

Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях

Э.С. Закиров

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: ezakirov@ogri.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается ряд полученных результатов по одноименной тематике государственного задания за период 2017–2022 гг. В значительной степени акцент изложения смещен на результаты, представляющие определенный интерес для газовой отрасли страны. Часть из них может непосредственно использоваться на различных месторождениях ПАО «Газпром». Условно результаты можно разделить на следующие группы: по численному моделированию, по разработке газовых и газоконденсатных месторождений, по оценке сопровождающих процесс разработки месторождений деформационных процессов.

Ключевые слова: экологически чистые технологии, разработка месторождений углеводородов, повышение компонентоотдачи, околокритическое состояние, трудноизвлекаемые запасы, циклическое геомеханическое воздействие, вызванные разработкой геодинамические процессы, ИК-Фурье спектрометрия

Для цитирования: Закиров Э.С. Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 188–209. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art12>

Введение

Основной целью проводимых по теме исследований является создание новых и совершенствование существующих научно-методических и технологических решений по экологически чистой разработке месторождений углеводородов со сложным геологическим строением коллекторов и фазовым состоянием флюидов. В рамках темы проводятся нетрадиционные лабораторные исследования в области фильтрации и повышения компонентоотдачи. Осуществляется разработка новых методов математического моделирования фильтрации и фазового поведения углеводородных систем в пористых средах. Продолжается развитие специализированных методов

комплексных промысловых исследований скважин и пластов с определением характеристик сложных многофазных течений углеводородов в природных пластах. Проводятся лабораторные, компьютерные и промысловые исследования по обоснованию методов воздействия на залежи сложного геологического строения и со сложным фазовым состоянием углеводородов, включая залежи с карбонатными коллекторами, нефтегазоконденсатные и околокритические залежи, в том числе с низкопроницаемыми и нетрадиционными коллекторами, а также обсуждаются основы промыслового и экологического мониторинга таких объектов в процессе разработки и после ликвидации скважин.

Объектом исследований по теме в целом является разработка месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях. Тема соответствует приоритетному направлению Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации (СНТР), п. (б) – «переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии».

Адаптация истории разработки

В ходе исследований по теме разработано новое направление в области решения обратных задач по адаптации геолого-гидродинамических 3D-моделей к истории разработки залежей нефти и газа. Задачи данного типа представляют собой ключевой элемент интеллектуального управления разработкой месторождений в замкнутом цикле [1], а именно, управления режимами работы отдельных скважин и регулируемых клапанов в секциях интеллектуальных скважин на основе адаптированной к истории разработки 3D-модели продуктивных пластов.

Развитый подход – геологически-согласованная адаптация [2] – обеспечивает согласование модели с фактическими данными эксплуатации скважин без нарушения принципов построения геологической 3D-модели. В результате сохраняется геологическая реалистичность 3D-модели при одновременном ее согласовании с фактическими данными добычи.

В рассматриваемом случае определяются не полевые значения коэффициентов пористости и проницаемости, а параметры геостатистической модели – анизотропной вариограммы плюс петрофизической зависимости «логарифм проницаемости – пористость».

Алгоритмы, созданные на основе эффективных методов теории оптимального управления (сопряженных методов), реализованы в собственном in-house (некоммерческом) программном обеспечении Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) под названием SimMatch, а также в виде модулей для использования с распространенными прикладными пакетами геологического и гидродинамического моделирования. Проведена апробация на серии моделей – 3D-моделей синтетических и реальных залежей нефти и газа [3] (рис. 1).

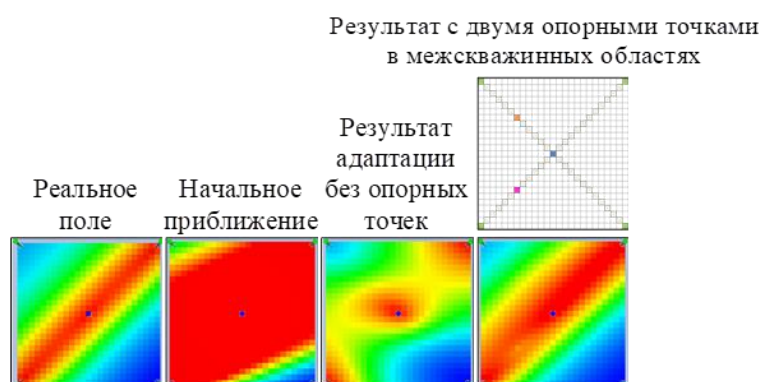


Рис. 1. Поля распределения проницаемости (мДарси) в результате решения обратной задачи без учета и с учетом опорных точек (синтетический пример) [4]

В рамках практической апробации математического и программного обеспечения для геологически согласованной адаптации истории разработки созданы мультифациальные геологическая и гидродинамическая 3D-модели участка реального отечественного месторождения, построенные на новом подходе к моделированию распределения фаций и свойств пласта. На последней производятся расчеты по адаптации к фактическим данным разработки участка за счет уточнения параметров геологической модели, а также крупномасштабное моделирование для обоснования новой технологии добычи остаточных запасов низконапорного газа.

Новый способ геомеханического воздействия на продуктивный пласт

Предлагаемый способ геомеханического воздействия на пласт направлен на увеличение продуктивности скважин и повышение эффективности добычи нефти из низкопроницаемых продуктивных пластов. Достижимый результат заключается в создании за счет циклического геомеханического воздействия на пласт системы множественных микро- и макротрещин в объеме пласта, увеличивающих продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Каждый цикл воздействия включает снижение забойного давления до минимально технологически возможного с выдержкой на режиме и последующее принудительное повышение забойного давления путем нагнетания в скважину газа до достижения технологически реализуемого максимального забойного давления, также с выдержкой на режиме, что обеспечивает максимальную амплитуду изменения напряжений в породе пласта в окрестности

скважины. Предложен ряд схем реализации воздействия для различных компоновок скважинного оборудования [5]. Разработано устройство, обеспечивающее возможность циклического воздействия без смены компоновки скважины [6].

Предлагаемые способы могут быть использованы для повышения эффективности добычи нефти из низкопроницаемых продуктивных пластов, в частности, сложенных карбонатными породами, при разработке нефтяных месторождений или нефтяных оторочек. Потенциальный эффект от внедрения заключается в повышении темпов добычи нефти и полноты извлечения запасов из низкопроницаемых пород-коллекторов за счет одновременного повышения продуктивности добывающих, приемистости нагнетательных скважин и равномерности дренирования запасов.

На основе комплекса лабораторных исследований, численного моделирования и промысловых испытаний [7–11] обоснована положительная избирательность метода циклического геомеханического воздействия (ЦГВ) для карбонатных коллекторов турнейского яруса Урало-Поволжского региона (рис. 2). Метод улучшает условия дренирования уплотненных нефтенасыщенных интервалов и ограничивает приток из обводненных интервалов, что обеспечивает повышение добычи нефти и охвата пласта воздействием. В отличие от распространенного метода гидроразрыва пласта (ГРП), метод ЦГВ низкокзатратен, реализуем с использованием стандартного промыслового оборудования и значительно сокращает характерные для ГРП риски преждевременного обводнения скважин и негативных экологических последствий.

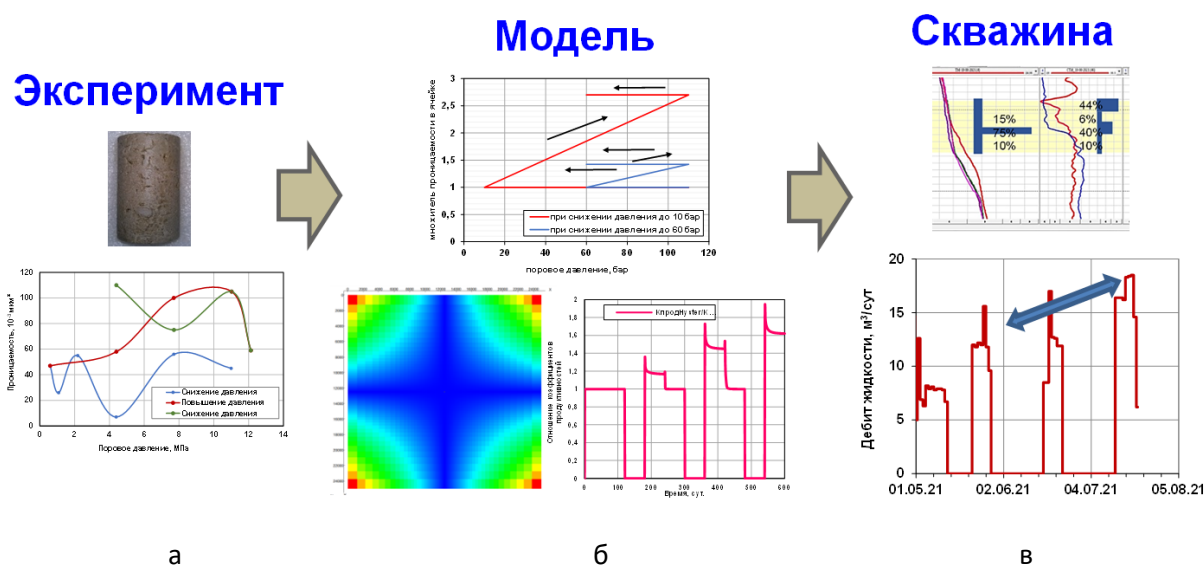


Рис. 2. Этапы и результаты исследования ЦГВ – от лабораторных опытов (а), через компьютерные эксперименты (б) к промысловому опробованию (в) [10]

На рисунке схематично представлены этапы проведенного исследования и полученные на промысле результаты. Схема «а» соответствует динамике изменения внутрипорового давления во время лабораторных экспериментов. Схема «б» – численному моделированию на секторной модели, с оценкой величины увеличения продуктивности скважины (правый нижний рисунок) на основании лабораторных данных. Схема «в» отражает результаты промыслового эксперимента на скважине, когда к одному работающему интервалу приобщился еще один, с уравниванием профиля притока к скважине. Подробности – в работе [10].

Об альтернативном способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа

В рамках выполнения рассматриваемой темы госзадания была предложена технология доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа к реализации на месторождении, уже

разбуренном вертикальными добывающими скважинами [12, 13]. Применение вертикальных добывающих скважин и их эксплуатация без поддержания пластового давления являются типичными схемами разработки сеноманских залежей. В предлагаемом новом способе существующий фонд скважин, в пределах сформированных установок комплексной подготовки газа (УКПГ), дополняют одной или несколькими горизонтальными скважинами для добычи воды из интервалов ниже текущего уровня газо-водяного контакта (ГВК), но выше его изначального уровня. Соответствующие скважины выполняют роль разгрузочных, перехватывающих воду на подступе к эксплуатационным скважинам залежи. А в периферийных зонах, за пределами зон разбуривания УКПГ, в соответствии с предлагаемым способом осуществляют бурение одной или нескольких горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды в интервалы ниже текущей отметки ГВК (водонагнетательные).

Кроме того, для поддержания добычи газа на целевом уровне, за пределами зон разбуривания УКПГ бурят одну или несколько горизонтальных добывающих скважин с проводкой ствола в верхней части продуктивного пласта ближе к его кровле. В случае, если продолжается продвижение подошвенной воды к забоям вертикальных добывающих скважин, в первоочередных скважинах – кандидатах на обводнение интервалы перфорации сокращают на 5–10 метров за счет цементирования их нижней части.

Бурение разгрузочных горизонтальных скважин для добычи пластовой воды в зоне проблемных УКПГ (УКПГ с обводняющимися скважинами) ниже отметки текущего уровня ГВК, но выше уровня начального ГВК решает задачу предотвращения дальнейшего продвижения ГВК в зоне УКПГ и, соответственно, проблему дальнейшего обводнения продукции скважин, а также пескопроявлений. В ряде случаев вместо бурения горизонтальной скважины возможно бурение бокового горизонтального ствола из одной из вертикальных скважин, выбывающей из эксплуатации по различным причинам.

Добыча воды из зоны выше начального ГВК частично решает проблему извлечения заземленного газа, поскольку часть запасов заземленного газа при добыче воды приобретает подвижность в силу снижения давления и будет извлечена на поверхность.

На периферии от рассматриваемого УКПГ также бурят одну или несколько горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды. С одной стороны, эти скважины способствуют утилизации добываемой пластовой воды. С другой стороны, закачиваемая вода вытесняет периферийный низконапорный газ к забоям добывающих вертикальных скважин.

При этом отбираемая из месторождения вода может быть использована в целях контроля продвижения ГВК и оценки активных объемов месторождения, например, на основе способа, изложенного в описании патента [14]. Наиболее ценным источником информации должен быть компонентный состав воды, добываемой из разгрузочных скважин, так как он наиболее близок к составу фактической пластовой воды в районе ГВК.

На рис. 3 приведен схематический профильный разрез пласта через зону УКПГ в направлении длинной оси структуры залежи.

В значительной степени данный рисунок поясняет идею предлагаемого способа доразработки. При этом только скважины, отмеченные на рис. 3 цифрой 8, являются существующими на УКПГ на момент начала реализации предлагаемого способа. Скважины под номерами 1, 2, 3 добуриваются в процессе модернизации системы разработки месторождения. Их количество, положение и другие параметры (диаметр, длина горизонтального ствола) определяются по результатам математического моделирования с использованием модели конкретной залежи или секторной модели УКПГ.

С целью подтверждения технологической привлекательности предлагаемого способа выполнены расчеты для условной 3D-модели пласта (детали см. в работе [12]). Степень условности связана с точностью воспроизведения степени неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Рассматриваемая 3D-модель характеризуется параметрами, типичными для сеноманских отложений, но отличается большей степенью однородности ФЕС. 3D-модель соответствует условной зоне одного УКПГ, включает разностные сетки на газонасыщенную и водонасыщенную области.



Рис. 3. Схема расположения скважин на продольном профильном разрезе сеноманской залежи [13]

В секторной модели в общих чертах воспроизведен процесс добычи газа при сложившейся системе разработки с ее начала до контрольной даты, включающий падение давления и подъем ГВК. На основе адаптированной модели также выполнялись

прогнозные расчеты на 30 лет, в которых сопоставлялись различные подходы к изменению системы разработки.

На рис. 4 представлен профильный разрез с распределением водонасыщенности на конец адаптации истории разработки.

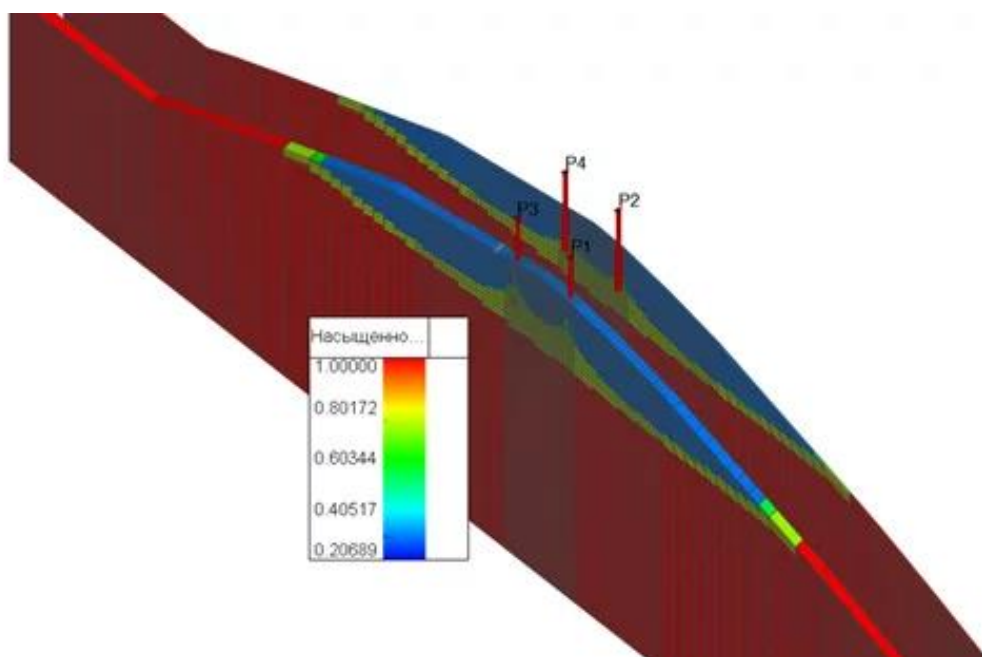


Рис. 4. Распределение водонасыщенности на конец моделирования истории [12]

Явно прослеживаются конусы воды, подтянувшиеся от первоначального ГВК к кустам добывающих скважин УКПГ.

Проведенные математические расчеты для секторной 3D-модели подтвердили полезность и эффективность ключевых решений предлагаемой технологии [12]. Совокупность предложенных мер позволяет увеличить коэффициент извлечения газа на 4,5% с добычей низконапорного газа по сравнению с базовым вариантом (в виде сложившейся системы разработки) без чрезмерной добычи воды. Таким образом, существенным образом продлевается эффективная эксплуатация указанной залежи.

Неравновесность фазового поведения флюидальной системы

В процессе проведения исследований по теме была разработана математическая модель неравновесного фазового поведения углеводородных смесей при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей. Неравновесное фазовое поведение проявляется при истощении залежи при давлениях ниже давления максимальной конденсации, т.е. на режиме прямого испарения выпавшего конденсата.

Достигнутые результаты:

1. Созданы алгоритм и программное обеспечение для расчета неравновесных изохорных процессов. Проведена верификация модели и показана возможность прямого определения параметров по данным экспериментов в калориметрической ячейке [15] (рис. 5).

2. Совместно со специалистами компании Weatherford сформулирована задача и разработан численный метод расчета процесса выброса газа при бурении скважин по технологии управления давлением с растворами на нефтяной основе [16].

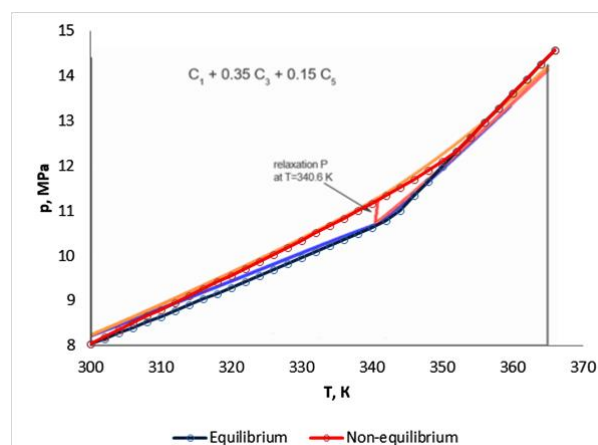


Рис. 5. Воспроизведение результатов калориметрического эксперимента с помощью модели неравновесных изохорных процессов [15]

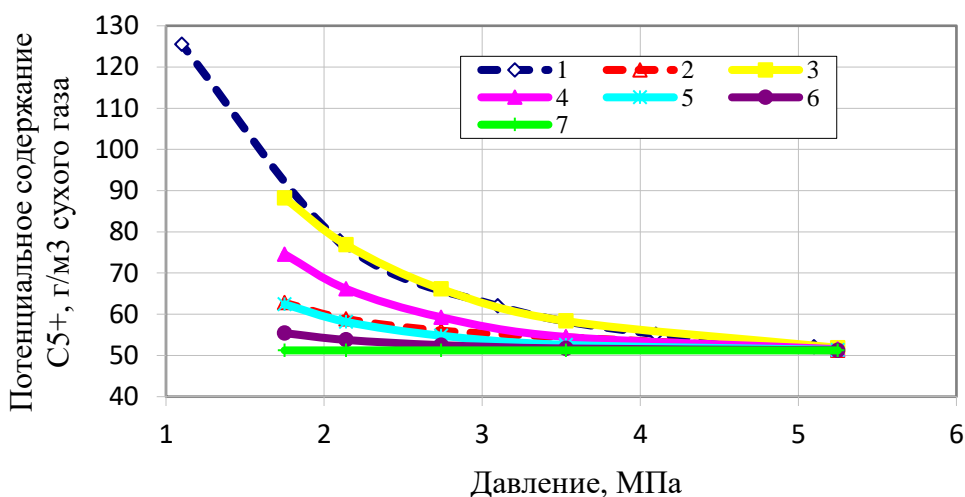
Расчет позволяет прогнозировать процесс подъема газожидкостной смеси в затрубном пространстве с учетом неравновесных фазовых переходов для предотвращения аварийных ситуаций за счет своевременного управления давлением на устье. В сотрудничестве с разработчиками отечественного программного комплекса RFD tNavigator продолжено внедрение модели неравновесных фазовых переходов в модули расчета многокомпонентной фильтрации и фазового поведения пластовых флюидов, с практическим применением к решению проблем разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений отечественных и зарубежных компаний [17, 18].

3. Впервые в мире сформулирована задача и предложен метод математического моделирования неравновесного истощения при постоянном объеме (NCVD) для описания неравновесного фазового поведения углеводородной системы на поздней стадии разработки газоконденсатных залежей в режиме прямого испарения выпавшего конденсата.

Разработаны оригинальный алгоритм и его численная реализация для расчета изменения состава добываемой газовой фазы (динамики извлечения конденсата), основанные на ранее предложенной модели неравновесных фазовых превращений. Воспроизведена фактическая динамика содержания

конденсата в продукции Вуктыльского месторождения (рис. 6) и получена оценка характерного времени релаксации.

Показана ее согласованность с результатами лабораторных calorиметрических экспериментов с учетом фактора масштаба [19].



- 1 – прогнозная (лабораторная) зависимость;
- 2 – фактическая зависимость по скважинным данным;
- 3 – расчетная равновесная зависимость;
- 4–7 – расчетные неравновесные зависимости при разной величине обратного характерного времени релаксации:
 4 – $\lambda = 0,1$ 1/год; 5 – $\lambda = 0,032$ 1/год; 6 – $\lambda = 0,01$ 1/год; 7 – $\lambda = 0$

Рис. 6. Воспроизведение фактической зависимости потенциального содержания конденсата в пластовом газе Вуктыльского НГКМ от давления с использованием неравновесной математической модели NCVD [19]

Способ разработки околокритических глубокозалегающих залежей

Для газоконденсатных залежей в глубокозалегающих пластах характерно высокое и уникальное содержание конденсата в пластовом газе, вплоть до околокритического состояния пластового флюида. Кроме того, глубина залегания, как правило, предопределяет ухудшенные значения фильтрационных свойств пласта. Основные газоконденсатные залежи в ачимовских пластах Уренгойской группы месторождений (Большого Уренгоя)

залегают на глубинах 3,5–4 км, при начальном давлении 60–65 МПа и температуре 100–110 °С. Значения проницаемости для газа изменяются от десятых долей до первых единиц миллидарси.

В таких условиях для обеспечения достаточных начальных величин дебитов скважин недропользователи применяют различные методы интенсификации притока и заканчивания скважин, в том числе проведение гидроразрыва пласта и бурение горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным ГРП (МГРП).

При эксплуатации таких скважин увеличиваются размеры зон накопления выпавшего в пласте конденсата. Это приводит к неравномерному воздействию закачиваемым агентом на зоны выпадения конденсата в районе разных трещин гидроразрыва пласта (портов ГРП) вдоль ствола ГС, а также к сильному снижению эффективности воздействия от цикла к циклу.

Обсудим способ повышения эффективности добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе [20].

Как и ряд известных способов, он включает бурение системы горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, эксплуатацию всех скважин в определенный период для добычи газоконденсатной смеси из пласта и последующую реализацию закачки газа в нагнетательные скважины для повышения конденсатоотдачи пласта. Его отличительные особенности состоят в следующем.

Забой скважин оборудуют компоновкой, которая позволяет осуществлять избирательное открытие и закрытие участков ствола (портов ГРП) по команде оператора с устья. В начальный период разработки залежи осуществляют эксплуатацию всех скважин для добычи газоконденсатной смеси из пласта. При этом осуществляют контроль за падением дебитов скважин по газу и конденсату и величины конденсатогазового фактора (КГФ) – при достижении ими заранее определенных значений осуществляют обработку забоев скважин агентом для борьбы с накоплением конденсата в околоскважинной зоне. Обработку проводят путем закачки агента, открывая участки ствола в заранее определенной последовательности

для обеспечения полноты охвата обработкой всех портов ГРП. После закачки агента выдерживают скважину в простое 3–15 дней и вновь запускают для добычи газоконденсатной смеси, одновременно или последовательно открывая порты ГРП.

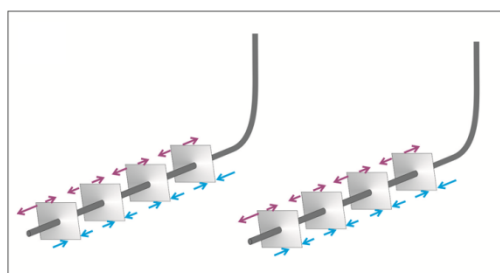
Добычу с периодическими обработками повторяют до тех пор, пока прирост дебитов газа и конденсата и значений КГФ после очередной обработки не станет ниже заранее определенного уровня. Далее переходят к эксплуатации скважин в режиме циклического воздействия газом для поддержания давления и повышения конденсатоотдачи, которая включает периоды закачки газа, остановки скважины на выдержку и добычи газоконденсатной смеси. В периоды закачки открывают заранее определенные порты ГРП и осуществляют через них закачку газа в объеме, не превышающем насыщенный углеводородами объем пор пласта в расчетной области воздействия. Затем осуществляют остановку скважины на выдержку для обеспечения массообмена между закачанным газом и пластовым флюидом. Далее открывают оставшиеся порты ГРП, в которые не производили закачку газа, и осуществляют добычу из пласта газоконденсатной смеси до тех пор, пока дебиты газа и конденсата и величина КГФ не снизятся до заранее определенных значений.

Эксплуатацию в режиме циклического воздействия повторяют до тех пор, пока прирост дебита конденсата и значений КГФ после очередных периодов закачки и остановки на выдержку не станет ниже заранее определенного уровня. Далее переходят к постоянному воздействию газом для поддержания пластового давления и повышения конденсатоотдачи путем закачки газа в нагнетательные скважины и добычи газоконденсатной смеси из добывающих скважин.

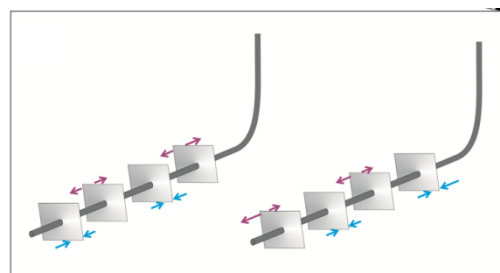
При этом контролируют прорывы закачиваемого газа в добывающие скважины по значениям КГФ и концентрации закачиваемого газа в добываемой газоконденсатной смеси, а также открывают и закрывают отдельные порты ГРП на добывающих и нагнетательных

скважинах, чтобы минимизировать прорывы и регулировать равномерность охвата воздействием нагнетаемого газа области между добывающими и нагнетательными скважинами.

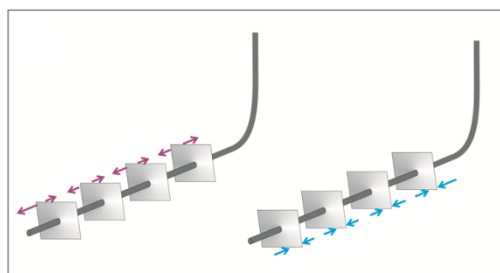
Схематично описанный способ показан на рис. 7.



Этап 1: истощение, периодические обработки агентами для борьбы с «банками», переключение портов ГРП для равномерной обработки



Этап 2: Huff&Puff (газовые агенты): закачка – выдержка – добыча, чередование нагнетающих и добывающих портов ГРП



Этап 3: закачка газовых агентов в режиме вытеснения (сайклинг-процесс, CO₂), управление портами для повышения равномерности охвата

Рис. 7. Способ разработки газоконденсатной залежи в низкопроницаемом пласте при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе [20]

Технический результат заключается в повышении эффективности добычи газа и конденсата из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах путем реализации последовательности операций, обеспечивающих уменьшение накопления конденсата в околоскважинных зонах, снижение темпов падения дебитов газа и конденсата и пластового давления, повышение равномерности дренирования запасов газа и конденсата и частичную добычу выпавшего конденсата за счет его вытеснения и испарения в газовую фазу.

Предлагаемый способ является полностью реализуемым на современном

уровне развития техники. Его применение позволяет повысить эффективность добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах, при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе.

Исследование скважин и пластов

В серии статей [21–28, 31, 32] и патентов [29, 30, 33] специалисты лаборатории газонефтеконденсатоотдачи предложили ряд специализированных технологий исследования скважин и пластов. Их главная цель – определение свойств пласта в условиях естественного залегания.

Первая серия работ [21–28] касается определения функций относительных фазовых проницаемостей по результатам комплексной совместной интерпретации данных гидродинамических и геофизических исследований скважин (ГДИС и ГИС) по специализированным технологиям [29, 30]. Вторая серия работ [31, 32] посвящена определению анизотропии проницаемости, включая вертикальную проницаемость по данным 3D-гидро-прослушивания. В рамках данного исследования предполагается наличие одной возбуждающей скважины и серии регистрирующих, веером расположенных вокруг возмущающей. Для достоверной оценки вертикальной проницаемости забои скважин должны быть разнесены по вертикали.

Изначальная идея статьи [21] применительно к газовым скважинам рассмотрена в публикации [22]. В статьях [23–28] представлены 3 варианта опробования идеи [21, 22] на реальных скважинах. Каждая из реализаций [23–28] характеризовалась своими особенностями проведения исследования, набором измеряемых параметров, а также совместной (но осуществляемой отдельно) интерпретации данных ГДИС и ГИС. Идеальная компоновка, позволяющая выполнять все необходимые измерения в процессе проведения исследования, представлена в описании патента [33].

В целях устранения разрыва при последовательном способе интерпретации данных ГДИС и ГИС предприняты усилия по включению в задачу прогнозирования эффекта от различной минерализации водной фазы. Данная опция необходима в силу использования воды различной минерализации при проведении исследований с целью определения водонасыщенности в околоскважинной области методами ГИС.

В рамках развития не имеющих прямых мировых аналогов специализированных методов исследования скважин для определения в условиях пласта параметров совместного течения нефти и воды разработаны новый математический алгоритм и программа численного решения прямых и обратных задач двухфазной фильтрации с учетом переменной минерализации водной фазы. Новая постановка прямой задачи включает дополнительный солевой компонент с различной концентрацией в подвижной и связанной воде. В обратной задаче невязка расчетных и фактических значений концентрации соли в добываемой воде включается в минимизируемый критерий качества. Для решения обратной задачи применяется оригинальный подход на основе современных методов теории оптимального управления. Программная реализация протестирована на синтетических примерах и использована для анализа изменения минерализации водной фазы в процессе исследования одной из скважин в Западной Сибири. На рис. 8 представлена динамика изменения минерализации при планируемом исследовании скважины.

О некоторых проблемах, сопровождающих процесс разработки месторождений

С использованием геолого-геофизических данных по мощности и литологическому составу пород коллекторов, их прочностных свойств и методов математического моделирования была произведена оценка деформации геологической среды в процессе разработки месторождений. Дана оценка уровня деформации земной поверхности для законсервированных скважин, а также предполагаемых изменений ландшафтных условий на территории нефтегазовых месторождений.

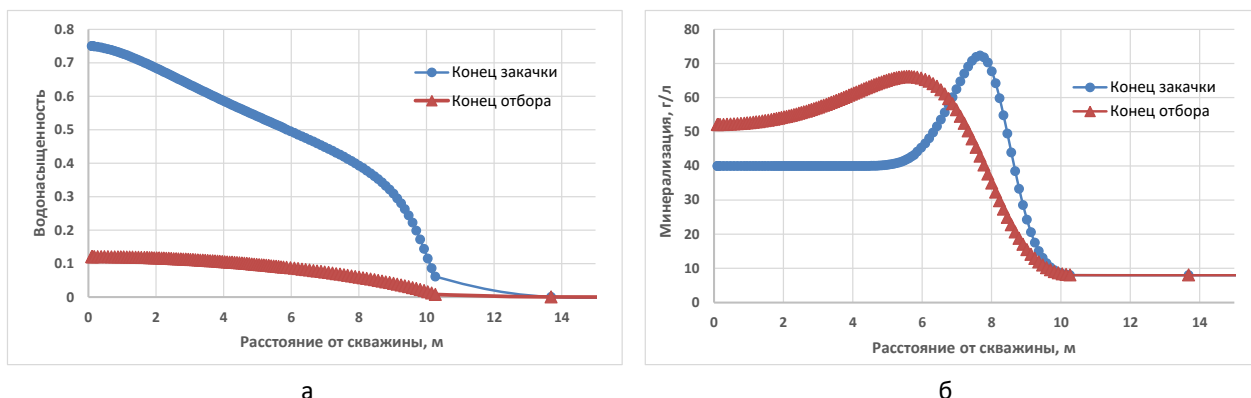


Рис. 8. Модельные распределения на моменты окончания периодов закачки воды и отбора флюидов из пласта: а – водонасыщенности (нормировка по эффективному поровому объему); б – минерализации водной фазы [34]

Проведен анализ и обобщение физических и физико-химических процессов, оказывающих дополнительное воздействие на деформации пород коллектора и перекрывающих его отложений при разработке месторождений. Выполнена оценка деформации земной поверхности и образующихся углов ее наклона при образовании обширных осадков над разрабатываемым месторождением УВ. Уровень деформации горных пород в центральной зоне оседания земной поверхности составляет в среднем для таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское и Бованенковское, 10^{-4} – 10^{-5} , а углы наклона земной поверхности характеризуются значениями 10^{-3} – 10^{-5} градусов. При этом величина обширной просадки в среднем для данных месторождений составляет порядка 1 м. Результаты представлены в публикациях [35–39].

О влиянии техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин говорится в обобщающей работе [39]. В указанной статье приводится обзорная информация о влиянии геодинамических процессов, происходящих в результате снижения пластового давления в разрабатываемых месторождениях, на состояние скважин, герметичность их обсадных колонн и заколонных пространств. Представлена последовательность мероприятий, необходи-

мых для учета указанных процессов при проектировании разработки нефтегазовых месторождений и сооружении скважин.

Несколько слов о результатах, полученных в области ИК-Фурье спектроскопии при выполнении исследований по рассматриваемой теме госзадания [30–45]. В последние годы активно разрабатывалось новое направление – интегральная ИК-Фурье спектроскопия. Основное отличие от обычной ИК-Фурье спектроскопии состоит в том, что все измерения проводятся в кюветах оптической толщиной 1,5–2,5 мм. Был предложен, протестирован и аттестован ряд авторских методик, использующих новый подход к проведению различных исследований методами ИК спектроскопии. В основном они касались способов оперативного контроля состава добываемых и технологических флюидов:

- определение типа жидкого углеводородного флюида (нефть/конденсат) в продукции добывающей скважины;
- измерение массового содержания нефти в потоке воды;
- определение метанола в газовом конденсате;
- определение содержания парафинов в конденсатах конденсатогазовых месторождений;
- определение массовой доли парафинов в газовом конденсате.

В 2022 г. изыскания в этом направлении продолжились – получен патент RU 2766530 С1 [43].

Резюмируя, можно утверждать, что в рамках выполняемой темы госзадания на основе комплексного научно-методического подхода обоснованы технологические решения по совершенствованию систем разработки залежей углеводородов при наличии подошвенной воды в различных геолого-физических условиях, включая применение альтернативы технологии гидроразрыва пласта в виде циклического геомеханического воздействия для нефтяных залежей в низкопроницаемых карбонатных коллекторах Республики Татарстан [10]; специализированную систему разработки для водоплавающих газовых залежей [12, 13]; технологию вертикально-латерального заводнения для нефтяной оторочки, подстилаемой водой (на примере месторождения Монги о. Сахалин) [46, 47].

Заключение

Полученные за период 2017–2022 гг. результаты условно можно разделить на следующие группы:

1) по численному моделированию:

– новый подход к адаптации истории разработки, когда ассимиляция замеряемых данных на промысле в 3D-модели пласта происходит на основе сохранения принципов

геологического моделирования за счет вариации параметров геостатистической модели,

– новый подход к моделированию неравновесности фазового поведения флюидальной системы,

– новые опции моделирования специализированных исследований скважин и пластов с целью определения расширенного набора свойств пласта в натуральных условиях залегания;

2) по разработке газовых и газоконденсатных месторождений:

– альтернативный способ доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа,

– способ разработки околокритических глубокозалегающих залежей,

– новый способ циклического геомеханического воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения продуктивности добывающих скважин,

– интегральной ИК-Фурье спектроскопии;

3) по оценке сопровождающих процесс разработки месторождений деформационных процессов.

Полученные результаты будут способствовать повышению компонентоотдачи водоплавающих нефтегазовых месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M. et al. Optimal control of field development in a closed loop // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

2. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V.* Geostatistically-consistent history matching // ECMOR XIV – 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Catania, Italy, 8–11 September 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141827>
3. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Любимова О.В.* и др. Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565217280143>
4. *Ширяев И.М., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 1. Безградиентные методы оптимизации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Пат. RU 2680158 С1. Способ геомеханического воздействия на пласт № 2018112310; Заявл. 05.04.2018; Оpubл. 18.02.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 5. 12 с. <http://www1.fips.ru>
6. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Пат. RU 2680563 С1. Способ и устройство для геомеханического воздействия на пласт. № 2018112308; Заявл. 05.04.2018; Оpubл. 22.02.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 6. 22 с. <http://www1.fips.ru>
7. *Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С.* и др. Техничко-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 6(78). С. 24–29.
8. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryaynov R.A.* et al. Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. P. 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009>
9. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Закирянов Р.А., Гирфанов И.И.* Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии // Нефтяная провинция. 2020. № 3(23). С. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>
10. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н.* и др. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
11. *Индрупский И.М., Анিকেев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В.* Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7>
12. *Закиров Э.С., Анিকেев Д.П., Закиров С.Н., Алексеева Ю.В.* О способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 7(103). С. 22–27.
13. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анিকেев Д.П.* Пат. RU 2594496 С1. Способ доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. № 2015126934/03; Заявл. 07.07.2015; Оpubл. 20.08.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 23. 12 с. <http://www1.fips.ru>
14. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тупышев М.К.* Пат. RU 2681144 С1. Способ контроля за разработкой газового месторождения. № 2018103869; Заявл. 01.02.2018; Оpubл. 04.03.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 7. 7 с. <http://www1.fips.ru>

15. *Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M.* Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1391. P. 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
16. *Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S.* Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 184. P. 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>
17. *Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
18. *Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S. et al.* Numerical simulation of non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons for modeling oil and gas fields with gas injection // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 17–19 September 2019. Paper SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
19. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>
20. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Алексеева Ю.В.* Пат. RU 2785575 С1. Способ разработки газоконденсатной залежи. № 2021136314; Заявл. 09.12.2021; Опубл. 08.12.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 34. 10 с. <http://www1.fips.ru>
21. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С. 113–115.
22. *Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрупский И.М.* Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов // Газовая промышленность. 2003. № 9. С. 61–63.
23. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
24. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* New approaches in well testing // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12–15 June 2006. Paper SPE-100136-MS. <https://doi.org/10.2118/100136-MS>
25. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 162011-MS. <https://doi.org/10.2118/162011-MS>
26. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В. и др.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 56–60.
27. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В. и др.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

28. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* In-situ determination of displacement efficiency and oil and water relative permeability curves through integrated well test study at exploration-to-pilot stage of the oilfield development project // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181967-MS. <https://doi.org/10.2118/181967-MS>

29. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2213864 С2. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважин и пластов. № 2001132910/03; Заявл. 06.12.2001; Опубл. 10.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 28. 41 с. <http://www1.fips.ru>

30. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Пат. RU 2258137 С1. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважины, вскрывшей нефтегазовую залежь. № 2004119525/03; Заявл. 29.06.2004; Опубл. 10.08.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 22. 10 с. <http://www1.fips.ru>

31. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С. и др.* Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Сб. тр. VII Международного технологического симпозиума. М.: Московский институт нефтегазового бизнеса, 2008. С. 49–63.

32. *Закиров Э.С., Брадулина О.В., Мамедов Т.М.* Глубинное зондирование в анизотропных коллекторах с целью построения 3D модели пласта // Современные проблемы нефтеотдачи пластов – Нефтеотдача-2003: Сб. тез. I Международной научной конференции. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2003. С. 35.

33. *Васильев И.В., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2531414 С1. Способ компоновки внутрискважинного и устьевого оборудования для проведения исследований скважины, предусматривающих закачку в пласт агента нагнетания и добычу флюидов из пласта. № 2013125084/03; Заявл. 30.05.2013; Опубл. 20.10.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2014. Бюл. № 29. 14 с. <http://www1.fips.ru>

34. *Shishkina O.A., Indrupskiy I.M.* Adjoint numerical method for a multiphysical inverse problem of two-phase well testing in petroleum reservoirs // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2090. P. 012139. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2090/1/012139>

35. *Никонов А.И.* Применение метода структурного дешифрирования с целью выявления потенциально опасных деформаций земной поверхности и зон вертикальных флюидоперетоков в пределах локальных платформенных структур (на примере Совхозного ПХГ) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16>

36. *Кузьмин Ю.О., Никонов А.И.* Результаты геодинамических наблюдений на месторождении Жанажол, Казахстан // Наука и технологические разработки. 2021. Т. 100, № 4. С. 25–43. <https://doi.org/10.21455/std2021.4-3>

37. *Никонов А.И.* Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5>

38. Никонов А.И. Геодинамические факторы стратификации многопластовых месторождений углеводородов: образование зон горизонтальной трещиноватости и вертикальной пространственно-временной проницаемости в пределах локальных структур // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720>

39. Тупысев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11>

40. Василенко П.А., Корниенко С.Г., Примерова О.В. Определение массовых долей нефти и газового конденсата в продукции нефтегазоконденсатных скважин методом ИК-спектromетрии // Журнал аналитической химии. 2018. Т. 73, № 8. С. 613–621. <https://doi.org/10.1134/S0044450218080091>

41. Горохов А.В., Василенко П.А. Портативный ИК-спектрометр для предприятий нефтегазового комплекса и контроля загрязнения окружающей среды // Приборы. 2020. № 9(243). С. 52–55.

42. Василенко П.А., Корниенко С.Г. Определение содержания нефтепродуктов в почве с естественной влажностью ИК-спектрометрическим методом // Журнал аналитической химии. 2022, Т. 77, № 5. С. 433–437. <https://doi.org/10.31857/S0044450222030124>

43. Василенко П.А., Корниенко С.Г. Пат. RU 2766530 С1. Способ определения массового содержания нефтепродуктов в почвах методом инфракрасной спектromетрии. № 2021106718; Заявл. 16.03.2021; Оpubл. 15.03.2022—// Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 8. 6 с. <http://www1.fips.ru>

44. Василенко П.А., Якубсон К.И. Пат. RU 2693566 С1. Способ раздельного определения содержания нефти и газового конденсата в продукции нефтегазоконденсатных скважин. № 2016125893; Заявл. 29.06.2016; Оpubл. 03.07.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 19. 13 с. <http://www1.fips.ru>

45. Василенко П.А., Курьяков В.Н., Горохов А.В. Пат. RU 2702704 С1. Экспрессный способ обнаружения взвеси твердых парафинов в продукции нефтегазоконденсатных скважин. № 2019105679; Заявл. 28.02.2019; Оpubл. 09.10.2019—// Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 28. 9 с. <http://www1.fips.ru>

46. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Сун Г.С. и др. Геологические особенности нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-30-33>

47. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Ха А.Х. и др. Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 9. С. 104–108. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-9-104-108>

Информация об авторе

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Improvement in simulation methods, laboratory studies and field surveys for creating new technologies of efficient environmentally friendly hydrocarbon production at complex geological conditions

E.S. Zakirov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. This article discusses a number of results obtained within the similarly entitled OGRI RAS State Contract during 2017–2022. To a large extent, the focus of the presentation is shifted to the results of a particular interest to the gas industry. Some of them could be directly applied at various fields of PJSC Gazprom. The results can be broadly subdivided into the following groups: numerical simulation, development of gas and gas-condensate fields, assessment of deformation processes accompanying field development.

Keywords: environmentally friendly technologies, hydrocarbon field development, improved component recovery, near-critical condition, hard-to-recover reserves, cyclic geomechanical treatment, geodynamic processes caused by field development, Fourier-transform IR spectrometry

Citation: *Zakirov E.S.* Improvement in simulation methods, laboratory studies and field surveys for creating new technologies of efficient environmentally friendly hydrocarbon production at complex geological conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 188–209. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art12> (In Russ.).

References

1. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Optimal control of field development in a closed loop // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
2. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V.* Geostatistically-consistent history matching // ECMOR XIV – 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Catania, Italy, 8–11 September 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141827>
3. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V.* et al. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models // Doklady Earth Sciences. 2017. Vol. 476, No. 2. P. 1120–1124. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17100117>
4. *Shiryayev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 1. Non-gradient optimization methods // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 2(21). P. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28> (In Russ.).
5. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M.* et al. Pat. RU 2680158 C1. Method of formation geomechanical impact. No. 2018112310; Appl. 05.04.2018; Publ. 18.02.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 5. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
6. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M.* et al. Pat. RU 2680563 C1. Method and device for formation geomechanical impact. No. 2018112308; Appl. 05.04.2018; Publ. 22.02.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 6. 22 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

7. *Zakirov S.N., Drozdov A.N., Zakirov E.S.* et al. Technical and technological aspects of geomechanical treatment of a formation // Business Magazine Neftegaz.RU. 2018. No. 6(78). P. 24–29. (In Russ.).
8. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryaynov R.A.* et al. Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. P. 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009>
9. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryaynov R.A., Girfanov I.I.* Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // Neftyanaya Provintsiya. 2020. No. 3(23). P. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98> (In Russ.).
10. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N.* et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a Tournaisian carbonate reservoir // Journal of Mining Institute. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/pmi.2023.5>
11. *Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V.* Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7> (In Russ.).
12. *Zakirov E.S., Anikeev D.P., Zakirov S.N., Alekseeva Yu.V.* About the method of further development of bottom water-drive low-pressure gas reserves development // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 7(103). P. 22–27. (In Russ.).
13. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* Pat. RU 2594496 C1. Method for further development of bottom water-drive reservoir with low pressure gas reserves. No. 2015126934/03; Appl. 07.07.2015; Publ. 20.08.2016 // Inventions. Utility models. 2016. Bull. No. 23. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
14. *Abukova L.A., Abramova O.P., Tupysev M.K.* Pat. RU 2681144 C1. Method for control over gas deposit development. No. 2018103869; Appl. 01.02.2018; Publ. 04.03.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 7. 7 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
15. *Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M.* Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1391. P. 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
16. *Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S.* Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 184. P. 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>
17. *Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S.* et al. Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
18. *Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S.* et al. Numerical simulation of non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons for modeling oil and gas fields with gas injection // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 17–19 September 2019. Paper SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
19. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>

20. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Alekseeva Yu.V.* Pat. RU 2785575 C1. Method for developing a gas condensate deposit. No. 2021136314; Appl. 09.12.2021; Publ. 08.12.2022 // Inventions. Utility models. 2022. Bull. No. 34. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
21. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* New approach toward wells and formations surveys // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2002. No. 6. P. 113–115. (In Russ.).
22. *Zakirov E.S., Tarasov A.I., Indrupskiy I.M.* A new approach to gas well testing and observed results interpretation // *Gazovaya Promyshlennost*. 2003. No. 9. P. 61–63. (In Russ.).
23. *Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* et al. In-situ relative permeability evaluation // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2008. No. 5. P. 38–42. (In Russ.).
24. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. New approaches in well testing // SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12–15 June 2006. Paper SPE-100136-MS. <https://doi.org/10.2118/100136-MS>
25. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 162011-MS. <https://doi.org/10.2118/162011-MS>
26. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 1) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 9. P. 56–60. (In Russ.).
27. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 10. P. 90–93. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>
28. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. In-situ determination of displacement efficiency and oil and water relative permeability curves through integrated well test study at exploration-to-pilot stage of the oilfield development project // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181967-MS. <https://doi.org/10.2118/181967-MS>
29. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P.* Pat. RU 2213864 C2. Method of investigation and interpretation of results of well and formation investigations. No. 2001132910/03; Appl. 06.12.2001; Publ. 10.10.2003 // Inventions. Utility models. 2003. Bull. No. 28. 41 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
30. *Zakirov S.N., Zakirov E.S.* Pat. RU 2258137 C1. Survey performing and survey result interpretation method for well opened-up oil-and-gas bed. No. 2004119525/03; Appl. 29.06.2004; Publ. 10.08.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 22. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
31. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Levchenko V.S.* et al. Vertical and 3D interference testing of productive layers // *New Technologies for Reclamation and Development of Hard-To-Recover Oil and Gas Reserves and Increasing Oil and Gas Recovery: Proceedings of the 7th International Technological Symposium*. Moscow: Institute of Oil and Gas Business, 2008. P. 49–63. (In Russ.).
32. *Zakirov E.S., Bradulina O.V., Mammadov T.M.* Deep sounding in anisotropic reservoirs to build a 3D reservoir model // *Modern Problems of Oil Recovery – Oil Recovery-2003: Abstracts of the 1st International Scientific Conference*. Moscow: Gubkin University, 2003. P. 35. (In Russ.).

33. *Vasil'ev I.V., Indrupskij I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* Pat. RU 2531414 C1. Method of borehole and wellhead equipment layout for well survey envisaging injection of injection fluid to formation and extraction of fluids from formation. No. 2013125084/03; Appl. 30.05.2013; Publ. 20.10.2014 // Inventions. Utility models. 2014. Bull. No. 29. 14 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
34. *Shishkina O.A., Indrupskiy I.M.* Adjoint numerical method for a multiphysical inverse problem of two-phase well testing in petroleum reservoirs // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2090. P. 012139. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2090/1/012139>
35. *Nikonov A.I.* The use of structural interpretation method for detecting potentially dangerous surface deformations and vertical fluid flows on local platform structures (the case of Sovkhoznoye underground gas storage) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). P. 16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16> (In Russ.).
36. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Results of geodynamic observations at the Zhanazhol field, Kazakhstan // Seismic Instruments. 2022. Vol. 58, No. 3. P. 283–294. <https://doi.org/10.3103/S0747923922030094>
37. *Nikonov A.I.* Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5> (In Russ.).
38. *Nikonov A.I.* Geodynamic factors of multilayer hydrocarbon fields stratification: formation of horizontal fracture zones and vertical spatial-temporal permeability within local structures // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720> (In Russ.).
39. *Tupysev M.K.* The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11> (In Russ.).
40. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G., Primerova O.V.* Spectrometric determination of weight fractions of oil and gas condensate in products oil and gas condensate wells // Journal of Analytical Chemistry. 2018. Vol. 73, No. 8. P. 777–785. <https://doi.org/10.1134/S1061934818080099>
41. *Gorokhov A.V., Vasilenko P.A.* Portable IR spectrometer for oil and gas enterprises and environmental pollution control // Pribory. 2020. No. 9(243). P. 52–55. (In Russ.).
42. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G.* Quantification of petroleum products in soil of natural moisture content by IR spectrometry // Journal of Analytical Chemistry. 2022. Vol. 77, No. 5. P. 563–566. <https://doi.org/10.1134/S106193482203011X>
43. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G.* Pat. RU 2766530 C1. Method for determining the mass content of petroleum products in soils by means of infrared spectrometry. No. 2021106718; Appl. 16.03.2021; Publ. 15.03.2022 // Inventions. Utility models. 2022. Bull. No. 8. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
44. *Vasilenko P.A., Yakubson K.I.* Pat. RU 2693566 C1. Method for separate determination of oil and gas condensate content in oil and gas condensate wells production. No. 2016125893; Appl. 29.06.2016; Publ. 03.07.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 19. 13 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
45. *Vasilenko P.A., Kuryakov V.N., Gorokhov A.V.* Pat. RU 2702704 C1. Express method of detecting solid paraffin suspension in oil and gas condensate wells production. No. 2019105679; Appl. 28.02.2019; Publ. 09.10.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 28. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

46. *Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Sun G.S.* et al. Features of the Mongi oil-gas-condensate field development (Sakhalin Island)// *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 8. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-30-33> (In Russ.).

47. *Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Ha A.H.* et al. Features of the Mongi oil-gas-condensate field development (Sakhalin Island) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 9. P. 104–108. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-9-104-108> (In Russ.).

Information about the author

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Received 25.07.2023