбонатных отложений пласта Пр является наличие экранов из плотных аргиллитов в виде нерегулярных слоев в основной продуктивной пачке водорослевых доломитов, что формирует линзовидную структуру отложений. Внутрипоровое пространство частично заполнено отложениями галита. Сложность освоения залеж связана так же с низкой пластовой температурой – в среднем 14 °С.

В 2014 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по бурению двух горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), давшие рентабельный и продолжительный приток нефти (начальный дебит равен 27–40 т/сут, текущий – 20 т/сут). Результаты ОПР могут использоваться для проектирования системы разработки.

Открытым вопросом остается выбор агентов вытеснения для системы поддержания пластового давления. Выполнены потоковые эксперименты по вытеснению нефти водой и газом, в том числе на современных установках с гамма-сканированием образцов породы. Эксперименты показывают значительные фильтрационные сопротивления при закачке воды – перепады давления по колонке керна достигают 60 МПа, очень низкую фазовую проницаемость для воды и невысокий коэффициент вытеснения.

Альтернативой заводнению являются газовые методы: коэффициент вытеснения нефти сухим газом на образцах породы Пр в 1,4 раза выше, чем водой. Этому способствует тонкопоровая структура коллектора преобразованного горизонта, где максимальный размер фильтрующих каналов составляет 4–13 мкм.

Для промысловой оценки потенциала закачки воды и газа запланирован ОПР с бурением горизонтальных скважин, проведением многостадийных ГРП и формированием двух элементов под закачку воды и газа. Численные оценки ожидаемых результатов ОПР показывают преимущество использования газа в качестве вытесняющего агента.

Оценка влияния неньютоновских свойств нефти для повышения эффективности системы поддержания пластового давления

Д.Д. Выломов¹

¹ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Рассмотрены вопросы учета неньютоновских свойств нефти при численном моделировании гидродинамических процессов в рамках проектирования разработки месторождения. Определены наиболее критичные с точки зрения добычи нефти неньютоновские свойства углеводородов. Изучены и проанализированы существующие методы математического моделирования неньютоновских свойств.

На основе результатов анализа построена математическая модель, учитывающая неньютоновские свойства, разработан, реализован, апробирован и верифицирован алгоритм преобразования геолого-физических характеристик нефтяных месторождений в коэффициенты для гидродинамического симулятора.

С использованием полученных зависимостей рассчитаны градиенты сдвига и разрушения при разных проницаемостях, в том числе с применением J -функции Баклея-Ливеретта. Анализ результатов подтверждает экспериментальное наблюдение обратного влияния проницаемости пород на реологические параметры, т.е. увеличение градиентов сдвига и разрушения обусловлено уменьшением проницаемости. Полученные результаты подтверждают корректность предложенного алгоритма преобразования геолого-физических характеристик в модельные коэффициенты, обеспечивающие учет неньютоновских свойств нефти. Таким образом, учтены неньютоновские свойства нефти при гидродинамическом моделировании.

Апробация разработанного алгоритма проведена на тестовой однопластовой модели залежи с девятиточечной обращенной системой разработки с учетом и без учета неньютоновских свойств нефти. Установлено, что при учете неньютоновских свойств нефти вокруг скважин можно выделить ограниченную эффективную дренируемую область, это согласуется с известными экспериментальными данными.

Отмечено, что разработанный алгоритм позволяет с требуемой точностью выявлять такие зоны локализации остаточных запасов, как зоны с высокими значениями градиентов сдвига и предельного разрушения структуры. Результаты расчета подтверждают необходимость уплотнения сетки скважин при учете неньютоновских свойств нефти.

Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти

А.Я. Гильманов¹, К.М. Фёдоров¹, А.П. Шевелёв¹

¹Тюменский гос. университет, Физико-технический институт

Одной из наиболее перспективных технологий разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти является парогравитационный дренаж (SAGD). Существующие методы моделирования SAGD на основе модели Батлера не позволяют вычислить некоторые характерные параметры процесса, кроме того, такой расчет требует сложного программного обеспечения и значительных временных затрат. Целью работы являются предложение новой упрощенной интегральной модели, вычисление необходимых критических параметров для успешного применения технологии SAGD на месторождениях тяжелой нефти, а также сравнение различных схем размещения скважин для большего охвата пласта воздействием.

Принципиальная идея упрощения модели – интегральный анализ процессов, происходящих внутри паровой камеры. Для расчетов формулируется замкнутая физико-математическая модель на основе уравнений массового и теплового балансов и соотношений дебитов, получаемых из закона Дарси. Полученная система уравнений решается численно с помощью разностной схемы, что не требует сложного программного обеспечения.

Благодаря рассмотрению процессов в начальный момент времени можно получить значение критического дебита пара, необходимого для успешного начала процесса, а при рассмотрении стационарного процесса – максимального объема паровой камеры.

Численные расчеты позволяют определить динамику объема паровой камеры, дебитов нефти и воды, обводненности продукции, распределения теплоты в паровой камере, коэффициента охвата и паронефтяного отношения - одного из важнейших параметров для оценки эффективности и рентабельности разработки месторождения.

Изначально рассматривается сетка скважин с расположением добывающей скважины под нагнетательной, расстояние между парами скважин равно максимальной длине основания треугольника паровой камеры, при которой соседние треугольники паровых камер не перекрываются. Из исследования модели и последующих расчетов получено, что коэффициент охвата не превышает 0,5.

Для повышения коэффициента охвата предлагается новая схема размещения скважин, в которой добывающие скважины смещены относительно нагнетательных с целью получения шахматного порядка их расстановки. Из аналитического исследования такой схемы сделан вывод, что критический дебит, необходимый для успешного начала процесса выше для этой схемы, чем для традиционной, рассмотренной ранее. Такая схема имеет больший охват пласта воздействием.

Об эффективности полого-горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых и расчлененных коллекторов

П.В. Ермаков¹, Н.В. Макарова¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

С 2012 г. широкое применение при разработке месторождений получило строительство горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Бурение ГС не всегда обеспечивает 100%-ное вовлечение трещинами ГРП продуктивного разреза по вертикали в условиях высокой изменчивости свойств пласта. В настоящее время качественного решения данной проблемы не существует.

Цель проекта – совершенствование разработки за счет максимального вовлечения запасов углеводородов и получения дополнительной продуктивности скважин с МГРП.

Выполнен анализ существующих технологий разработки низкопроницаемых и расчлененных коллекторов, определены их преимущества и недостатки. Главными недостатками ГС с МГРП являются низкая эффективность проводки с дальнейшим осложнением (СТОП) при МГРП. Это обуславливает недостаточный коэффициент охвата по разрезу и, как следствие, недововлечение в разработку всей продуктивной толщины пласта, недостижение запланированной продуктивности скважины.

В качестве альтернативного варианта предложен полого-горизонтальный (ПГ) профиль проводки скважины. Такой профиль повышает степень вовлечения разреза по вертикали, изученности геологического разреза, обеспечивает рост продуктивности скважины. Для применения такого типа профиля определены геологические особенности пластов.

Внедрение ПГ скважин выполнено поэтапно. В 2016 г. выполнены первые нарезки боковых стволов данного вида скважин и получены положительные результаты. Удельная продуктивность скважин на 22 % выше ГС с МГРП. В 2017 г. опыт тиражирован на новые скважины, дополнительный прирост удельной продуктивности составил 14 %. При этом использование новых технологий и дополнительных затрат не потребовалось. Определен потенциал тиражирования бурения пологих скважин с МГРП в 2018–2023 гг. на месторождениях курируемого дочернего общества.

Преимуществами таких скважин являются увеличение продуктивности, накопленной добычи нефти и степени изученности геологического разреза, снижение рисков получения осложнений при проведении ГРП и удельных затрат на добычу 1 т нефти.

Повышение эффективности разработки месторождения им. А. Титова путем трансформации проектной сетки скважин

А.А.Журов¹

¹ООО «БашНИПИнефть»

Целью данной работы является выбор оптимального расположения скважин, плотности сетки и длины горизонтальных секций скважин на базе реализуемого в настоящее время варианта системы разработки месторождения им. А. Титова. Для достижения поставленной цели используются результаты анализа испытаний скважин, бурения скважин, анализа исследований ФМИ, геологического и гидродинамического моделирования, а также экономическая оценка.

Работа выполнена в три этапа. На первом этапе сформированы девять вариантов системы разработки месторождения им. А. Титова. Они включают бурение горизонтальных скважин с различными расстояниями между ними и разными длинами горизонтальных секций. Заводнение предполагалось по однорядной схеме с использованием воды в качестве закачиваемого агента. Предполагалось также бурение выборочных скважин с дополнительной геологической нагрузкой – бурением пилотного ствола для доизучения нижних продуктивных пластов. Второй этап включал экономическую оценку эффективности предлагаемых вариантов, а также расчет накопленной добычи нефти, закачки воды и обводненности на гидродинамической модели месторождения. Сформирована карта рисков при планировании систем разработки, учитывающая такие параметры, как накопленная добыча нефти, чистый дисконтированный доход, фонд скважин и индекс доходности. На третьем этапе выполнялся анализ предлагаемых вариантов разработки месторождения с целью выявления наиболее выгодного и наименее рискованного. Таким образом, определен вариант трансформации системы разработки месторождения им. А. Титова, обеспечивающий гибкость системы разработки, длительный безводный период работы, наименее интенсивное обводнение, высокий темп вырабатки запасов, увеличение коэффициента охвата, достижение наиболее высокого значения нефтеотдачи и наиболее высокую рентабельность добычи.

Выполненный комплексный анализ вариантов изменения проектной сетки скважин позволил выбрать оптимальный режим разработки месторождения им. А. Титова, который успешно реализуется.

Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти

Н.Н. Иванцов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

В настоящее время для пластов ПК₁₋₇ Русского газонефтяного месторождения изучаются химические методы воздействия. С целью выбора оптимальных параметров реализации методов выполнено гидродинамическое моделирование полимерного и ASP (щелочь (ПАВ (полимер) заводнения).

Применение высокомолекулярных растворов полимеров увеличивает не только степень охвата пласта вытеснением, но и коэффициент вытеснения в результате действия вязкоупругих сил. Это подтвердили лабораторные эксперименты, выполненные на керне одной из скважин Русского месторождения. В экспериментах также зафиксированы геомеханические изменения в образцах керна, когда при прокачке полимерного раствора повышенной концентрации или при высокой репрессии вместо ожидаемого роста фактора сопротивления увеличивалась гидропроводность. Коллектор пластов ПК₁₋₇ представляет собой слабосцементированный песчаник, что приводит к дополнительным сложностям при воздействии на пласт. Закачка высоковязких агентов осуществляется при относительно высокой репрессии, что может привести к разрушению коллектора, выносу частиц, кольматации каналов преимущественной фильтрации. Таким образом, наиболее актуальным при использовании данных методов увеличения нефтеотдачи является вопрос геомеханической стабильности коллектора.

Моделирование химического воздействия для месторождений высоковязкой нефти требует применения детальных секторных моделей, в которых адекватно учитываются все основные физические процессы. С учетом лабораторных исследований сформирован набор данных для моделирования полимерного заводнения. При отсутствии собственных исследований предложена схема подготовки данных для моделирования ASP заводнения.

Выполнен значительный объем вычислительных экспериментов с закачкой растворов полимеров и ASP, с учетом особенностей их фильтрации в условиях высоковязкой нефти и слабосцементированного коллектора. Рассмотрены вопросы определения оптимальных концентраций разных агентов, время начала и длительности их закачки в зависимости от геологических условий и обводненности скважин, выбрана оптимальная сетка скважин, выполнен анализ чувствительности. По результатам расчетов предложена оптимальная схема реализации полимерного и ASP заводнения, а также проведена технико-экономическая оценка его эффективности.

Методы геолого-геофизических исследований баженовской свиты для поиска критериев нефтеносности

*А.Г. Калмыков¹, Г.А. Калмыков¹, А.Ю. Бычков¹, Н.В. Пронина¹,
М.С. Тихонова¹, Д.А. Иванова¹, М.М. Фомина¹,
Р.А. Хамидуллин¹, В.А. Шишков¹, Р.С. Борисов¹*

*¹МГУ имени М.В. Ломоносова /
Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»*

На территории Российской Федерации к отложениям с нетрадиционными запасами нефти в первую очередь относятся отложения баженовской свиты (БС), имеющей наибольший потенциал по количеству трудноизвлекаемой нефти – около 75 млрд баррелей. Для выявления признаков нефтеносности, поиска коллекторов в БС и выбора эффективной технологии разработки необходимо проводить сложный комплекс исследований, который позволит выявить дополнительные поисковые критерии и повысить эффективность разработки БС.

Целью данной работы является поиск признаков нефтеносности БС на основе комплекса исследований ядра. Для этого предлагается осуществлять комплексирование петрофизических, геохимических и литологических методов, позволяющих выделять коллекторы и флюидоупоры, а также определять характеристики данных пород, их состав и строение, свойства насыщающих их флюидов. В результате в БС были выделены три типа коллекторов, к которым относятся радиоляритовые прослои, породы, содержащие апатитовые интервалы или линзы, и породы, находящиеся на высокой стадии катагенеза, в которых сформировалась керогеновая пористость. Иногда к коллекторам БС относят карбонатные прослои на границе БС и абалакской свиты, так называемые слои КС. Приведено строение коллекторов, выявлены интервалы в разрезе, где они могут формироваться. Полученные данные позволили предположить условия их формирования, в результате были разработаны некоторые поисковые критерии и технология исследования компонентного заполнения пустотного пространства пластовыми флюидами, позволяющая более точно оценивать состав флюидов, определять пути их миграции по разрезу, состав вещества, находящегося в закрытых порах. Эта методика позволит более точно оценивать перспективы разработки скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта. В то же время выделяемые флюиды дают возможность проводить корреляцию нефть – битумоиды и битумоиды – битумоиды между скважинами на более качественном уровне. Исследования позволили выявить влияние состава пород на процесс формирования углеводородов при катагенетическом созревании органического вещества. Результаты дополнительных работ по тепловому воздействию на породы позволяют восстанавливать историю его преобразования, показывают перспективы применения третичных методов воздействия на пласт для увеличения дебитов и повышения эффективности разработки БС. Полученный комплекс данных может также использоваться для подсчета запасов нефти на новом, более качественном уровне.

Подход к ранжированию и обоснованию приоритетных для разработки месторождений высоковязкой нефти

И.И. Киреев¹, К.В. Пчела¹

¹ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи»

Приведены обобщенные и систематизированные результаты анализа информации и документов по объектам высоковязкой нефти (ВВН) и сверхвязкой (СВН) нефти ПАО «НК «Роснефть». С целью наибольшей детализации и корректного сравнения в качестве самостоятельных объектов рассмотрены как месторождения ВВН и СВН, так и отдельные залежи в пределах действующих лицензий на пользование недрами. На основании результатов анализа полученных данных предложен метод сравнения потенциала (ценности с точки зрения реализации проектов по добыче углеводородного сырья) объектов разработки в текущих условиях и на ближайшую перспективу.

Залежи (месторождения ВВН) расположены в разных географических и климатических зонах, имеют разную личную степень выработки запасов (или не разрабатываются), существенно отличаются по величине запасов, качеству нефти, транспортной доступности, наличию инфраструктуры, ресурсов и др. В связи с этим в качестве основных сравниваемых показателей выбраны суммарные оценки групп факторов и их соотношение с учетом весомости (влияния) по каждому параметру.

Предложенную методику сравнения (оценки) предлагается использовать для определения перечней объектов разработки, на которых наиболее целесообразна реализация решений (альтернатив) в рамках оптимизации стратегий по развитию и вовлечению в хозяйственный оборот месторождений (залежей) с высоковязкой и сверхвязкой нефтью.

Методика прямого расчета текущего коэффициента охвата вытеснением на цифровых моделях нелинейной фильтрации

С.В. Костюченко¹, Н.А. Черемисин¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Расчеты зон дренирования скважин и текущего коэффициента охвата вытеснением – необходимо для эффективной разработки нетрадиционных и низкопроницаемых резервуаров. Важно выполнять эти расчеты с применением цифровых геолого-гидродинамических моделей. Однако определение дренируемых/недренируемых ячеек таких моделей и степени охвата вытеснением каждой ячейки затруднено. Отсутствие методики прямого расчета коэффициента охвата вытеснением – серьезное препятствие для повышения эффективности проектируемых и реализуемых систем разработки нефтяных месторождений. Особенно это актуально для нетрадиционных и низкопроницаемых коллекторов.

Знание структуры и локализации текущих запасов нефти требуется для определения необходимых воздействий на залежь, ее эффективной разработки и формирования проектных решений по довыработке текущих запасов. Известно, что содержание остаточной нефти в поровом пространстве и охват пласта вытеснением определяются не только физико-химическими свойствами флюида, вытесняющего агента и коллектора, структурными особенностями залежи, но и техногенными воздействиями: градиентами пластовых давлений, скоростями вытеснения нефти и др.

Рассмотрено понятие текущего коэффициента охвата вытеснением для цифровых моделей. Предложен новый метод его прямого расчета, который основан на моделировании процессов нелинейной фильтрации и расчетах динамических относительных фазовых проницаемостей, зависящих от скорости фильтрации (капиллярного числа). Разработаны алгоритмы и программное обеспечение, использующее гидродинамические симуляторы типа Eclipse в качестве расчетных модулей.

Метод, алгоритмы и программные модули апробированы на примерах нескольких месторождений.

Некоторые особенности разметки образцов для определения фильтрационно-емкостных свойств керна ачимовских отложений

Д.О. Кочукова¹, А.Н. Янтудин¹
¹ООО «РН-УфаНИПИнефть»

С каждым годом количество геологических запасов углеводородов, приуроченных к залежам простого строения, стремительно снижается, поэтому на первый план выходят объекты со сложным и очень сложным геологическим строением. На территории Западной Сибири одним из таких объектов залежей являются ачимовские отложения, требующие детального рассмотрения.

В рамках программы доизучения ачимовских отложений одного из крупных месторождений Западной Сибири был отобран керновый материал, обеспечивающий максимально точную оценку литологических особенностей и физических свойств пород как по площади, так и по разрезу.

Целью данной работы являются получения достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах пород, слагающих ачимовскую толщу, и построение корректной зависимости керн – ГИС.

Проведены лабораторные исследования на специально изготовленных образцах керна. Основная сложность разметки и отбора образцов керна ачимовских отложений заключается в низкой сохранности цилиндров, выпиленных из неоднородных интервалов, представленных переслаиванием песчаных и аргиллитовых разностей, местами трещиноватых. В связи с разномасштабностью косвенных методов исследований число образцов, намеченных на предварительном этапе, до осмотра кернового материала, отличается от утвержденного при очной разметке, на 14–21 %, а от числа образцов, направленных на экстракцию, до 26 %. Вследствие высокой литологической изменчивости отложений от скважины к скважине возможность назначить число образцов по методу аналогии отсутствует.

Описан подход к разметке кернового материала ачимовских отложений, позволяющий удовлетворить требования к необходимому числу образцов, характеризующих весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств пород. Предложены мероприятия для корректировки методологии изучения высокорасчлененных ачимовских толщ.

Исследования, начатые в рамках изучения кернового материала ачимовских отложений, будут продолжены. Полученные зависимости будут использованы для создания эталонной петрофизической зависимости при уточнении концептуальной модели осадконакопления и прогнозировании степени выработки запасов нефти.

Расчет геомеханических свойств пород баженовско-абалакского комплекса для прогноза зон трещиноватости

*А.А. Красников¹, Р.Ф. Меликов¹, М.А. Грищенко¹, М.Д. Смышляева¹,
В.А. Павлов¹, А.Т. Ахмадишин², Д.В. Емельянов²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «РН-Няганьнефтегаз»

Одним из перспективных объектов для разработки и добычи углеводородов в Западной Сибири является баженовско-абалакский комплекс (БАК) горных пород, который считается нефтегенерирующим. БАК характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и локальными зонами с повышенной потенциальной хрупкостью пород. С одной стороны, локализация зон АВПД и определение коэффициента аномальности необходима для обеспечения безопасности бурения, с другой, повышенное поровое давление может быть связано с улучшенными зонами нефтегазонакопления и интервалами генерации углеводородов.

Приведены результаты расчетов геомеханических свойств пород БАК, порового давления и напряженного состояния для скважин Ем-Еговского месторождения. В основу расчетов упругих параметров положены результаты лабораторных исследований керна из интервала БАК для шести скважин, что позволило выделить устойчивые корреляционные зависимости для перехода от динамических упругих свойств к статическим упругим и прочностным параметрам горных пород. Индекс хрупкости рассчитан через статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

В соответствии с расчетной формулой чем выше модуль Юнга и ниже коэффициент Пуассона, тем больше индекс хрупкости.

Данная методика использовалась для расчета индекса хрупкости по результатам механического тестирования керна и расчетным кривым на основе данных специальных комплексов геофизических исследований скважин (ГИС) (акустический широкополосный и плотностной каротажи). После совместного анализа результатов расчета по керну и ГИС выделены общие тренды изменения хрупкости для пород БАК. Полученные закономерности сопоставлены с результатами измерения теплопроводности и геохимических лабораторных исследований. Наблюдается хорошая связь хрупкости с минеральным составом горных пород, составом глин и количеством органического вещества. Установлена прямая зависимость индекса хрупкости от класса пород, который определяется по среднему значению теплопроводности.

Полученные результаты позволяют недропользователю планировать необходимые исследования и прогнозировать улучшенные зоны нетрадиционных коллекторов на новом качественном уровне.

Построение интегрированной геолого-геомеханической модели для планирования разработки пластов березовской свиты

*Р.Ф. Меликов¹, В.А. Павлов¹, А.В. Пташный¹, Н.А. Павлюков¹,
А.А. Калабин¹, А.А. Кузовков¹, А.О. Гордеев¹, А.Ю. Королев², Р.А. Ягудин²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»

В настоящее время сохранение текущих объемов добычи углеводородов при освоении месторождений со сложными горно-геологическими условиями возможно при полномасштабном внедрении цифровых технологий во всех сферах деятельности, включая совершенствование процессов и методов разработки месторождений. К ним относятся новейшие подходы к нефтегазодобыче: применение высокотехнологичных методов бурения горизонтальных скважин, число которых в ближайшие годы может достигнуть 40 % общего числа скважин; технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП); учет изменений напряженно-деформированного состояния горных пород.

Сложности при разработке новых активов, как правило, связаны с оценкой аномально высоких пластовых давлений (АВПД), бурением наклонно направленных и горизонтальных скважин, скважин с большим отходом от вертикали, оценкой эффективности и оптимизации проектируемой системы разработки. Проблемы эксплуатации объектов, которые находятся длительное время в разработке связаны с необходимостью вскрытия краевых зон, бурением скважин с большим отходом от вертикали боковых стволов, проведением повторных гидроразрывов пластов (ГРП), проходкой скважин через зоны с пониженным или искусственно повышенным пластовым давлением.

Значительная часть выполняемых проектов по геомеханическому моделированию имеет точечную направленность для решения одной из задач: бурение или ГРП. Из этого следует, во-первых, неполное понимание влияния геомеханических эффектов на процессы разработки и добычи, что в свою очередь ограничивает использование результатов геомеханического моделирования. Во-вторых, выполнение научно-исследовательских работ по геомеханике часто не имеет прямой связи с обозначенными сроками бурения и освоения скважин.

Для решения задач бурения горизонтальных скважин и планирования МГРП, оценки эффективности плановой системы разработки и изменения напряженно-деформированного состояния в процессе разработки месторождения, специалистами ТННЦ проведено построение интегрированной геолого-геомеханической модели, в которой учтены структурные и фациальные особенности разреза, выполнен анализ специальных методов, данных сейсморазведки и построена модель естественных трещин на этапе планирования ОПР по разработке отложений березовской свиты.

По результатам 3D расчетов напряженно-деформированного состояния получены кубы петрофизических и геомеханических свойств, кубы безопасного окна бурения с учетом влияния разломов и трещин для оптимальной проводки горизонтальных скважин, подготовлены кластеризованные данные для планирования дизайнов ГРП и МГРП. Разработанная методика построения интегрированной модели может быть оперативно адаптирована для масштабирования на других объектах и месторождениях компании.

Оценка качества флюидоупоров в карбонатном комплексе верхнего девона Оренбургской области

*К.Ф. Миропольцев¹, В.А. Шакиров¹, С.В. Сукоркина¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*

Целью работы являются восполнение базы активных запасов нефти и увеличение ее добычи на разрабатываемых месторождениях ПАО «Оренбургнефть». Для этого были изучены свойства покрышек, выполнен их анализ, уточнены геолого-разведочные работы при поисках залежей.

Проведен анализ неуспешности прогноза, большая часть которой связана с низким качеством покрышки, в связи с чем было решено провести оценку качества флюидоупора. Для этого было выбрано 100 скважин, равномерно распределенных по площади месторождений Оренбургской области. Керн отбирался по 11 площадям из 19 скважин трех тектонических районов. Наибольший объем и охват приходится на верхне- и нижнефаменские отложения. При седиментологическом анализе керна определены фациальные условия осадконакопления. Покрышки имеют сложное геологическое строение. В разрезе одной покрышки могут присутствовать породы различного литологического состава: чистые карбонаты, карбонаты заглинизированные и глинистые породы.

При исследованиях керна выявлено, что практически по всех потенциальных флюидоупорах присутствуют карбонатные пористо-кавернозные прослои, наличие которых, несомненно, снижает флюидоупорные свойства перемычек. Данные прослои могут быть отнесены к малоемкими коллекторам и принимать участие как низкопроницаемые породы. В этом случае покрышка становится частично или полностью ложной. Основой для выделения типов покрышек в разрезе по данным геофизических исследований скважин (ГИС) являются граничные критерия двойного разностного параметра ГК и НГК, которые установлены по графику ГИС – керн.

В процессе работы выделены пять основных типов покрышек, учитывается сочетание различных литотипов. Качество покрышек оценивается по трем основным параметрам: типу, неоднородности и толщине истинной покрышки.

Для оценки распределения литологических фациальных пород и соответственно покрышек проведен формационный анализ по нескольким профилям. Закартированы параметры качества типов покрышек, построены карты рисков. Выявлены перспективные объекты для доизучения и проведено их ранжирование. Определены и ранжированы программы бурения и геолого-технических мероприятий в скважинах.

Опыт разработки пермо-карбонтовой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения

Р.Х. Мукаев¹

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

Проблемы разработки пермо-карбонтовой залежи обусловлены сложным геологическим строением массивного трещиновато-кавернозно-порового карбонатного резервуара высотой около 300 м, содержащего сверхвязкую нефть. К особенностям геолого-физической характеристики залежи относятся высокая вязкость пластовой нефти (от 344 до 2024 мПа·с, принятое значение 710 мПа·с), большая глубина залегания залежи (1000–1500 м), неоднородное строение карбонатного коллектора, проявляющееся в высокой расчлененности разреза, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади, наличие большого числа трещин, каверн и карстовых полостей.

Промышленная разработка залежи ведется с 1977 г. В настоящее время ее основная часть разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме.

Согласно решению действующего проектного документа запланирована разработка с применением теплового воздействия, что позволит увеличить проектный коэффициент извлечения нефти более чем в 2 раза (от 0,150 до 0,330) по сравнению с коэффициентом извлечения нефти при использовании стандартных методов. За период разработки текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,1, при этом обводненность продукции увеличилась до 82 %.

На залежи применяются пароциклические обработки добывающих скважин (в том числе с использованием химических композиций); площадные закачка теплоносителя (с 1982 по 1998 г. на участках ПТВ-1 и ПТВ-2 закачивалась горячая вода, с 1992 г. осуществляется площадная закачка пара).

Одновременно проводятся опытно-промышленные работы по испытанию различных вариантов теплового воздействия на пласт (технологии горизонтального бурения, в том числе в системе SAGD и перекрестного SAGD, технологии закачки горячей воды с ПАВ, исследования по оценке возможности применения технологии комбинированной закачки теплоносителей и CO₂).

Филиалом «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» совместно с ИХН СО РАН разработаны и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» широко применяются различные химические композиции при площадной закачке пара в нагнетательные скважины и проведении ПЦО. Это позволило увеличить дебит нефти от 10,5 до 13,8 т/сут. в 2014–2017 гг. в условиях увеличения числа мероприятий в менее продуктивной краевой зоне залежи, а также стабилизировать приросты дебитов нефти при проведении многоповторных ПЦО во внутренней зоне (после четвертого цикла).

В результате реализации тепловых методов увеличения нефтеотдачи и повышения эффективности эксплуатационного бурения, а так же проведения геолого-технических мероприятий за последние пять лет (2012–2017 гг.) годовая добыча сверхвязкой нефти на залежи увеличилась на 20 %.

В ближайшей перспективе планируется наращивать добычу за счет расширения масштабов паротеплового воздействия на пласт и опробования новых технологий.

Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз»

***Р.Р. Муртазин¹, А.В. Колонских¹,
А.И. Федоров¹, М.С. Антонов²
¹ООО «РН-УфаНИПИнефть»
²ФГБОУ ВО «УГНТУ»***

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов заключается в наиболее полном извлечении запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения этой цели применяются современные технологии, в частности, компьютерное моделирование, как гидродинамическое для решения проблем прогнозирования, контроля и управления процессом разработки пласта, так и геомеханическое.

В настоящее время одним из основных методов повышения продуктивности скважин при разработке объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В отдельных случаях исследования методом широкополостного акустического каротажа, выполненные в скважинах после повторного ГРП, показали, что направление второй трещины отличается от положения первой, т.е. происходит переориентация трещины. Анализ промысловых данных о динамике изменения давления/дебита также в ряде случаев свидетельствуют о существенном увеличении продуктивности после проведения повторного ГРП. В связи с этим актуальной является задача изучения механизмов данного явления для прогноза наличия переориентации трещин ГРП и проектирования систем разработки с контролируемым разворотом трещин ГРП.

Представлены опыт разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» с горизонтальными скважинами со множественными трещинами ГРП и с применением технологии контролируемого разворота трещин ГРП в системе разработки. Технология основана на локальном изменении напряженно-деформированного состояния пласта за счет работы нагнетательных скважин. Приведены результаты опытно-промышленных работ, условия применимости технологии и перспективы ее развития.

10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия

*А.М. Петраков¹, Е.Н. Байкова¹, Р.Р. Раянов¹,
М.А. Кузнецов², В.С. Никитин², С.М. Ишкинов²*

¹АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

²ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Несомненно, в ближайшие десятилетия добыча нефти и газа будет оставаться стратегической отраслью всей промышленности России, обеспечивая, кроме значительных экономических гарантий стабильности бюджета, паритет в вопросах внутренней и международной политики. Нефтяная отрасль России и в мире в целом стремительно развивается и в направлении оптимизации бизнес-процессов, внедрения IT-технологий и наукоемких технологий повышения степени выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Главная цель при этом – повышение экономической рентабельности разработки нефтяных месторождений с залежами трудноизвлекаемых запасов за счет применения новых технологий и проектных решений.

В работе содержатся промежуточные экономические и технологические итоги успешного применения МУН как по ряду терригенных объектов с трудноизвлекаемыми запасами, так и по отдельно взятому объекту. Полученные материалы базируются на данных прикладных исследований, направленных преимущественно на применение новых знаний и технологий для достижения указанной цели.

Специалисты АО «ВНИИнефть» с 2006 г. реализуют внедрение новых технологий и научно-инженерную поддержку в области разработки ряда месторождений Западной Сибири, содержащих трудноизвлекаемые запасы, с применением научных и технологических решений, реализуемых на основе системного подхода (технологии системного воздействия на пласт). Степень выработки запасов по этим месторождениям составляют около 66 % НИЗ при обводненности продукции около 93 % и ВНФ, равном около 4,2.

Для повышения эффективности разработки таких месторождений реализуются технологии системного воздействия на пласт, с применением методов выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах (ВПП) и ограничения водопритока в добывающих скважинах (ОВП). За 10 лет достигнуты следующие показатели: добыча нефти увеличилась на 5–20 %; темп обводнения снизился на 2–7 %; прирост извлекаемых запасов составил 3–10 %. В результате дополнительная добыча нефти превысила 2 млн т, снижение добычи попутно добываемой воды составило более 10,3 млн т., и непроизводительной закачки более 16,2 млн т.

Расчет экономической эффективности работ по системному воздействию на пласт выполнен специалистами ВНИИнефти имени академика А.П. Крылова на основе собственных данных и исходя из экономических показателей за 2006–2017 гг. По данным расчетов суммарный чистый доход недропользователя за этот период составил примерно 6,7 млрд руб., в том числе за счет дополнительной добычи нефти 5,8 млрд руб., сокращения отборов попутно добываемой воды 0,6 млрд руб., сокращения объемов непроизводительной закачки 0,3 млрд руб.

В целом успешность всех промысловых работ по реализации технологии системного воздействия превысила 90 %, что подтверждает устойчивость технологии и эффективность взаимодействия науки и производства. Учитывая достижение доли трудноизвлекаемых запасов нефти в структуре их запасов России, равной 65 %, можно утверждать, что технология системного воздействия на пласт имеет переспективы применения на многих месторождениях нефти России.

Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (объект ЮК₂₋₉) Красноленинского месторождения

Ю.А. Плиткина¹, Д.П. Патраков¹, А.С. Глебов², Д.В. Емельянов²
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «РН-Няганьнефтегаз»

Перспективы увеличения добычи нефти на длительно разрабатываемых месторождениях связаны с вовлечением в выработку трудноизвлекаемых запасов, среди которых весомое место занимают запасы тюменской свиты. В пределах участков Красноленинского месторождения, разрабатываемых АО «РН-Няганьнефтегаз», на нее приходится 49 % ТИЗ (422 млн т). Проблемы освоения запасов тюменской свиты связаны с большим этажом нефтеносности, высокой неоднородностью, аномально низкой проницаемостью коллекторов, низкой степенью изученности.

С целью повышения эффективности бурения скважин их местоположение и траектория планируются на основе литолого-фациальной модели. Геологическое сопровождение бурения позволяет оперативно принимать решения по корректировке профиля скважины и расстановки фрак – портов. В результате в столь сложных отложениях показатель проходки по коллектору горизонтального ствола (ГС) составил 45–50 %, что позволяет обеспечить рентабельные дебиты нефти.

Для максимального охвата запасов по разрезу разработана матрица типов заканчивания скважин, учитывающая геологические условия и технологические ограничения. С использованием результатов имитационных расчетов и оценки технико-экономических показателей обоснованы применение комбинированной системы разработки, оптимальные параметры размещения скважин системы поддержания пластового давления.

На основе полученного на Ем-Еговском ЛУ положительного опыта с 2017 г. технология ГС+МГРП тиражируется на Каменный и Талинский ЛУ. В ближайшие 20 лет на тюменскую свиту планируется пробурить около 5000 скважин, что позволит увеличить добычу более чем в 5 раз. В 2019–2020 гг. запланированы ОПР по увеличению длины горизонтального ствола ГС до 1200 м и число стадий ГРП до 12.

Действующие налоговые льготы не позволят обеспечить полное вовлечение запасов тюменской свиты в разработку – при переходе в зоны ухудшения качества запасов рентабельность разработки снижается. К моменту истечения срока налоговой льготы (2030–2035 гг.) будет реализовано 40 % проектного фонда, отбор не превысит 20 % НИЗ. Для дальнейшего наращивания и поддержания добычи нефти потребуются дополнительные меры налогового стимулирования.

Генетическая типизация карбонатных пород баженовско-абалакского комплекса с целью выявления наиболее перспективных интервалов разреза

*А.С. Потапова¹, А.П. Вилесов¹, В.А. Бумагина¹,
К.Н. Чертина¹, А.Т. Ахмадишин²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «РН-Няганьнефтегаз»

При анализе трещиноватости пород и данных промыслово-геофизических исследований установлено, что в отложениях баженовско-абалакского комплекса (БАК) в большинстве случаев приточными интервалами являются прослои карбонатных пород. Цель исследований – установить генезис потенциально продуктивных пород. В работе проанализированы результаты лабораторных исследований керна 13 скважин, выполненных Центром исследования керна ООО «ТННЦ».

Снизу вверх по разрезу установлены следующие типы пород.

В нижней части абалакской свиты (пачка 1а) присутствуют септариевые конкреции, которые формировались на этапе диа- и катагенеза. Породы разбиты радиальными трещинами, на стенках иногда отмечается битум.

В пачке 2а выделены известковые мергели и известняки со структурой мадстоун, биотурбированные, сформировавшиеся в обстановках лагуны. Присутствуют прослои строматолитовых известняков, маркирующие минимальную глубину осадконакопления. Толщина интервала карбонатных пород составляет в среднем 2,5 м. Контакт с вышележащими отложениями резкий.

В тутлеймской свите в пачках 1т и 2т присутствуют прослои доломитов, развитые по радиолитам, часто с признаками нефтенасыщения. При изучении методом РЭМ установлены пустоты выщелачивания раковин радиоларий. Толщина прослоев от первых до первых десятков сантиметров.

В отложениях пачки 4т присутствуют раковины двустворок кальцитового состава. При изучении пород методом РЭМ установлено большое количество кокколитофорид (фитопланктон), которые служили поставщиком кальция, кроме макро- и микрофауны, и слагали карбонатные илы. Толщина пачки около 10 м.

Пачка 5т характеризуется наличием большого количества карбонатных стяжений размером первые сантиметры. Толщина пачки 8-9 м. На контакте глинисто-кремнистых и карбонатных пород за счет разной плотности формируются трещины. В некоторых скважинах в кровле пачки присутствует микробийный известняк, с многочисленными трещинами.

Наибольшей трещиноватостью БАК характеризуются карбонатные породы абалакской свиты. Септариевые конкреции слагают изолированные шарообразные тела в толще пород. Внутренняя часть конкреций разбита трещинами, которые к периферии исчезают.

Основные притоки связаны с карбонатными породами в кровле пачки 2а абалакской свиты. При их изучении обнаружены остатки корневой растений. При петрографическом анализе шлифов также установлены признаки субаэральная экспозиции пород. Указанные признаки свидетельствуют о том, что породы сформировались в обстановке лагуны, позднее подверглись выходу на земную поверхность, где под влиянием экзогенных процессов формировались разные типы пустот. Наибольшие толщины карбонатных пачек следует ожидать в мелководных зонах обрамляющих палеоподнятия, в куполах структур данные отложения могут быть уничтожены эрозионными процессами.

Применение оперативного комплексного анализа геолого-геофизических данных для повышения эффективности горизонтального бурения на фациально-изменчивые пласты тюменской свиты Ем-Еговской площади

А.Г. Пушкарева¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Запасы тюменской свиты на Ем-Еговской площади являются трудноизвлекаемыми, что обусловлено высокой фациальной изменчивостью пород, и наличием низкопроницаемых (в среднем 10^{-3} мкм²) коллекторов. Применение технологий бурения горизонтальных скважин увеличивает эффективность выработки таких запасов. Несмотря на то, что затраты на строительство горизонтальных скважин выше на 30–50 %, чем вертикальных, их применение уменьшает суммарное число скважин на месторождении, повышает коэффициент извлечения нефти, способствует вводу в разработку новых залежей нефтяных пластов, в том числе содержащих высоковязкую нефть.

Цель работы – повышение эффективности бурения горизонтальных скважин на фациально-изменчивых отложениях тюменской свиты Ем-Еговской площади на основе оперативного комплексного анализа петрофизических и геолого-геофизических данных. Актуальность работы состоит в применении полученной технологии для увеличения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты с возможностью тиражирования на другие месторождения трудноизвлекаемых запасов компании. В работе рассмотрена эффективная стратегия бурения, которая позволяет успешно проектировать и разрабатывать объекты с трудноизвлекаемыми запасами Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.

На примере 74 куста приведены этапы изменения стратегии бурения в зависимости от геологических особенностей района. Оперативная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) LWD (геофизические исследования в режиме реального времени бурения) является одним из ключевых факторов для эффективного бурения горизонтальных скважин, так как основными преимуществами технологии LWD являются корректировка профиля ствола скважины в режиме реального времени, и отсутствие необходимости дополнительных спускоподъемных операций для записи показаний методов ГИС. Отмечается важность геонавигация и оперативная интерпретация ГИС LWD, определения структурного угла целевых коллекторов для отложений тюменской свиты. Данные мероприятия обеспечивают повышение экономических показателей по бурению куста №74 (PI = 2,2).

Геофизические особенности баженовской свиты как один из факторов перспективности отложений на примере месторождений Томской области

А.А. Рогов¹, Г.Х. Мальсагов²

*¹ОАО «Томский научно-исследовательский
и проектный институт нефти и газа»*

²ООО «Томская нефть»

В настоящее время на фоне снижения добычи нефти из традиционных залежей нефти в Западно-Сибирском регионе все чаще возникает необходимость вовлечения в разработку нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов на территориях с развитой инфраструктурой. По мнению многих ученых и производителей, главным объектом потенциального прироста запасов нефти на территории Западной Сибири являются отложения баженовской свиты, имеющие значительное площадное распространение и содержащие существенное количество органического вещества.

С учетом исключительной сложности выявления и локализации потенциально продуктивных зон баженовской свиты авторами предложены качественные и количественные геофизические критерии, позволяющие проводить оперативный анализ каротажных диаграмм с целью выявления перспективности отложений.

Для исследования использовались некоторые скважины, расположенные в различных нефтегазовых районах Томской области, с доказанной продуктивностью отложений баженовской свиты. При обосновании критериев перспективности основной акцент был сделан на качественное поведение кривых микрокаротажного зондирования, а также выполнена корреляция удельного электрического сопротивления (УЭС) пород баженовской свиты и начальных параметров скважин. По результатам сопоставления получено условное граничное значение УЭС, позволяющее выполнять ранжирование рассматриваемых скважин по потенциальной продуктивности.

Рассмотрено также применение методики прогнозирования содержания органического вещества по данным спектрометрического гамма-каротажа на примере продуктивной и непродуктивной скважин. Изучена возможность использования полученных результатов для воспроизведения палеогеографического режима осадконакопления в районе исследуемых скважин.

Отмечено, что применение выявленных геофизических критериев на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ существенно сокращает временные затраты и способствует более детальной локализации потенциально перспективных районов, не охваченных kernовыми геохимическими исследованиями, а также специализированными методами геофизических исследований скважин.

Экспериментальные исследования по стимуляции коллекторов кислотной композицией для повышения эффективности добычи нефти

А.А. Rogozin¹, П.П. Дорогов¹
¹ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»

В рамках лабораторных исследований проведена работа по поиску и экспериментальному обоснованию новых рецептур комплексных кислотных составов для стимуляции терригенных коллекторов на примере майкопских отложений.

С целью повышения эффективности кислотных обработок и снижения риска получения отрицательных результатов предлагаются до солянокислотной обработки проводить экспериментальные исследования по определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) кернового материала, а также анализ кислотных рецептур для обработки конкретных коллекторов месторождения. В данной работе были оценены семь кислотных составов, а также дополнительно для повышения эффективности обработки проведены два эксперимента с дополнительным применением ультразвукового воздействия, так как оно существенно влияет на продвижение жидкости по капиллярам. Экспериментальное моделирование процессов фильтрации гомогенной жидкости в пористой среде проводилось на фильтрационной установке для определения относительной фазовой проницаемости методом электрического сопротивления. Ультразвуковая обработка способствует глубокому проникновению химического состава в призабойную зону скважины, включая микронные и субмикронные поры, характерные для пород, сложенных глинистыми минералами. Схлопывание кавитационных полостей обуславливает локальные ударные волны, направленные к стенкам капилляров, что также способствует более глубокому проникновению химического состава, увеличению площади поверхности реакции, и, как следствие, снижению времени химической реакции. Все исследования по определению интенсификации добычи нефти с применением кислотных составов проводились на образцах керна, отобранных из майкопских отложений месторождений Краснодарского края.

В результате экспериментов по определению коэффициентов восстановления проницаемости после воздействия кислотных составов на образцы терригенных коллекторов продуктивных майкопских отложений месторождений Краснодарского края определена эффективность применения исследуемых рецептур и их влияние на ФЕС кернового материала. Исследования выполнены поэтапно, начиная с закачки бикомпонентных смесей, заканчивая закачкой кислотных составов, включающих ПАВ и гидрофобизатор, для снижения влияния негативных факторов на проницаемость горной породы. В опытах, проведенных с применением ультразвука к кислотным композициям с добавлением ПАВ и гидрофобизатора, зафиксирован больший эффект применения совместного воздействия на пористую среду отложений майкопского горизонта.

Оптимизация систем разработки новых месторождений Эргинского кластера

*Т.Р. Салахов¹, М.А. Шабалин¹, Г.И. Хабибуллин¹, И.И.Родионова¹,
В.А. Машорин², А.В. Сергейчев³, Н.М. Кутукова³*

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть»

²АО «НК «Конданефть»

³ПАО «НК «Роснефть»

Проницаемость пластов на месторождениях Эргинского кластера, разрабатываемых АО «НК «Конданефть», не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Основным по запасам является Кондинское месторождение. Для Малокондинской залежи на основе расчетов на гидродинамических моделях обоснованы оптимальные системы разработки, предусматривающие бурение горизонтальных скважин (до 33 % общего фонда скважин). По результатам технико-экономической оценки оптимальной системой разработки является размещение добывающих скважин с горизонтальным окончанием длиной 1000 м и нагнетательных наклоннонаправленных в соотношении 2:1 с плотностью сетки 27 га/скв., азимутом проводки горизонтального ствола 338° (вдоль стресса) и проведением 10-стадийного гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных стволах.

Оптимизация системы разработки Малокондинской залежи за счет бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП позволит повысить начальные дебиты нефти добывающих скважин в 2 раза и более. В целом по Кондинскому месторождению долю горизонтальных скважин в общем фонде необходимо увеличить от 25 до 36 %.

Для Западно-Эргинского месторождения выполнен расчет оптимального размещения скважин проектного фонда с разворотом сетки по основным объектам разработки вдоль направления регионального стресса (338°), обеспечивающего меньшие риски обводнения продукции скважин.

Для Чаповского месторождения обоснован переход от бурения капиталоемких горизонтальных нагнетательных скважин с многостадийным ГРП к строительству вертикальных скважин оптимизировано заканчивание добывающих горизонтальных скважин с многостадийным ГРП путем увеличения длины горизонтальной секции от 600 м до 1000 м.

Предложенный комплекс мероприятий направлен на обеспечение максимального технико-экономического эффекта от ввода в эксплуатацию месторождений Эргинского кластера, разрабатываемых АО «НК «Конданефть». Инженерно-технологические решения утверждены ЦКР Роснедр при защите проектов пробной эксплуатации месторождений в 2017 г.

Выделение перспективных зон в отложениях баженовской свиты на основе изучения особенностей геологического строения и исследований керна

Д.А. Спиридонов¹, В.В. Колтаков¹, А.А. Качкин²
¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
²ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Основной целью работы является локализация наиболее перспективных зон в отложениях баженовской свиты на основе анализа ее геологического строения и результатов исследований керна. В тектоническом отношении изучаемый участок приурочен к восточной части Сургутского свода, Северо-Вартовской мегатеррасе, частям Пакупурского мегапрогиба и Нижневартовского свода.

Баженовская свита, несмотря на длительное изучение, остается непредсказуемым объектом. Перед началом разработки отложений с трудноизвлекаемыми запасами баженовской свиты, важна предварительная локализация наиболее перспективных зон так называемых «сладких пятен». Перспективными в основном считаются области с повышенными (более 20–25 м) толщинами отложений. На рассматриваемой территории выделяются четыре зоны повышенных толщин. Первая зона приурочена к Когалымской вершине Сургутского свода, вторая – выделяется на юге территории и приурочена к Ярсомовскому прогибу, третья – приурочена к зоне сочленения Сургутского свода и Северо-Вартовской мегатеррасы, четвертая выделяется в восточной части Ватьёганского вала, центральной части Могутлорского вала и западной части Северо-Покачевской моноклинали. Практически все притоки нефти из отложений баженовской свиты приурочены к данным областям. В пределах Когалымской зоны получены максимальные притоки нефти дебитом до 27 м³/сут.

Так как отложения баженовской свиты обладают очень низкой проницаемостью, гидравлический разрыв пласта (ГРП) становится одним из главных методов их разработки. Эффективность планируемого ГРП зависит от состава пород. Породы, в которых преобладает кремнезем, более хрупкие, чем породы, сложенные преимущественно глинистыми минералами, и способствуют качественному закачиванию скважин. Состав отложений изучаемой территории благоприятен для проведения ГРП. Среднее содержание кремнезема в отложениях составляет 48 %, глинистых минералов – в среднем 15 %.

Одним из самых важных критериев локализации перспективных зон являются данные геохимических исследований керна. Среднее содержание органического вещества на рассматриваемом участке недр составляет 4–17 %, минимальные значения приурочены к областям развития аномального разреза свиты. Среднее значение параметра максимальной температуры, характеризующей степень преобразованности органического вещества, составляет 429–450 °С. Максимальные температуры приурочены преимущественно к Когалымской вершине Сургутского свода, которая является перспективной областью.

Неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений и их влияние на особенности освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами

*П.Н. Страхов¹, М.В. Мордвинцев², К.Г. Скачек¹,
Ю.Г. Еремин¹, В.И. Пырьев¹*

¹АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»

²ПАО «НК «Роснефть»

Работа посвящена выявлению на стадии геологоразведки участков залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов. В ходе изучения объектов, приуроченных к карбонатным отложениям, повышенное внимание уделено определению характера распространения трещин. При этом необходимо учитывать две разновидности объектов с повышенным содержанием данного типа пустот. Одна из них нередко встречается вблизи стратиграфической кровли продуктивного горизонта, другая присутствует во внутренней части целевого объекта эксплуатации. В первом случае существует достаточно высокая вероятность невовлечения верхней части залежи в разработку. Во многом это обусловлено сложностью освоения преимущественно трещинного тип коллектора. Данные породы, несмотря на очень низкую пористость, характеризуются большими значениями проницаемости. В связи с этим вскрытие пласта при поддержании достаточно высокой репрессии создает благоприятные условия для значительной кольматации соответствующей части продуктивного пласта, которую крайне сложно проперфорировать. Другая разновидность трещиноватых объектов создает благоприятные условия для преждевременного обводнения залежи и образования защемленных линз нефти и газа.

Основные выводы получены по результатам исследований карбонатных отложений фаменского яруса Ардалинского, Восточно-Колвинского, Дюсушевского, Ошкотынского, Центрально-Хорейверского и Тэдинского месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. При построении геологических моделей залежей в разрезе фаменского яруса принято выделять ряд пластов ДФ₁-ДФ₇, корреляция которых основывается на анализе результатов применения нейтронного и акустического методов. Стратификации отложений не уделяется серьезного внимания, что предопределяет возникновение сложностей в процессе освоении залежей. Например, из разработки исключено 20–50 м верхней части разреза рассматриваемой карбонатной толщи, для которой по промыслово-геофизическим данным пористость составляет меньше кондиционных значений. Для участков залегания отложений такого типа пористость, рассчитанная по акустическому каротажу, существенно превышает аналогичный показатель, определенный по радиоактивным методам. Отмеченное указывает на доминирование трещин. Аналогичные интервалы встречаются в средней части продуктивного разреза. Образцы керна также часто имеют пористость меньше кондиционной, но по фильтрационным свойствам относятся к коллекторам. Более хорошие емкостные свойства для данных отложений определяются также по акустическим методам.

При интерпретации промыслово-геофизических данных уделяется недостаточного внимания нефтегазонасыщенным отложениям, пористость которых меньше кондиционных значений.

Применение стохастического подхода к оценке геологических запасов нетрадиционных коллекторов на ранней стадии разработки месторождения

А.А. Трунова¹

¹ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

В работе выполнен стохастический анализ, результаты которого позволяют существенно повысить эффективность геолого-гидродинамической модели месторождения. Предлагаемая методика использована для решения задач по прогнозу коллекторов, корректной оценке запасов, а также для планирования бурения на месторождении Томской области с нетрадиционным типом коллектора углеводородов площадного распространения, находящегося на ранней стадии разработки, в условиях низкой степени изученности.

Предлагаемый алгоритм оптимизации геологического строения месторождения на примере месторождения Томской области в условиях неопределенности позволяет оценить выборочно каждый геологический фактор с учетом региональных особенностей и закономерностей месторождения. Учитывается сложность коллектора (низкая проницаемость, сложностроенные ловушки, недонасыщенная нефть, малая нефтенасыщенная толщина, неоднородное строение пласта, блоковая модель), выявлены «скачки» ВНК, аномальное распределение пластовой воды и нефти, имеются и бесприточные скважины. Как следствие, отмеченное требует проведения комплекса работ по доизучению месторождения с целью снятия вышеописанной неопределенности, оптимизации проектных решений по разведке, системам разработки и повышения достоверности подсчета запасов нефти. Применение такого подхода дает разное качество/достоверность конечных результатов: распределение свойств коллектора в межскважинном пространстве, выделение зон различной продуктивности.

В работе описана последовательность принятия решений в течение всего цикла создания геологической модели с точки зрения логики, условий и зависимости каждого этапа при вероятностной оценке подхода, позволяющего трансформировать геологические трудноизвлекаемые запасы в извлекаемые. Данная работа позволяет проанализировать поисковые объекты и выделить первоочередные для проведения эксплуатационного бурения, оценить вероятность успеха и, как следствие, управлять рисками или своевременно формировать мероприятия для их снижения. Возможность реализации плана разработки и освоения запасов углеводородов в большей степени будет определяться эффективностью концепции геологической модели. Такой подход к созданию концептуальной геологической модели, учитывающей объем информации и все потенциальные риски и неопределенность, является системным, позволяет выполнить оценку территории месторождения и исключить субъективное мышление.

Комплексный подход к освоению скважин и разработке месторождений в низкопроницаемых коллекторах

*Р.Н. Фахретдинов¹, О.А. Бобылев¹, Г.Х. Якименко¹,
С.А.Тастемиров¹, Е.В.Гаврилов¹*

¹ООО МПКП «ХимСервисИнжиниринг»

Для вовлечения в активную разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти необходим комплексный подход, учитывающий особенности геологического строения залежей, существующий уровень техники и технологий, рентабельность добычи нефти. В ООО МПКП «ХимСервисИнжиниринг» разработан такой комплексный подход, включающий три элемента: составы для освоения скважин и интенсификация добычи нефти; технологии выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин; водоизолирующие композиции.

С целью освоения и интенсификации добычи используется эффективный состав РБС-3 (ТУ 2458-018-66875473-2015) для диспергации глин, барита, солей тяжелых металлов. Имеется промышленный опыт применения состава РБС-3 для освоения скважин в сложных геологических условиях месторождений в Республике Калмыкия. По результатам обработки призабойной зоны нагнетательных скважин составом РБС-3 в условиях низкопроницаемого глинизированного коллектора Приобского месторождения получен мгновенный 2-3 – кратный прирост приемистости, отмечаются восстановление проницаемости пластов и очистка трещин гидроразрыва пласта.

Следующим этапом комплексного подхода эффективной разработки месторождений является проведение технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин гелеобразующим составом на основе реагента АС-CSE-1313 марки А (ТУ 2458-013-66875473-2013). Данная технология находится на стадии промышленного внедрения, уже выполнено более 450 скважино-обработок. Особенностью технологии является возможность закачки в скважины с приемистостью менее 150 м³/сут при низкой проницаемости коллектора. Проведение обработок нагнетательных скважин Приобского месторождения по данной технологии позволит увеличить коэффициент извлечения нефти на 0,04. Данная технология применяется на Ачимовском месторождении (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз») на пластах с температурой выше 90 °С, где использование традиционных составов на основе ПАА неэффективно из-за термодеструкции гелей.

Технология ограничения водопритоков основана на образовании составом АС-CSE-1313 гелевых экранов в водопромытых зонах. Преимуществом технологии является ее селективность, так как в нефтенасыщенных интервалах пласта отдельные глобулы геля не образуют монолитного экрана и выносятся с нефтью. Высокая проникающая способность состава за счет низкой вязкости рабочего раствора (1,5–2 мПа·с) позволяет обрабатывать низкопроницаемые коллекторы. Технология ограничения водопритоков на основе реагента АС-CSE-1313 промышленно применяется на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Полученные результаты свидетельствуют об успешности, уникальности и актуальности комплексного подхода на основе применения авторских технологий для освоения и интенсификации добычи углеводородного сырья из пластов с трудноизвлекаемыми запасами.

Принципы применения площадной закачки пара для месторождений с тяжелыми нефтями

П.К. Федоров¹
¹АО «ВНИИнефть»

Рассмотрен опыт применения площадной закачки пара на месторождениях тяжелой нефти в США, Индонезии и Казахстане. Приведены практические примеры разработки неглубоко залегающих терригенных пластов, сложенных песчаными коллекторами. Представлены реализованные проекты добычи тяжелой нефти (300–3000 мПа·с) при пластовой температуре 30 °С. Изучены принципы достижения высоких текущих коэффициентов извлечения нефти (более 0,5). Рассмотрены экономические особенности реализации тепловых методов добычи. Дан обзор применяемых технологий управления закачкой пара.

Месторождение X, расположенное в долине Сан Хоакин, штат Калифорния, США, было открыто в 1899 г. До 1960 г. его эксплуатировали без применения теплового воздействия. Фонд скважин составляет 34182 (закачка пара в несколько зон в разных скважинах). Тепловое воздействие начато в 60-х годах XX века: применялись пароциклическое воздействие, закачка горячей воды, пара, гравитационное дренирование с закачкой пара.

Месторождение Y, расположенное на территории бассейна Восточная Суматра, открыто в 1941 г. Добыча начата в 1958 г., до 1967 г. месторождение эксплуатировали без применения теплового воздействия. Затем осуществлялась циклическая закачка пара. Полномасштабная закачка пара реализуется с 1985 г. Месторождение залегает в верхней части разреза, характеризуется низким начальным давлением. Реализуемые механизмы вытеснения – циклическая закачка пара, полномасштабная закачка пара.

Оценка добычных возможностей и коэффициентов извлечения нефти из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами на моделях неравновесной нелинейной фильтрации

Н.А. Черемисин¹, С.В. Костюченко¹
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Коллекторы, содержащие трудноизвлекаемые запасы, характеризуются низкими темпами отбора и недостижением проектной нефтеотдачи. Технологическая возможность рентабельной разработки таких запасов существует, однако эффективность технологий зависит от знания структуры остаточных запасов. Проблема адекватной локализации подвижных запасов не может быть решена в рамках «линейных» моделей, в которых остаточная нефтенасыщенность задается статическим распределением в объеме объекта разработки и не зависит от систем разработки. Опыт разработки огромного числа месторождений показывает, что технологический коэффициент извлечения нефти (КИН) существенно зависит от плотности сетки скважин и темпов отбора.

Изучение структуры остаточной нефтенасыщенности и ее влияния на достигнутый градиент давления/скорости фильтрации показало, что для заводняемых пластов характерно наличие капиллярно-защемленной (условно подвижной) и адсорбированной (прочно связанной) остаточной нефти. Количество условно подвижной остаточной нефти зависит от скорости фильтрации. Сгущение сетки скважин и повышение темпов отбора приводит к росту среднего градиента давления в объеме пласта, снижению остаточной нефтенасыщенности, повышению темпа отбора нефти и конечного технологического КИН. Степень влияния градиента давления на остаточную нефтенасыщенность зависит от характера смачиваемости коллектора водой и нефтью. В диапазоне капиллярных чисел $0-10^{-5}$ для чисто гидрофильных коллекторов это влияние сравнительно мало, для коллекторов с гетерогенной смачиваемостью (смешанное смачивание) наоборот существенно. Наибольшее влияние скорости фильтрации/градиента давления наблюдается для гидрофобных коллекторов. Таким образом, современные представления о структуре остаточной нефтенасыщенности и влиянии на нее технологии разработки позволяют объяснить (и использовать в практике разработки) зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин и темпов отбора.

Разработано алгоритмическое и программное обеспечение, в котором реализовано несколько подходов к определению зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа. Особенности выработки запасов для нелинейных моделей позволяют выполнить прямой расчет текущего охвата пласта вытеснением. Показано, что это может использоваться как инструмент анализа выработки и локализации запасов для проблемных зон объектов разработки месторождений.

Анализ разномасштабных геолого-геофизических исследований баженовско-абалакского комплекса как один из шагов к пониманию строения резервуара

***Н.В. Щетинина¹, А.В. Хабаров¹, Ю.Д. Кантемиров¹,
И.О. Александрова¹, И.О. Ошняков¹, Д.А. Митрофанов¹***
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

В настоящее время все больше внимание уделяется освоению отложений баженовско-абалакского комплекса (БАК). Даже несмотря на довольно длительное их изучение, остается ряд нерешенных вопросов. Целью данной работы являлось построение объемной петрофизической модели горных пород пластов ЮК₀ (баженовской свиты), ЮК₁ (абалакской свиты). Использовались разномасштабные геолого-геофизические данные о 12 скважинах Ем-Еговского и Пальяновского лицензионных участков. Наличие большого объема данных рентгеноструктурного и рентгенофлюорисцентного анализа образцов керн, описания шлифов, результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств и пиролиза до и после экстракции, а также данных стандартного комплекса геофизических исследований скважин, спектрометрического нейтронного гамма (НГКс) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) позволили сделать вывод, что основными компонентами объемной модели являются кварц, глинистые и карбонатные минералы, пирит и кероген (пласт ЮК₀), глауконит (пласт ЮК₁), полевые шпаты, а поры заполнены подвижными и неподвижными флюидами. Выделение коллекторов, по прямым качественным признакам в комплексе с данными ПГИ, ГТИ позволило установить граничное значение коэффициента эффективной пористости, полученного по ЯМК, для отложений БАК 3 %. Данные гидродинамического каротажа по пяти скважинам показали низкую подвижность флюидов в пласте ЮК₀. Визуальный анализ керн и его фотографий в дневном и ультрафиолетовом свете позволил сделать вывод о наличии системы проводящих трещин в указанных пластах. Полученные выводы не противоречат результатам интерпретации электрических микроимиджей. Отмечается, что тектонические трещины развиты в обоих пластах, литогенетические преобладают в пласте ЮК₀. В верхней части интервала пласта ЮК₁ также развита система микротрещин, которая проинтерпретирована по результатам опробования пластов на кабеле (ОПК) как отсутствие герметизации. В интервале пласта ЮК₁ по данным ОПК установлено наличие нефти. Наличие подвижных углеводородов в интервале пластов ЮК₀ и ЮК₁ подтверждается также данными газового и промыслово-геофизического каротажа, при этом интервалы работающих толщин незначительны (около 1–1,5 м) и приурочены к пачкам 6Т, 2Т (пласт ЮК₀) и 2А (пласт ЮК₁) преимущественно кремнистого и карбонатного составов. Полученные результаты будут уточняться по мере поступления новых данных исследования керн и испытания скважин.

Системный подход к пересмотру геологических параметров залежей с целью оптимизации налогового режима

А.Н. Янтудин¹, Д.О. Кочукова¹, А.А. Аминева¹, М.С. Антонов^{1,2}

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть»

²ФГБОУ ВО «УГНТУ»

При обеспечении рентабельности и повышении экономической эффективности в проработке трудноизвлекаемых запасов все более актуальным становится вопрос оптимизации налогового режима недропользования при разработке низкопроницаемых коллекторов. В Западной Сибири такие коллекторы приурочены к ачимовским, нижнемеловым и юрским отложениям.

Действующей системой экономического стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов предусмотрено применение льгот к налогу на добычу полезных ископаемых, (Федеральный закон №213-ФЗ от 23.07.2013 г.). Коэффициент характеризующий степень сложности добычи нефти зависит от проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины, определяемых в соответствии с «Порядком определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья», утвержденным приказом Минприроды РФ № 218 от 15.05.2014 г.

Представлен системный подход к выявлению перспектив получения налоговых льгот, который предусматривает скрининг параметров залежей по месторождениям, числящимся на государственном балансе (в том числе по коэффициентам проницаемости, величине остаточных извлекаемых запасов, выработке запасов), выделение приоритетных объектов и уточнение геологических параметров залежей. Перспективными, с точки зрения перевода запасов в категорию трудноизвлекаемых за счет пересмотра коэффициента проницаемости при получении новых данных при исследовании керна, являются залежи с утвержденными коэффициентами проницаемости менее 0,001 мкм² и с отсутствующим значением коэффициента проницаемости по данным государственного баланса. Для выделенных приоритетных объектов формируются рекомендации по составлению программ геолого-разведочных работ с отбором керна, сопровождению и контролю керновых исследований, анализу полученных результатов, построению петрофизических зависимостей с последующей передачей материалов на государственную экспертизу при подсчете (пересчете) запасов, в том числе при оперативном изменении состояния запасов.

Рассмотрена реализация предложенного системного подхода на примере одного из месторождений Западной Сибири, для которого была выявлена потенциальная возможность пересмотра геологической информации.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

