



III Международная научно–практическая конференция

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

20 SP 20 RS RS 20



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



г. Москва
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

23–24 сентября 2020

Партнеры конференции



Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром ВНИИГАЗ»

III Международная научно-практическая конференция

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ
(SPRS-2020)**

23–24 сентября 2020 г.

Тезисы докладов

Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020): тезисы докладов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – 140 с.

Настоящий сборник составлен по материалам III Международной научно-практической конференции, проходившей в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 23–24 сентября 2020 г.

Структура сборника соответствует Программе конференции.

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Актуальные задачи исследований нефтегазовых пластовых систем в ПАО «Газпром»

*В.В. Рыбальченко
(ПАО «Газпром»)*

Комплексному исследованию первичных геологических материалов – керн глубоких скважин и проб пластовых флюидов – на всех этапах развития ПАО «Газпром» уделялось большое внимание. В научных подразделениях Общества в разные годы работали видные ученые, труды которых заложили фундаментальные теоретические основы в области изучения коллекторов, флюидоупоров, газовых и газоконденсатных систем, получившие развитие в прикладных направлениях и технологиях.

Современный этап развития минерально-сырьевой базы (МСБ) требует проведения все более углубленных и разноплановых исследований состава и свойств объектов поисков и освоения для детального определения начальных параметров пластовых систем, прогноза их отклика на применение различных технологий разработки, мониторинга свойств в процессе ее реализации. Развивающаяся в последние 10–15 лет тенденция ухудшения качественных характеристик сырьевой базы проявляется в увеличении доли объектов в коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, возрастании запасов залежей с флюидами многокомпонентного состава, а также залежей, находящихся на средних и больших глубинах в условиях высоких температур и давлений. Особую сложность представляет освоение нетрадиционных источников углеводородов, в том числе угольного газа.

Задачи развития Компании на современном этапе требуют развития мобильных лабораторий для повышения оперативности получаемых результатов. Существующие ограничения в приобретении аппаратуры, экспериментальных установок и комплектующих зарубежного производства вызывают необходимость выполнения опытно-конструкторских разработок. Важную роль в поисках оптимальных путей их решения играет обмен опытом с ведущими учеными и исследовательскими центрами других компаний, площадкой для которого является международная конференция «Актуальные вопросы исследования пластовых систем» (SPRS-2020), проводимая в третий раз на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Дальнейшее развитие Корпоративной системы работ с керновым материалом и пластовыми флюидами будет способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ, рациональному и сбалансированному освоению минерально-сырьевой базы, обеспечит необходимую информационную поддержку принятия управленческих решений по развитию газодобычи.

Комплексные исследования пластовых систем месторождений углеводородов в ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы

*М.Ю. Недзвецкий, И.Г. Волынец, А.Е. Рыжов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В структуре ПАО «Газпром» центрами исследований керна и флюидов обеспечивается широкий комплекс исследований кернового материала и проб пластовых флюидов, отвечающий задачам и современным требованиям геологоразведки и проектирования разработки месторождений. В корпоративном и региональных кернохранилищах и флюидохранилище осуществляется учет, паспортизация и длительное кондиционное хранение керна и проб флюидов, формирование и хранение коллекций керна по всем лицензионным участкам ПАО «Газпром» и дочерних обществ. Выполняются научно-исследовательские работы, базирующиеся на данных исследований пластовых систем; опытно-конструкторские разработки пробоотборного и лабораторного оборудования, в том числе в настоящее время проводятся заводские испытания опытного образца комплекса экспериментального оборудования для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пласт. Разрабатываются нормативно-методические документы системы стандартизации ПАО «Газпром» в области отбора, транспортировки, исследований, хранения керна и пластовых флюидов, экспериментальных исследований флюидальных систем на установках фазовых равновесий.

В докладе рассматривается текущее состояние работ с керном и пластовыми флюидами в ПАО «Газпром», показаны объемы исследований и хранения керна и проб флюидов. Отмечены особенности и актуальные проблемы исследований пластовых систем в ключевых регионах проведения геологоразведочных работ ПАО «Газпром». Подчеркнута необходимость совершенствования существующих методов и технологий для повышения качества исследований сложнопостроенных, засоленных, низкопроницаемых, слабосцементированных коллекторов, месторождений континентального шельфа РФ.

Освещены последние изменения, внесенные в Закон «О недрах» и Налоговый кодекс РФ для стимулирования освоения залежей трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Цифровые скважины и месторождения

*А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин, В.Е. Столяров
(Институт проблем нефти и газа РАН)*

В период усиливающейся конкуренции на энергетическом рынке на первый план перед отечественными газодобывающими и сервисными компаниями выходит задача кардинального переосмысления своей деятельности и подходов к обеспечению ее эффективности. Решение этой задачи требует фокусировки внимания на ключевых факторах, влияющих на операционную деятельность компаний, важнейшим из которых является обеспечение безаварийного цифрового газового производства на основе внедрения автоматизации производственных процессов на базе систем искусственного интеллекта. Искусственный интеллект и машинное обучение, или вычислительный интеллект, являются наукой и техникой, направленной на создание интеллектуальных инструментов, устройств, комплексов и систем безаварийного производства. Применение методов искусственного интеллекта для решения проблем безаварийного цифрового производства в газовой отрасли становится все более востребованным и приемлемым с экономической точки зрения. Нефтегазовая скважина является основным технологическим объектом и средством, определяющим эффективность добычи на всех стадиях жизненного цикла месторождения. В материалах представлено описание перспективной технологии, обеспечивающей снижение уровня аварийности. Содержится перечень мероприятий для предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта, промышленного интернета и индустриального блокчейна, проводимых в рамках создания цифрового месторождения. По оценкам экспертов, интеллектуальные высокотехнологичные скважины позволяют обеспечить эффективное управление добычей и быструю экономическую отдачу от инвестиций, что позволяет снизить стоимость освоения на 3–5 % и эксплуатационные затраты не менее чем на 20 %. Предлагаемые технологии позволяют оптимизировать стоимость строительства скважин, обеспечить повышение уровня добычи продукции (нефть и газ) за счет интегрального применения технологий Индустрии 4.0, в том числе для шельфовых проектов.

Интеграция предиктивной аналитики (на основе современных компьютерных технологий) с результатами опыта строительства объектов месторождения, возможностями инструментов искусственного интеллекта позволяют обеспечить улучшение мониторинга динамического процесса бурения и эксплуатации, организации процесса безаварийной производственной деятельности в газовой отрасли. В рамках созданной системы по предсказанию основных видов осложнений в процессе бурения, при проведении работ по гранту от 22.11.2019 № 075-15-2019-1688, был разработан и апробирован ряд современных методов интеллектуального анализа данных (Data Driven methods), в том числе на основе технологий

машинного обучения и нейронных сетей Data Driven моделей, продемонстрировавших свою эффективность на доступных небольших объемах симуляционных и реальных данных бурения скважин.

Безаварийное цифровое газовое производство обеспечивает увеличение извлекаемых запасов нефтегазодобычи при эксплуатации не менее 10 %, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат около 10–25 %. Безаварийное цифровое газовое производство развивается на солидном инструментальном базисе, включая волоконно-оптические технологии, системы управления и сбора информации о состоянии пласта и скважин, систем поддержки принятия решений на основе постоянно действующих геологотехнологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна, высокоскоростных каналов обмена данными с использованием спутниковых группировок, а также беспроводных каналов связи для кустовых площадок скважин.

Повышение нефтеотдачи при низкоминерализованном заводнении в керне-песчанике как результат изменения смачиваемости и миграции мелкодисперсных частиц

Г. Лой, С. Нгуен, А. Аль-Сарихи, А. Бадалян, В. А. Зейнижахром, П. Бедриковецкий (Университет Аделаиды, Австралия), В. Ахметгареев, Р. Хисамов (ПАО «Татнефть»)

Представлены результаты исследований комбинированных эффектов увеличения нефтеотдачи пластов, таких как миграция пластовых мелкодисперсных частиц и изменение смачиваемости поверхности пор за счет низкоминерализованного заводнения. Получение значительного объема дополнительной нефти во время низкоминерализованного заводнения указывает на его преимущество перед заводнением сточной высокоминерализованной водой. Низкоминерализованное заводнение приводит к мобилизации пластовых мелкодисперсных частиц в керне-песчанике, их переносу внутри пористой среды, забиванию части пор этими частицами и перенаправлению вытесняющего потока в поры, заполненные нефтью. В результате понижается остаточная нефтенасыщенность и увеличивается нефтеотдача. Исследования высоко- и низкоминерализованного заводнения характеризуются соотношениями между выходными концентрациями мелкодисперсных частиц и снижением проницаемости керне-песчаника, на основе чего рассчитан коэффициент повреждения проницаемости керне.

Развитие, опыт и методология проведения геофизических исследований скважин на Киринском месторождении

*Н.А. Ершов, П.Н. Лисковий
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)*

Доклад посвящен производственному процессу выполнения геофизических исследований скважин, проведенных на Киринском месторождении. Представлена краткая информация по месторождению. Рассмотрены основные конструктивные особенности морских эксплуатационных скважин при строительстве с ППБУ/БС. Приводится пример принципиальной схемы установки наземного геофизического оборудования выполнения ГИС в условиях вертикальных и горизонтальных перемещений ППБУ/БС. Кратко выделены основные технологические особенности геофизических исследований при строительстве морских скважин. Приводится подробное описание методов выполняемых комплексов ГИС на скважинах в закрытом и открытом стволах. Рассматривается пример методики проведения каротажа в процессе бурения и его интерпретация с выделением пропластка приповерхностного газа. В заключение делается вывод о применении передовых технологий ГИС.

Методы предиктивной аналитики при планировании комплекса лабораторных исследований керна

*Д.М. Орлов, А.С. Ерофеев, Д.А. Коротеев
(ООО «Диджитал Петролеум», «Сколтех»),
А.Е. Рыжов, Е.Б. Григорьев, А.П. Федосеев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Лабораторные исследования являются ключевым элементом разведки, разработки и добычи углеводородов, требующим существенных временных и финансовых ресурсов. Ошибки при планировании исследований приводят к увеличению времени до первой добычи углеводородов и дополнительным затратам на разведку. В связи с этим актуальной задачей является оптимизация лабораторных исследований в части автоматизации части рутинных операций и извлечения большего количества практически полезной информации из проводимых исследований.

Для решения подобных задач перспективными и активно внедряемыми технологиями являются методы машинного обучения и методы автоматической диспетчеризации и планирования. На базе данных технологий уже сегодня возможно разработать и внедрить в нефтегазовую отрасль интеллектуальную систему оптимизации лабораторных исследований горных пород. Оптимизация исследований при этом происходит за счет:

- автоматической типизации и авторазметки керна на исследования по фотографиям полноразмерного керна с помощью алгоритмов машинного зрения;
- автоматического описания спектральных и текстурных характеристик полноразмерного керна в совокупности с данными других видов профильных исследований керна;
- прогноза одних характеристик горных пород по другим;
- оценки текущей степени изученности пласта на основе точности прогноза результатов различных видов исследований;
- автоматизированного управления циклом лабораторных исследований: от генерации первичных программ и планов-графиков исследований до их постоянной оптимизации.

Актуальные вопросы идентификации и прогнозирования PVT-свойств пластовых флюидов месторождений нефти и газа

А.И. Брусиловский
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

В докладе рассматриваются актуальные вопросы, связанные с получением корректной информации о свойствах пластовых углеводородных флюидов в результате проведения промысловых и лабораторных исследований и последующего математического моделирования. Акцентируется внимание на критериях получения достоверных данных, физическом смысле экспериментальных исследований и использовании их результатов при подсчете запасов и проектировании разработки залежей.

Перед специалистами стоят сложные проблемы идентификации PVT-свойств пластовых флюидов и их достоверного прогнозирования при разработке залежей с низкопроницаемыми коллекторами как на естественном режиме, так и при использовании активных методов воздействия на продуктивные пласты, сопровождающихся интенсивным межфазным массообменом, и др. Поэтому методология исследований пластовых флюидов месторождений природных углеводородов требует дальнейшего развития как в области экспериментального изучения, так и физико-математического описания процессов, сопровождающих разработку залежей. При этом важное значение приобретает изучение закономерностей и особенностей, влияющих на процессы формирования компонентоотдачи недр и требующих комплексного рассмотрения системы коллектор – флюиды.

В докладе представлен обзор постановок и результатов решения задач идентификации и прогнозирования свойств пластовых углеводородных флюидов газоконденсатных, нефтяных и двухфазных залежей. Отмечаются закономерности и особенности PVT-свойств, присущие газоконденсатным системам с уникально высоким содержанием группы компонентов C_{5+} и пластовым нефтям с повышенным газосодержанием. Акцентируется внимание на необходимости развития методологии подсчета запасов для флюидов, состояние которых в пластовых условиях характеризуется как переходное.

Методология и результаты применения фундаментальных уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств многокомпонентных углеводородных систем

*Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
И.С. Александров, А.А. Герасимов (Калининградский
государственный технический университет)»*

Эффективное моделирование технологических процессов добычи газа и конденсата, а также транспорта и переработки углеводородного сырья не может быть реализовано без надежного термодинамического обеспечения. Сложность и трудоемкость теплофизического эксперимента наряду с освоением новых месторождений и внедрением новых технологий создают дефицит информации о термодинамических свойствах (ТДС) углеводородных систем. Указанный дефицит традиционно восполняется прогнозными методами расчета, среди которых наилучшим является расчет по надежным экспериментально обоснованным фундаментальным уравнениям состояния.

В докладе обсуждается применимость наиболее широко используемых кубических уравнений состояния (КУС) для расчета ТДС и фазовых равновесий. Показано, что прогнозные возможности расчета фазовых равновесий по КУС достаточно высоки, однако ТДС передаются с большими ошибками, и, таким образом, на основе КУС невозможно получить надежные термодинамически согласованные данные на всей поверхности состояния. В качестве альтернативы КУС предлагаются эмпирические многоконстантные уравнения состояния. На основе данных уравнений разработан метод расчета ТДС и фазовых равновесий природных углеводородных систем. Установлены диапазоны применимости предлагаемого метода и определены проблемные моменты, связанные с расчетом фазовых равновесий систем, содержащих тяжелые компоненты. Одним из перспективных путей решения выявленных проблем является развитие методов расчета, базирующихся на теоретически обоснованных уравнениях состояния. В частности, предлагается методика моделирования ТДС и фазовых равновесий природных углеводородных систем на основе PC-SAFT-уравнения состояния, которая протестирована на обширном массиве экспериментальных данных о нефтяных и газоконденсатных фракциях. Обсуждаются вопросы идентификации состава сложных углеводородных смесей и повышения точности расчета фазовых равновесий.

Глубинный цикл углеводородов: результаты экспериментального моделирования и геологические данные

В.Г. Кучеров

(Королевский технологический университет, Швеция)

На основании результатов экспериментального моделирования превращения углеводородов в экстремальных термобарических условиях предложена концепция глубинного цикла углеводородов. Углеводороды, аккумулированные в земной коре, могут в составе слэба погружаться на большие глубины и сохранять свою стабильность по крайней мере до глубины 50 км. При дальнейшем погружении в результате контакта с окружающими железосодержащими минералами образуется смесь гидроксида железа и карбида железа. Карбид железа, транспортируемый в астеносфере конвективными потоками, может реагировать с водородом или с водой, присутствующей в астеносфере, и образовывать водно-углеводородный флюид. Этот флюид может мигрировать через глубокие разломы в земную кору и образовывать многопластовые залежи нефти и газа в породах любого литологического состава, генезиса и возраста. В астеносфере есть и другие доноры углерода, которые могут служить источником глубинных углеводородов. Эти углеводороды также участвуют в глубинном углеводородном цикле, являясь дополнительной ветвью общего восходящего потока водно-углеводородного флюида. Представленные экспериментальные результаты хорошо согласуются с геологическими наблюдениями.

Применение алгоритмов машинного обучения с целью сегментации и анализа фотоизображений керна в дневном и ультрафиолетовом свете

*К.А. Габдрахманова, Т.В. Мамяшев (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
В.И. Горбунов, Т.А. Салимов (ООО «Газпромнефть-ЦР»)*

С развитием современных технологий компьютерного зрения и систем искусственного интеллекта, а также с повышением требований к эффективности бизнес-процессов возникает необходимость адаптировать цикл лабораторных исследований керна к современным реалиям. От качества и состава поступающего каменного материала, скорости его приемки и анализа зависит оперативность и успешность принятия решений в рамках цикла геологоразведочных работ. По этой причине, а также ввиду необходимости снижения трудозатрат, влияния человеческого фактора и унификации процессов исследований машинная обработка фотоизображений керна в дневном и УФ свете видится эффективным решением, которое обладает большим потенциалом.

В рамках данной задачи был выполнен комплекс работ по сбору и анализу имеющегося массива данных. В частности, были подготовлены 17740 фотографий керна, исторические сведения в виде послойного литологического описания, данные об оценке качества керна. В результате анализа и балансировки массива данных на равно распределенные классы, с учетом территориальной принадлежности скважин-источников, была поставлена задача разработать алгоритм машинного обучения, который позволяет определить по фото керна с заданной точностью: тип породы (песчаник, алевролит, аргиллит), целостность (разрушен, частично разрушен, не разрушен), насыщение (нефтенасыщенный, не насыщенный), карбонатность (карбонатный, не карбонатный). Впоследствии данный data-set был дополнен и обогащен сторонними экспертами с помощью специально разработанного инструмента сегментации и классификатора пород, в результате чего были получены дополнительные сведения для обучения принятой математической модели и повышена точность распознавания. Кроме того, после адаптации алгоритма сегментатора удалось добиться преобразования контрастных границ в горизонтальные.

Направления развития в структуре ПАО «Газпром» опытно-конструкторских разработок исследовательского оборудования для изучения пластовых систем

*М.С. Рогалев, С.И. Рахимов, А.Б. Дерендяев, М.Г. Ложкин
(Научно-технологический центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
г. Тюмень)*

В настоящее время постоянно повышаются требования к качеству и объему получаемой первичной геологической информации при изучении пластовых систем. Это сопряжено с совершенствованием используемых методов измерений, разработкой и внедрением новых видов исследований. Эффективность данного процесса в значительной степени определяется возможностью модернизации или замены используемого исследовательского оборудования. Это не может оперативно реализовываться с привлечением сервисных сторонних организаций вследствие необходимости постоянной разработки нестандартных экземпляров и существующих в РФ и структуре ПАО «Газпром» программ импортозамещения.

Центры исследования пластовых систем ПАО «Газпром» имеют большой опыт создания лабораторного оборудования под совершенствующиеся и изменяющиеся методы измерений. Производимый перечень оборудования покрывает значительную часть потребности в оснащении лабораторий по исследованию пластовых систем. Это приводит к целесообразности консолидации рассматриваемых компетенций в структуре ПАО «Газпром». Данное действие позволит развить новое направление деятельности в ПАО «Газпром», повысить качество материального оснащения лабораторий, существенно сократить долю использования зарубежного оборудования в процессе исследования пластовых систем (повысить эффективность импортозамещения).

В докладе представлена информация по существующим направлениям оснащения центров исследования пластовых систем лабораторным оборудованием, по номенклатуре собственных разработок и направлениям консолидации рассматриваемой деятельности в структуре ПАО «Газпром».

Проблемы и возможности совершенствования исследования и моделирования газоконденсатных флюидов

*А.Г. Касперович (ООО «Газпром переработка»),
Д.Р. Крайн, О.А. Омельченко, Н.А. Мурыхныч
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Д.А. Рычков, Д.Г. Фатеев, Ю.В. Мамонтова
(ООО «Газпром недра»)*

Подробная информация о составе и свойствах фракций пластового газоконденсатного флюида (ГКФ) является базой для моделирования разработки месторождений, промысловой подготовки добываемого ГКФ и переработки газового конденсата. Для анализа, планирования и прогноза показателей перечисленных технологически связанных процессов логично выстроить единую комплексную систему исследования и моделирования пластового ГКФ и выделяемых из него углеводородных (УВ) потоков по технологической цепочке: пласт – скважина – промысел – завод.

В настоящее время существуют различные средства моделирования перечисленных процессов, аналитическое оборудование и стандартизированные методики исследований УВ потоков, с помощью которых экспериментально определяются и рассчитываются составы и свойства ГКФ и продуктов его подготовки и переработки. Однако пока эти работы ведутся разрозненно, без общего плана, комплексного сбора и обработки результатов. Основные недостатки действующей практики исследования и моделирования ГКФ:

- отсутствие надежных отработанных способов трансформации и передачи составов продукции скважин из модели разработки в модель промысловой подготовки;
- несоответствие хроматографических фракций, формирующих составы УВ потоков, и ректификационных фракций, выделяемых для исследований свойств;
- проведение исследований скважин и товарных продуктов промысла не включает определение фактического состава совокупного добываемого ГКФ на основе моделирования технологии его подготовки;
- отсутствие взаимодействия добывающих и перерабатывающих компаний для оперативной передачи экспериментальной и прогнозной информации о составах поставляемого с промыслов на переработку сырья.

Перечисленные проблемы не являются неразрешимыми. В докладе представлены возможные варианты создания и реализации соответствующих методик и алгоритмов на основе имеющихся наработок и опыта их применения. Комплексный подход к исследованию и моделированию ГКФ и выделяемых из него УВ-потоков обеспечит информационную связь моделей по технологической цепочке и повысит точность расчетов.

Влияние водородных технологий на подземное хранение газа

*М.П. Хайдина, Е.Б. Федорова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В соответствии с дорожной картой Минэнерго РФ «Развитие водородной энергетики России» на 2020–2024 гг. планируется начать производство и экспорт водорода, расширить использование водородных технологий внутри страны.

При транспортировке водородно-газовой смеси (ВГС) по газопроводам задействуются ПХГ. На процесс хранения ВГС оказывают влияние фазовые равновесия водорода с компонентами природного газа, включая остаточный сероводород, влагу и углекислый газ.

Внедрение агрессивного водорода в технологические цепочки ПГ требует пересмотра документов по стандартизации оборудования, материалов, технологий подземного хранения и подготовки газа к транспорту.

Ретроспективный анализ и прогноз структуры сырьевой базы в связи с задачами исследований нефтегазовых пластовых систем в ПАО «Газпром»

*А.Е. Рыжов, З.П. Склярова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.А. Никишин (ПАО «Газпром»)*

Результаты исследований первичных геологических материалов – керн глубоких скважин и проб пластовых флюидов, являющихся единственным прямым источником знаний об объектах разведки и разработки, – востребованы при решении основополагающих задач по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ) ПАО «Газпром». Залежи с запасами свободного газа на лицензионных участках Общества находятся в различных регионах, залегают в разнообразных геологических условиях на глубине от 180 до более чем 5200 м. Пластовое давление в залежах достигает 78 МПа, температура – 148 °С.

Состав флюидов весьма разнообразен: от сухого метанового газа до жирного высококонденсатного с содержанием конденсата более 1100 г/м³ и этана свыше 125 г/м³. Значительные запасы газа содержат большое количество агрессивных компонентов – сероводорода до 26 %, углекислого газа до 12 %. Из других неуглеводородных компонентов следует отметить азот, концентрация которого в газах некоторых месторождений составляет более 28 %, и гелий – до 0,7 % и более.

Ретроспективный анализ структуры сырьевой базы, а также рассмотрение вариантов планов добычи и прироста запасов на среднюю и дальнюю перспективы позволяет прогнозировать динамику структуры сырьевой базы и обозначить основные задачи и направления исследований пластовых систем (керна и флюиды), которые востребованы в настоящее время и потребуются для решения задач в будущем. Для существующих и планируемых регионов газодобычи рассмотрены основные типы пластовых систем, сформулированы актуальные направления аналитических и экспериментальных работ, необходимые для эффективного решения задач на всех этапах поисков и освоения месторождений углеводородов.

СЕКЦИОННЫЕ ЗАСЕДАНИЯ

СЕКЦИЯ А

ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Опыт научно-методического сопровождения опробования пластов на кабеле

*Н.Н. Польская, А.Ю. Самойленко, К.Г. Каган
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» –
«ВолгоградНИПИморнефть»)*

В настоящее время на практике довольно широко применяют приборы опробования пластов на кабеле.

Использование вышеуказанного оборудования позволяет решать широкий спектр задач, в том числе:

- проводить гидродинамические исследования;
- определять характер насыщения опробуемых пластов;
- отбирать представительные пробы пластовых флюидов для определения параметров для подсчета запасов и проектирования разработки.

Рынок подобных промысловых услуг в настоящее время активно развивается и представлен как российскими, так и зарубежными компаниями. Наиболее успешной и технически оснащенной, выполняющей работы в данной сфере является компания «Шлюмберже», чье оборудование позволяет выполнять исследования в сложных геологических условиях.

В филиале «ВолгоградНИПИморнефть» с 2005 г. выполняются работы по научно-методическому сопровождению опробования пластов на кабеле с последующим анализом пластовых флюидов. Сопровождение выполняется в режиме реального времени. Привлечение специалистов филиала позволяет повысить качество и информативность проводимых промысловых исследований, а в ряде случаев и сократить время скважинных работ.

Разработка рекомендаций для отбора представительных глубинных проб пластовых флюидов с применением пластоиспытательных комплексов

*А.И. Яруллина, С.В. Бакустина
(ООО «НОВАТЭК НТЦ»)*

В рамках настоящей работы выполнен анализ результатов опробования пластов на кабеле (ОПК) и лабораторных исследований глубинных проб пластовых флюидов, отобранных при испытании 221 объекта ГК ПАО «НОВАТЭК». Подробно рассмотрено влияние депрессии, загрязнений фильтратом бурового раствора (на водной и углеводородной основе), обводненности притока, качества подготовки пробоотборников на представительность проб.

Также выполнено сравнение испытаний в необсаженном стволе скважины с традиционной технологией газоконденсатных исследований; сравнение композиционных составов, определенных по оптическим датчикам, с данными хроматографических исследований в аналитической лаборатории – в результате чего выявлены факторы, влияющие на точность определения состава по глубинным анализаторам. Выполнена оценка качества отобранных проб. На основании практического опыта применения испытателей пластов на кабеле на разных объектах проведен анализ факторов, оказывающих отрицательное влияние на отбор представительной пробы пластового флюида.

Кроме того, рассмотрены и протестированы различные методы, позволяющие очистить загрязненный состав пластового флюида.

В результате анализа исследований ОПК разработан алгоритм принятия решений по выбору оптимального модуля контакта с пластом для отбора проб в зависимости от обводненности притока, типа залежи, а также сформулированы требования по выбору модуля контакта с пластом для проведения ОПК и отбора проб в зависимости от стратиграфической приуроченности интервала исследования для скважин, пробуренных на РВО и РУО.

Технологические решения по предотвращению отложения солей на объектах промышленной подготовки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

*О.А. Омельченко, Д.В. Моторин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Г.С. Кудияров (ООО «Газпром добыча Ямбург»)*

Согласно данным ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург» по работе оборудования систем осушки и подготовки газа на объектах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) существует проблема отложения солей и образования накипи на внутренних поверхностях трубопроводов, теплообменников, установке регенерации метанола. В настоящее время для борьбы с данными осложнениями установлены приборы электромагнитной импульсной обработки «HydroFLOW C-120Ex», а также генераторы акустических колебаний «Импульс». Данное оборудование не решает проблемы при высокотемпературных режимах теплообменников и установки регенерации метанола. А именно в условиях интенсивного нагрева (на теплообменниках и на внутренних элементах колонны регенерации метанола) происходит активное отложение солей жесткости с образованием конгломератов с продуктами коррозии (отложения имеют коричневый цвет и магнитные свойства). На теплообменниках насыщенный ВМР нагревается до температур порядка 60–80 °С, верх колонны УРМ имеет температуру 60–70 °С, куб колонны соответственно до 100 °С. Высокая температура нагрева насыщенного ВМР приводит к дистилляции солевых отложений. В качестве основного технологического решения данной проблемы было предложено предусмотреть установку предварительного извлечения солей. На данный момент рассматривается блочная станция очистки с применением технологии обратного осмоса, блоков коагуляции, баромембранных технологий. При этом отмечена необходимость создания опытной установки с небольшой производительностью на месте заказчика для проведения опытно-промышленных испытаний и настройки технологии (апробация материалов, пропускной способности мембран и т.д.). Помимо основного решения были также предложены различные способы защиты оборудования от солеотложений. В частности, предложены эффективные методы реагентных способов очистки оборудования от отложений солей и предупреждения их осаждения. Для решения данной проблемы на установке регенерации метанола дополнительно предложено несколько вариантов ее реконструкции. Первый вариант – техническая реконструкция колонны регенерации существующей установки (описан способ реконструкции). Второй вариант – предложена альтернативная установка регенерации метанола, работающая на принципе ректификации насыщенного ВМР, исключаящим высокотемпературный нагрев – центробежная ректификация.

Алгоритм обоснования использования технологии отбора глубинных проб с азотной компенсацией давления

*Г.Д. Сергеев, Е.Н. Липатникова
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова),
А.А. Лобанов, С.А. Федоровский, И.О. Промзелев,
Е.В. Тихомиров, В.В. Жуков (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
В.А. Коваленко (ООО «Газпромнефть-ННГФ»)*

С усложнением горно-геологических условий качественный отбор проб пластовых флюидов становится все более трудной задачей, для решения которой требуются новые технологии и глубокое понимание физико-химических процессов, протекающих в пласте и скважине. Одним из таких решений является использование глубинных пробоотборников с азотной компенсацией давления – относительно новое для РФ направление, которое могут предложить сервисные компании. Однако отсутствие четких критериев обоснования необходимости использования дорогостоящих компенсаторных пробоотборников приводит к сдерживанию их применения. В качестве таких критериев предложено использовать результаты оценки стабильности асфальтенов (степени вероятности отложений асфальтенов), а также приведено описание разработанного алгоритма экспертной оценки необходимости применения компенсаторного отбора.

Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходомерии на газоконденсатных объектах

Е.А. Громова, С.А. Заночуев
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Автоматизация процессов добычи углеводородов предполагает использование в технологических схемах современных устройств для замера расходов добываемой продукции. С этой целью в пределах компании НК «Роснефть» реализуется крупный пилотный проект использования многофазных расходомеров (МФР) для отдельного замера дебитов на газоконденсатных ачимовских залежах АО «РоспанИнтернешнл».

Основными задачами данного проекта являются осуществление замера дебитов в реальном времени, учет добычи конденсата и газа по отдельным скважинам, обеспечение оперативного управления добычей и поддержание стабильного режима загрузки УКПГ, а также повышение качества адаптации гидродинамических моделей.

Точность измерений объемных или массовых расходов сред с использованием МФР напрямую зависит от знания фазового поведения потока в термобарических условиях замера.

Для измерения с помощью МФР дебита нефтяных систем достаточно использовать модель «Black Oil», хорошо описывающую объемные соотношения измеряемых газовой и жидкой фаз.

В условиях газоконденсатного потока, когда объемная доля жидкости в условиях проведения измерений не превышает единиц процентов, ошибка в определении объема жидкости многократно возрастает. В этом случае только детальное лабораторное определение составов и свойств газовых и жидких фаз в условиях замера, а также создание индивидуальной модели (FluidsID, FID), описывающей изменение свойств флюида в некотором «рабочем» диапазоне давлений и температур, может обеспечить требуемую точность, которая позволяет решать поставленные задачи.

На базе лаборатории исследований свойств пластовых флюидов ООО «ТННЦ» была разработана и успешно внедрена система лабораторно-аналитического сопровождения проекта, которая включает исследование проб, отобранных с МФР, и подготовку используемой в расходомере FID, настроенной на лабораторные данные. Подобная консолидация промысловых, лабораторных и аналитических методов исследований обеспечивает успешное использование технологий МФР при контроле за разработкой газоконденсатных залежей.

Учет особенностей фазовых переходов пластовых флюидов в геолого-тектоническом строении нефтегазовых месторождений при интеллектуальном бурении

*Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова
(Институт проблем нефти и газа РАН)*

В докладе приведено положение возможности обнаружения крупных залежей углеводородов (УВ) в неструктурных ловушках, в том числе и на больших глубинах на ранее освоенных нефтегазовых месторождениях. При этом зона освоения больших глубин оценивается как перспективная часть разреза чехла для уточнения и прироста запасов нефти, газа и конденсата.

Учет геолого-тектонических особенностей строения месторождений является одним из факторов при выборе оптимального режима бурения и строительства скважин. Приведен анализ программных продуктов и возможность моделирования процессов с применением различных термодинамических и композитных моделей для принятия решения по методу и глубине бурения, расчета и оценки объемов добычи. Необходимые расчеты и режимы бурения рассчитываются на основании моделей с использованием отечественных программных продуктов, которые учитывают статистические зависимости и показатели, ранее полученные по соседним скважинам. Для снижения аварийности бурения крайне важно выявление и определение тектонических и сопутствующих им зон.

Улучшение достоверности и точности расчетов физико-механических характеристик пласта, особенностей фазовых переходов в геолого-тектоническом строении нефтегазовых месторождений возможно обеспечить с использованием отечественных программно-аппаратных средств при создании интеллектуальной системы предотвращения осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин. Получение параметров при моделировании результатов фазового состояния углеводородов является составной частью работ, выполняемых в настоящее время в ИПНГ РАН по разработке автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения и строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений.

Применение волоконно-оптических технологий при цифровизации нефтегазовых скважин

*Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Д. Черников,
Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова
(Институт проблем нефти и газа РАН)*

Эффективную эксплуатацию нефтегазоносных пластов невозможно обеспечить без оперативного мониторинга и исследования свойств продуктивного пласта в реальном времени, организации оперативного изменения и контроля параметров в области ствола и призабойных зон эксплуатационных скважин, в том числе без выпуска газа в атмосферу.

Приведены функциональные задачи обеспечения мониторинга и управления на основе акустических, оптоволоконных принципов получения и передачи информации о происходящих на скважинах технологических процессах. На конкретных примерах показано преимущество применения волоконно-оптических технологий перед точечными и распределенными акустическими системами. Рассмотрены преимущества оснащения скважины системой мониторинга с применением волоконно-оптических технологий для измерения внутрискважинных параметров и применения температурного мониторинга за растеплением горных пород криолитозоны, расположенной в интервале 0–500 м с различными вариантами крепления кабель-датчика. Особенностью внедрения современных технологий в настоящее время является эволюционное развитие.

Все вышеперечисленные задачи позволяют организовать управление добычей на основании других механизмов планирования и контроля исполнения, планировать показатели для продуктивного пласта, корректировать в оперативном режиме эффективность месторождения (коэффициент извлечения газа из залежи) и т.п.

Приведенные в статье материалы показывают, что в настоящее время имеется реальная возможность в ведущих нефтегазовых компаниях России обеспечить переход к цифровым технологиям для создания высокопроизводительной системы управления скважинами на нефтегазовых месторождениях.

Особенности нормирования моноэтиленгликоля как ингибитора гидратообразования

*В.Б. Крапивин, Д.В. Сергеева, В.А. Истомин, С.И. Долгаев,
А.В. Прокопов, В.Г. Квон, Ю.А. Герасимов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

На действующих месторождениях Крайнего Севера как для предотвращения гидратообразования, так и ликвидации гидратных отложений в качестве ингибитора гидратообразования в настоящее время используется метанол. Однако на морских месторождениях все большее распространение получает моноэтиленгликоль (МЭГ), например, в России – на Лунском и Киринском месторождениях. Несмотря на наличие детализированной методики расчета расхода ингибиторов гидратообразования, в настоящее время не все вопросы применения водного раствора МЭГ и особенностей его нормирования в должной мере проработаны.

В докладе приводится анализ применения МЭГ как ингибитора гидратообразования. Представлены расчеты условий гидратообразования метана и газов газоконденсатных месторождений в водных растворах МЭГ различных концентраций с учетом влияния минерализации и даны эмпирические корреляции. Проанализированы имеющиеся экспериментальные данные по давлению насыщенных паров МЭГ с экстраполяцией на область низких температур. Представлены методы расчета термодинамических свойств водных растворов МЭГ. Предложены простые корреляции растворимости МЭГ в природном газе и газовом конденсате от температуры и давления газа. На этой основе разработана схема расчета технологических потерь МЭГ и его нормирования.

Долгосрочный прогноз изменения температур на устьях скважин на примере сеноманских залежей

*Ю.А. Перемышцев, В.И. Шулятиков, Э.А. Аванесян
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Прогнозирование температуры газа на устье скважины в период завершающей стадии разработки месторождения является сложной и актуальной проблемой. От достоверности долгосрочного прогноза зависит состав геолого-технических мероприятий и оборудования, которые необходимо использовать на месторождении, чтобы максимально повысить выработку газовых ресурсов пласта и поднять конечный коэффициент газоотдачи. Использование эффективных технологий предупреждения скоплений жидкости и песка в скважинах, протяженных трубопроводах газосборной системы (ГСС) позволяет: не допустить потерь газа и избыточных гидравлических потерь давления; предотвратить остановки работы скважин и кустов скважин из-за образования гидратных и/или ледяных пробок в наземном оборудовании в зимнее время. Достоверная информация об устьевых давлениях и температурах определяется свойствами породы зоны вечной мерзлоты, окружающей скважину, и климатическими факторами. Период падающей добычи сеноманских залежей характеризуется существенным изменением условий эксплуатации скважин и ГСС. Уменьшаются рабочие дебиты и температуры газа на устьях, увеличивается поступление в газосборную систему жидкости, а с водой – песка. Во ВНИИГАЗе в последние годы систематизированы и разработаны комплексные методические подходы и программный комплекс TREGIMS.FOR на языке Фортран для проведения долгосрочного прогноза изменения устьевых давлений и температур газа (автор Перемышцев Ю.А.). Разработана комплексная методика, которая позволяет учитывать постоянное влияние вечной мерзлоты на температуру газа по мере уменьшения остаточных запасов месторождения. Произведена прогнозная оценка температуры и давления газа на устье на примере Уренгойской скважины, эксплуатирующей сеноманскую залежь.

Сделан вывод о том, что в проектах разработки и до разработки сеноманских газовых месторождений необходимо включать долгосрочный, на 20–40 лет, прогноз изменения устьевых температур, обусловленный влиянием зоны вечной мерзлоты и окружающего воздуха на весь период добычи газа.

Результаты стендовых испытаний пескоотделителя скважинного устьевого

*А.А. Плосков, В.И. Шулятиков, С.В. Малышев,
М.Р. Мельситдинов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Пескоотделитель скважинный устьевой (ПСУ) – новое изделие для газовых скважин, эксплуатируемых в условиях, осложненных из-за жидкости и песка, работоспособного на устье скважин при отрицательных температурах окружающего воздуха за счет обогрева естественным теплом отсепарированного газа скважины внутреннего накопительного контейнера с жидкостью и песком.

ПСУ предназначен для текущей эксплуатации скважин и ГДИ: в нем песок и жидкость отделяется, а потом утилизируется. За счет постоянного отделения песка от потока газа скважины исключается абразивное разрушение регулирующей арматуры и трубопроводов.

ПСУ разработан ЗАО «Безопасные технологии» (г. Санкт-Петербург), конструктивные исполнения отличаются верхними крышками и расположением выходного трубопровода. Возможны различные варианты использования ПСУ в составе обвязки устьев и кустов газовых скважин сеноманских скважин.

Для стендовых испытаний в «Газпром ВНИИГАЗ» компанией «Безопасные технологии» изготовлена модификация ПСУ с фланцевым креплением крышки.

Испытания проводились в период 2017–2018 гг. на специальном сепарационном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при рабочих давлениях до 1,2 МПа, расходах воздуха, количестве жидкости и песка (сеноманского) в диапазонах, соответствующих рабочим параметрам скважин сеноманских залежей. Сепарационный стенд разработан в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В его конструкции и в процессе испытаний использованы семь новых технических и технологических решений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Стенд обеспечивает непрерывный замкнутый поток воздуха через сепарационное устройство за счет использования в составе циркуляционных турбин. На входном трубопроводе ПСУ установлены дозаторы для ввода в поток воздуха, жидкости и песка, а на выходном – турбинный расходомер (ПМ 146825). Испытываемый на стенде образец ПСУ рекомендован для проведения промысловых испытаний в процессах текущей эксплуатации и при ГДИ для определения количества выносимой воды, песка и осушенного газа.

Промысловые испытания пескоотделителя устьевого на скважине № 514 ООО «Газпром добыча Уренгой»

*И.В. Колинченко, Т.Т. Рагимов, Ф.Ф. Фархетдинов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)*

Анализ способов эксплуатации газовых скважин с накоплением воды на забое показал, что применительно к текущим и прогнозируемым геолого-техническим условиям сеноманских скважин одной из оптимальных технологий является эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК). При эксплуатации скважины по КЛК, помимо поступления воды, возможен вынос песка с последующим абразивным износом элементов устьевого оборудования.

В 2013 г. газовая скважина № 514 куста 51 УКПГ-5 была оборудована КЛК и технологическим комплексом контроля и управления режимами работы (ТК КЛК).

Для отделения песчано-жидкостной смеси из продукции сеноманской скважины в ЗАО «Безопасные технологии» разработан и изготовлен пескоотделитель скважинный устьевой (ПСУ). В 2019 г. совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведен первый этап работ по испытанию ПСУ в промысловых условиях в составе ТК КЛК. Результаты испытаний подтвердили работоспособность ПСУ в энергонезависимом исполнении, с ручным управлением процесса слива жидкости из накопительного контейнера при температуре окружающей среды до минус 10 °С.

В процессе испытаний были выявлены ряд конструктивных недостатков ПСУ, осложняющих его эксплуатацию, а также снижение эффективности сепарации при расходе выше 800 м³/час. Разработчикам ПСУ было предложено доработать конструкцию внутреннего накопительного контейнера. После доработки и применения новых оригинальных технических решений проведены дополнительные испытания.

В докладе рассмотрены основные результаты испытаний ПСУ при различных режимах работы скважины, в летний и зимний периоды 2019–2020 гг. Представлены результаты проведенных гидродинамических исследований на стационарных режимах фильтрации газа и в процессе текущей эксплуатации при работе скважины как по центральной лифтовой колонне (ЦЛК), так и одновременно по ЦЛК и межтрубному кольцевому пространству, с определением количества жидкости и мехпримесей в ПСУ. В связи с незначительным количеством выносимого песка из скважины планируется провести дополнительно испытания ПСУ на скважине, рабочий дебит который ограничен из-за угрозы абразивного износа.

Опыт интерпретации коротких и длительных исследований кривых восстановления давления на скважинах АГКМ

А.А. Гулин
(ООО «Газпром добыча Астрахань»)

На скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) исследования по определению пластового давления методом кривых восстановления давления (КВД) проводятся по двум технологиям: замер забойного давления в течение первых 5 суток после останова скважины (5-суточное КВД) и в течение месяца (длительное КВД). Интерпретация исследований выполняется подрядными организациями в иностранном программном обеспечении (ПО) «Saphir».

В ООО «Газпром добыча Астрахань» проводилась переинтерпретация проведенных длительных КВД в отечественном ПО «Мониторинг ГДИС» (МГДИС) по 15 исследованиям за 2017–2019 гг. с получением рассчитанных пластовых давлений и параметров пласта. После этого происходила новая интерпретация первых 5 суток данного исследования с последующим анализом отклонений пластовых давлений начального 5-суточного участка и всего длительного замера.

Анализ полученных диагностических графиков показал, что форма производной после 5-суточного останова скважины часто изменяется. Например, если на длительном КВД виден характерный горб и дальнейшее снижение вплоть до выполаживания кривой, то на 5-суточном КВД можно видеть только подъем горба. Это искажение не позволит корректно рассчитать значения пластового давления и параметры пласта.

Отклонения пластовых давлений составили от 0,03 до 0,78 МПа. При укорачивании длительного КВД до 5-суточного кривая производной получает более крутой наклон, поэтому значения пластового давления при 5-суточном замере больше, чем при длительном КВД. Исключения составляют только те скважины, на которых не происходит значительного изменения формы кривой.

Выявлена особенность: чем ниже продуктивность скважины, тем больше разница пластовых давлений при длительных и укороченных КВД. При значении коэффициента продуктивности ниже 20 тыс. м³/сут/МПа наблюдаются самые большие отклонения пластового давления. Этот порог продуктивности можно считать критерием выбора длительности КВД на скважинах: если продуктивность скважины выше, то можно проводить и 5-суточное КВД, и длительное КВД, а если ниже – только длительное КВД.

Формирование физико-математической модели способа измерения дебита газоконденсатных скважин методом отбора и сепарации части потока

*Н.В. Саранчин, М.С. Роголев
(Центр исследований пластовых систем (керна и флюиды)
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Тюмень)*

Получение достоверной информации о дебитах скважин является важной задачей при проведении газоконденсатных исследований в рамках геологоразведочной деятельности и разработки залежей углеводородного сырья. Достоверность информации оказывает значимое влияние на создание гидродинамических моделей залежей углеводородного сырья, оценку и подсчет запасов, контроль процесса разработки продуктивных горизонтов, формирование комплекса мероприятий по его оптимизации и совершенствованию.

В период с 2010 по 2015 гг. Правительством РФ введено требование о сокращении выбросов газа в атмосферу при проведении работ на опасных производственных объектах, а измерение дебитов скважин по продукции (обязательное метрологическое обеспечение результата измерений) включено в зону технического регулирования. Росстандартом разработан и введен в действие комплекс нормативных документов и государственных эталонов для метрологического обеспечения сферы измерений расходов многофазных потоков. Поэтому является актуальным рассмотрение развития газоконденсатных исследований по направлению метода отбора и сепарации части потока скважинной продукции. Основными препятствующими недостатками рассматриваемого метода является отсутствие единого обоснованного физико-математического принципа измерений и использование в его основе гипотезных эмпирических зависимостей.

В докладе представлены результаты разработки физико-математической модели для способа измерения дебитов скважин по продукции с применением принципа отбора и сепарации части потока. Ее формирование базируется на общеизвестной теории движения многофазных потоков по трубам, уравнении неразрывности среды и законе Бернулли. Представленный результат имеет практическую апробацию.

Планирование и проведение газодинамических исследований туронских газовых скважин Южно-Русского месторождения

А.С. Журилин
(ОАО «Севернефтегазпром»)

Актуальность детального планирования и проведения газодинамических исследований (ГДИ) вышедших из бурения новых туронских газовых скважин Южно-Русского месторождения обусловлена необходимостью использования полученной информации наравне с данными действующего эксплуатационного фонда в составлении технологического режима работы фонда скважин в целях обеспечения запланированных объемов добычи с учетом геолого-технологических ограничений.

В связи с отсутствием продолжительной работы скважин первичные ГДИ приобретают важное значение для оценки параметров пласта для геолого-гидродинамического моделирования наравне с данными ГИС открытого ствола.

Рассматриваемый цикл планирования и проведения ГДИ охватывает этапы от проектирования строительства до сдачи скважины в обустройство с последующим запуском в эксплуатацию.

ГДИ предшествуют работы по освоению и промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ), полученные по ним данные максимально используются и, по сути, могут быть объединены в один исследовательский комплекс изучения свойств рассматриваемого объекта – туронской газовой залежи.

В отсутствие широкого опыта промышленной эксплуатации аналогичных объектов севера Западной Сибири с осложненными геологическими условиями (низкие проницаемость и пластовая температура, глинизация разреза) и значительными запасами газа существует необходимость в выработке единого подхода к оценке параметров системы пласт–скважина. Данный подход рассматривается в докладе.

Современные вызовы в вовлечении запасов газа низкопроницаемых коллекторов в разработку требуют не только совершенствования технологий планирования и проведения скважинных операций (бурение, ПГИ, ГДИ и т.д.), но и применения более совершенных подходов к интерпретации получаемых результатов, что также дополнительно рассмотрено.

Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

*Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев, Д.Р. Крайн,
И.М. Шафиев, В.А. Логинов, М.М. Кубанова, А.Д. Люгай
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока в настоящее время признан самым динамично развивающимся центром нефтегазовой промышленности России, при этом основным источником прироста нефтедобычи в ближайшие годы станут трудноизвлекаемые нефти. К числу нефтеносных бассейнов, в которых выявлено наибольшее число месторождений трудноизвлекаемых нефтей (в частности, с аномальными пластовыми температурами и давлениями) принадлежит и Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (НГП).

В докладе содержится обзор современного состояния нефтяного потенциала Лено-Тунгусской НГП, а также собственные исследования нефтей месторождений, расположенных в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО), являющейся наиболее изученным и перспективным районом Лено-Тунгусской НГП: Чаяндинского, Верхневиллючанского и Тас-Юряхского.

Показано, что нефти ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ тяжелые, парафинистые, высокосмолистые, сернистые, метанового типа.

Нефти Верхневиллючанского НГКМ – тяжелые, среднепарафинистые и парафинистые, среднесмолистые и смолистые в зависимости от района залегания, сернистые, метанового типа.

Нефть ботуобинского горизонта Тас-Юряхского НГКМ по плотности средняя, среднепарафинистая, смолистая, сернистая.

Приведены геохимические параметры исследованных нефтей, а также перспективы использования углеводородного сырья нефтей.

Интерпретация результатов исследований горизонтальных скважин с использованием гидродинамического моделирования

*М.П. Хайдина, А.Е. Латышева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

При проведении гидродинамических исследований горизонтальных скважин на стационарных режимах ожидание установления требуемого режима, особенно в условиях низкой проницаемости, делает проведение исследований весьма дорогостоящим, а в случае укороченного периода исследования – малорезультативным.

Предлагается использовать адаптацию исследования на гидродинамической модели для получения картины полей давления и насыщенности, соответствующих псевдостационарному режиму для конкретной скважины.

Алгоритм апробировался на примере скважины с нисходящим профилем в однородном пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой и краевым аквифером; рассчитаны случаи различных дебитов и проницаемостей.

Выявлено, как форма зоны дренирования меняется во времени. Определен критерий наступления псевдостационарного режима по модели.

Новые технологии и оборудование для отделения песка и жидкости на устье сеноманских скважин в процессе эксплуатации и проведения газодинамических испытаний

*А.Д. Приходченко
(ЗАО «Безопасные Технологии»)*

В периоды падающей добычи и завершающих стадий разработки сеноманских залежей эффективность использования пластовой энергии в процессах добычи газа уменьшается за счет избыточных гидравлических потерь из-за скоплений жидкости и песка в скважинах и трубопроводах газосборной системы. Из-за песка в потоке газа происходит абразивное разрушение запорно-регулирующей арматуры и трубопроводов. При отрицательных температурах окружающего воздуха скопления жидкости могут превращаться в газогидратные и ледяные глухие пробки, останавливающие работу скважин.

ЗАО «Безопасные технологии» инициированы работы по созданию оборудования для отделения жидкостей и механических примесей на устьях и кустах скважин. Разработаны опытные образцы пескоотделителя скважинного устьевого (ПСУ). В ПСУ жидкость и песок после отделения от потока газа накапливаются в контейнере, омываемом снаружи отсепарируемым газом. Песок из контейнера удаляется в накопительную емкость вместе с жидкостью. Жидкость без песка может быть возвращена обратно в поток газа, на выход ПСУ. ПСУ может использоваться в процессе ГДИ для определения дебита скважины, количества выносимых жидкости и песка.

Проведены промысловые испытания ПСУ в составе Устьевого технологического комплекса БТ (УТК БТ), состоящего из ПСУ и измерительного комплекса для скважин (ИКС «Пингвин», разработчик и изготовитель ООО «Газпром ВНИИГАЗ») на скважине № 514 УГКМ, эксплуатируемой по КЛК с использованием технологического комплекса контроля и управления режимами работы газовых скважин (ООО «НПФ «Вымпел»).

«УТК БТ» установлен на выкидной линии из ЦЛК. Цель – оценить удобство обслуживания и эксплуатационные возможности ПСУ при отрицательных температурах.

Условия: температура воздуха – от минус 30 до минус 6 °С, рабочий дебит скважины при работе в газосборный коллектор – от 9,6 тыс. м³ в сутки по ЦЛК до 76,6 тыс. м³ по ЦЛК и МПК в сутки. Рабочее давление на устье скважины – от 0,8 до 1,04 МПа. Количество жидкости слито (без осложнений) из ПСУ за цикл – от 35,9 до 49,4 л.

Результаты: жидкость в ПСУ не замерзает при минусовых температурах окружающего воздуха; эффективность сепарации подтверждена; при запуске скважины температура в ЦЛК повышается до положительной. В процессе эксплуатации возможно определять количество выносимой жидкости и расход газа по ЦЛК.

Рекомендуется провести испытания ПСУ на скважине, рабочий дебит которой ограничен из-за разрушения продуктивного пласта, выноса песка и угрозы абразивного износа регулирующей арматуры.

Мобильные установки измерения дебита скважин с использованием внутритрубных сепараторов

С.З. Имаев
(ООО «АЭРОГАЗ»)

Мобильный интеллектуальный блок «Замер-Скважина» (ИБЗС) основан на сепарационном методе измерения дебита скважины с применением внутритрубных сепараторов. Компактный размер внутритрубных сепараторов позволяет установить последовательно несколько сепараторов в одном блоке ИБЗС, что обеспечивает высокую эффективность разделения пластового флюида на газовую и жидкую фазы в широком диапазоне параметров работы скважин.

Проведенные опытно-промышленные испытания блока ИБЗС на скважинах Ярудейского нефтяного месторождения с высоким газовым фактором (до 2500 ст. м³/т) показали, что мобильный блок ИБЗС обеспечивает стабильное измерение дебитов скважин в широком диапазоне расходов жидкости и газа. При этом показано, что на скважинах с высоким газовым фактором ИБЗС обеспечивает меньшую погрешность в измерениях, чем мобильные комплексы на изотопных мультифазных расходомерах.

Термогидродинамическое исследование нефтяных скважин

Д.А. Аминев

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время в разработку вовлекаются нефтяные месторождения, относящиеся к категории трудноизвлекаемых: низпроницаемые коллектора, пласты высоковязких нефтей и залежи углеводородных систем, обладающих генерационным потенциалом. Повышение эффективности выработки этих запасов в значительной степени зависит от оперативного регулирования системы разработки на основе сведений о фильтрационных и теплофизических свойствах нефтяного пласта. Наиболее чувствительны такие месторождения к тепловым технологиям.

Проблемы, связанные с интерпретацией геолого-промысловой информации, могут быть решены путем численного решения соответствующих задач. Для описания термогидродинамики процесса и определения фильтрационных и теплофизических свойств пласта была построена математическая модель и написан собственный программный код. Численная модель позволила рассчитать несколько типов математических задач, в том числе построить решение уравнения теплопроводности в пласте с переменными условиями, и с последующим определением гидродинамических параметров на этапе добычи пластового флюида.

Также в работе на базе собственного кода проведено численное математическое моделирование и обратной задачи гидромеханики для реального месторождения, что позволяет проводить интерпретацию ГИС и прогнозировать добычу для реальных месторождений с учетом особенностей их термобарического состояния и фильтрационно-емкостных характеристик.

Распознавание ошибочных показаний датчиков станции ГТИ

*С.О. Бороздин, А.И. Архипов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Н.А. Еремин (Институт проблем нефти и газа РАН)*

Получение точной и своевременной информации о процессе строительства скважин является неотъемлемой частью безаварийной проводки скважины. Одним из основных источников информации являются данные станции геолого-технологических исследований (ГТИ).

В рамках работы над проектом по созданию системы предупреждения аварийности при строительстве нефтегазовых скважин был получен в пользование массив данных ГТИ по 25 скважинам. Общая продолжительность строительства 25 скважин составила более 1300 суток. Таким образом, было проанализировано более 31,2 тысячи часов технологических операций, выполняемых при бурении скважин.

Количество параметров, измеряемых на каждой скважине, варьировалось от 21 до 55. Данный массив данных был проверен на наличие осложнений. Среди всего перечня осложнений были выбраны следующие: прихваты из-за некачественной очистки забоя от выбуренной породы, поглощения и газонефтеводопроявления (ГНВП). Среди всех технологических операций для первого этапа анализа была выбрана только технологическая операция механического бурения.

В процессе анализа полученных данных было установлено наличие аномальных показаний датчиков. Данные аномалии были вызваны различными причинами, в том числе и некорректной работой датчиков.

С целью распознавания аномальных параметров был разработан специальный алгоритм. Алгоритм осуществляет идентификацию и обработку аномальных значений соответствующим образом перед загрузкой блока данных, содержащего аномальные значения, в программный модуль, использующийся для прогнозирования ГНВП, поглощений и прихватов при бурении скважины с применением методов машинного обучения. Созданная система позволила повысить точность моделей для прогнозирования вышеуказанных осложнений.

**Газодинамический мониторинг эксплуатационных скважин
Инчукалнского ПХГ с использованием
датчиков-сигнализаторов ДСП-АКЭ-2М**

*М.В. Катунин, А.С. Гарайшин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Д.М. Леднев, С.И. Назаров (АО «Сигма-Оптик»)*

В докладе представлены результаты ГДИ с применением датчиков песка и жидкости ДСП-А на проблемных скважинах с выносом песка. На примере определения значений предельно допустимых (без пескопроявлений) дебитов эксплуатационных скважин показана эффективность и информативность ГДИ с применением мобильного варианта акустического датчика-сигнализатора ДСП-АКЭ-2М.

СЕКЦИЯ В

ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОРОД-ПОКРЫШЕК ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Минералогические особенности карбонатных венд-кембрийских природных резервуаров юга Сибирской платформы

*И.А. Китаева, О.В. Постникова, А.С. Кузнецов, Н.К. Кулагина
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Значительная часть запасов углеводородного сырья на юге Сибирской платформы приурочена к венд-кембрийским карбонатным природным резервуарам. Освоение этих запасов связано со значительными сложностями, обусловленными высокой степенью пространственной неоднородности фильтрационно-емкостных характеристик пород, слагающих эти резервуары, а также морфометрическими особенностями и поверхностными свойствами пустотного пространства пород-коллекторов.

Зачастую минералогические особенности пустотного пространства пород-коллекторов коренным образом изменяют свойства карбонатного резервуара. В формировании пород-коллекторов венд-кембрийских карбонатных природных резервуаров значительную роль сыграли вторичные преобразования их структуры и минерального состава на стадии диагенеза и катагенеза. В результате проведенных исследований были установлены следующие типы вторичных процессов: перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация, выщелачивание, сульфатизация, галитизация, окремнение. В проявлении этих процессов в целом и каждого из них в отдельности наблюдается определенная стадийность. Выявление закономерностей проявления этой стадийности позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. В отдельных разрезах значительная доля пустотного пространства пород-коллекторов занята твердым высоко преобразованным органическим веществом. В зонах наиболее высоких концентраций твердых выделений органического вещества резко повышается содержание урана, что отражается на аномально высоких показателях естественной радиоактивности. В этих же прослоях, по данным рентгеноструктурного анализа, отмечается появление графита. Таким образом, фильтрация флюидов как природных, так и техногенных происходит в карбонатных природных резервуарах – собственно не в кальцитовом и доломитовом пространстве, а в кремнистом, галитовом, анкеритовом, ангидритовом и т.д. Соответственно, свойства этих минералов, а не кальцита и доломита во многом определяют свойства карбонатных природных резервуаров Сибирской платформы.

Зоны повышенной естественной радиоактивности в раннекембрийских карбонатных породах-коллекторах юга восточной Сибири и их влияние на результаты интерпретации ГИС

*Е.В. Милованова, И.А. Китаева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Одним из основных продуктивных горизонтов соленосно-карбонатного раннекембрийского комплекса Сибирской платформы является осинский горизонт усольской свиты. Осинский горизонт представлен комплексом известковых, известково-доломитовых и доломитовых пород, породообразующими организмами для которых являлись цианобактериальные сообщества и археоциаты. Среди пород преобладают доломитовые разности, сформировавшиеся в результате вторичной доломитизации цианобактериальных известняков.

Особенности карбонатных пород-коллекторов осинского горизонта определяют сложность интерпретации данных геофизического исследования скважин (ГИС) и прогнозирование петрофизических характеристик. Одной из таких особенностей является наличие зон повышенной естественной радиоактивности, наблюдаемых по данным ГИС.

Зоны повышенной естественной радиоактивности, выделяемые в карбонатных породах-коллекторах, различаются по характеру проявления и генезису. По результатам спектрометрии они характеризуются повышенными значениями содержания преимущественно урана и, редко, калия, причем это не связано с наличием глинистых минералов. Их незначительное количество (не более 5 %) отмечается лишь в самых нижних прослоях осинского горизонта. В результате проведенных исследований установлено, что зоны повышенной естественной радиоактивности приурочены к известнякам биогермным археоциатовым, залегающим в верхней части горизонта и доломитам микробиальным слоистым, обогащенным органическим веществом.

Таким образом, при интерпретации разрезов раннекембрийских карбонатных пород-коллекторов юга Сибирской платформы, по данным ГИС, во избежание ошибочных результатов необходимо широкое использование данных литологических исследований.

Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами

Я.И. Гильманов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

В настоящее время запасы углеводородов (УВ) в традиционных коллекторах истощаются. Для восполнения ресурсной базы нефтегазовые компании обращают свое внимание на сложные типы коллекторов, ранее считавшиеся неперспективными. Одним из таких типов сложных коллекторов являются отложения березовской свиты, представленные глинисто-кремнистыми отложениями и породами, имеющими значительное содержание кремнезема. Глинистые составляющие в основном представлены гидрослюдой и монтмориллонитом. Кремнезем, по всей видимости, имеет смешанный биогенно-хемогенный генезис.

Пористость является базовым параметром при оценке запасов УВ. Результаты лабораторных исследований образцов керн являются петрофизической основой для интерпретации ГИС.

Единственным действующим в РФ руководящим документом, в котором описаны требования к определению пористости, является ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». В настоящее время в лабораторных центрах РФ накоплен огромный опыт оценки пористости в соответствии с ГОСТ 26450.1-85, имеются методические рекомендации по оценке пористости этим методом. С развитием лабораторной базы в РФ все больший объем исследований открытой пористости приходится на газовольюмометрический метод, а также метод ядерного магнитного резонанса. Методические основы различных методов оценки пористости указаны в API-RP40 «Рекомендуемые практические методы» (1998). Однако недостаточный опыт, а также непонимание физических основ методов может приводить к существенным ошибкам в оценке пористости.

В данной работе рассмотрены примеры оценки пористости березовской свиты различными методами, показаны причины расхождения результатов, даны рекомендации.

Распространенность коллекторов с трещинной пористостью на Чаяндинском НГКМ

*В.С. Жуков (Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН),
В.В. Моторыгин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одним из основных параметров горных пород, определяющих запасы и процессы разработки месторождений углеводородов, является пористость и ее структура. Влияние фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, содержащих трещины, на процессы освоения и разработки залежей углеводородов, особенно на режимах истощения, определяет актуальность их исследования.

Были проанализированы результаты лабораторных исследований почти 1300 образцов (из 50 скважин) коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов, имевших открытую пористость в атмосферных условиях от 1,60 до 24,3 %. Трещинная пористость определялась по методике, использующей значения открытой пористости и скоростей распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов при моделировании пластовых условий.

Анализ данных показал, что по ботубинскому горизонту (264 обр.) величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 0,910 %, составляя в среднем 0,40 %, доля трещинной пористости в открытой пористости при этом изменяется от 0,0 до 74,6 %, а в среднем составляет 6,38 %. В хамакинском горизонте (604 обр.) величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 1,26 %, составляя в среднем 0,37 %, доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 47,2 %, составляя в среднем 7,25 %. В талахском горизонте (426 обр.) величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 1,13 %, составляя в среднем 0,46 %, доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 90,2 %, составляя в среднем 6,30 %.

Для каждого из трех продуктивных горизонтов построены схемы площадного распределения коллекторов с трещинной пористостью по данным исследований керна разведочных скважин. Отмечается мозаичное площадное распределение величины трещинной пористости. В целом выделяются несколько зон повышенной трещинной пористости до 0,7–0,8 абсолютных процентов пористости в северной и центральной частях западного участка территории месторождения. Области с минимальными значениями трещинной пористости, не превышающими 0,2–0,3 абсолютных процентов пористости, преобладают в восточной части месторождения. Полученные результаты о структуре порового пространства коллекторов могут быть использованы для уточнения проектов разработки месторождения.

Влияние трещин в горных породах и модельных материалах на скорость распространения продольной волны

*В.С. Жуков, Ю.О. Кузьмин
(Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН)*

Месторождения углеводородов зачастую приурочены или осложняются разломной тектоникой, что формирует трещиноватую структуру резервуаров. Но до сих пор, даже на лабораторном уровне, недостаточно исследованы различные аспекты влияния разрывных нарушений и трещин в горных породах на скорости распространения упругих продольных волн.

Для оценки величин межзерновой и трещинной пористости использовано выражение в процентах отношение измеренного значения скорости продольных волн в горной породе к скорости в ее твердой матрице – нормированная скорость. Учитывая, что общая пористость состоит из двух компонент (межзерновой и трещинной), было получено выражение для расчета величины трещинной пористости с использованием зависимости нормированной скорости от общей пористости. Обоснована возможность и приведены примеры отдельного определения величины двух компонент пористости (межзерновой и трещинной), используя величины общей пористости и скорости распространения продольной волны в горной породе и в ее твердой матрице. Результаты экспериментальных исследований показали, что влияние трещин (разрывных нарушений, стыков горных пород) и межзерновой пористости на скорость распространения упругих продольных волн существенно различаются. Увеличение трещинной пористости сильнее уменьшает величину скорости продольных волн, чем рост межзерновой пористости на такую же величину.

Показана возможность отдельной оценки величин межзерновой и трещинной пористости коллекторов месторождений нефти и газа при их разработке. Получены оценки величины трещинной пористости коллектора конкретного месторождения углеводородов при различных величинах эффективного давления и на большом количестве исследованных образцов. Результаты оценки влияния увеличения эффективного напряжения на величины межзерновой и трещинной пористости могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа.

Оценка состава и распределения минералов и органического вещества в породах методом ИК-Фурье-микроскопии

Ю.Ю. Петрова, Н.Г. Таныкова
(Сургутский государственный университет),
М.Ю. Спасенных, Е.В. Козлова
(Сколковский институт науки и технологий)

Метод ИК-Фурье-микроскопии сравнительно недавно применяют в исследованиях геологических объектов. Он сочетает возможности ИК-Фурье-спектроскопии с рядом очевидных преимуществ, которые привлекают внимание ученых в последние 10 лет. Например, отсутствие трудоемкой пробоподготовки и возможность визуализации результатов распределительного анализа поверхности, что открывает новые возможности использования получаемой геохимической информации для уточнения геологических моделей, в том числе нетрадиционных коллекторов.

В работе на примере образцов баженовской свиты продемонстрированы возможности структурно-группового анализа минералов и органического вещества пород по характеристическим полосам колебаний связей в молекулах и неразрушающего распределительного анализа поверхности с использованием ИК-микроскопа AIM-9000 (Shimadzu) в режиме нарушенного полного внутреннего отражения. Содержание минералов, алифатических и ароматических фрагментов органического вещества (ОВ) рассчитывали методом нормирования по площадям характеристических полос на ИК-спектрах с использованием программного обеспечения IRsolution.

В исследуемых образцах баженовской свиты были идентифицированы полосы валентных колебаний Si–O кварца (дублет 777 и 798 см⁻¹), Al–O–Si каолинита (1000–1200 см⁻¹), симметричных деформационных (874–883 см⁻¹) и асимметричных валентных (1408–1433 см⁻¹) CO₃ кальцита и др. карбонатных пород; деформационных и валентных C–H связей алифатических (1450, 2850–2950 см⁻¹) и валентных C=C связей (1620 см⁻¹) ароматических фрагментов ОВ. Минеральный состав образца баженовской свиты преимущественно представлен глинистыми породами (39–86 %), содержание кварца (до 8 %) и карбонатных пород (до 9 %) неоднородно. Содержание ОВ также неоднородно и в светлых зонах выше (алифатических структур 12–31 %, а ароматических 2–7 %) по сравнению с темными (3–9 и 2–4 % соответственно).

Разработка технологии экстрагирования образцов керн баженовской свиты

В.В. Малинин
(АО «ТомскНИПИнефть»)

Работа посвящена разработке технологии экстрагирования образцов керн баженовской свиты. По результатам сравнительных томографических, пиролитических исследований коллекции образцов были даны рекомендации относительно времени экстрагирования данного керн.

Отложения баженовской свиты Западной Сибири являются перспективными для добычи нефти. Представленные породы преимущественно глинисто-кремнистого состава. Отличительной чертой данных отложений является низкая проницаемость при довольно высоких геологических запасах.

Одним из ключевых параметров для подсчета запасов является оценка фильтрационно-емкостных свойств, в частности, пористость. Сравнивая значения пористости керн баженовской свиты до и после экстракции, было установлено в отдельных случаях существенное увеличение пористости после экстракции, что связано с вымыванием битумов и физическим разрушением образцов.

Сравнительные исследования показали, что при экстрагировании образцов баженовской свиты одним из наиболее важных вопросов является количественная оценка содержания остаточных углеводородов в поровом пространстве. В связи с этим была поставлена цель – разработать технологию экстрагирования образцов баженовской свиты, в которой были бы отражены критерии полноты извлечения углеводородов из порового пространства и определена длительность экстрагирования стандартных цилиндрических образцов.

Влияние традиционных технологий препарирования и подготовки образцов терригенных осадочных пород на их петрофизические характеристики

*Т.В. Мамяшев (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
В.Г. Мамяшев, Н.Ю. Москаленко
(Тюменский индустриальный университет)*

Изготовление и подготовка образцов горных пород являются неотъемлемыми составляющими технологии петрофизических исследований керна, отбираемого из нефтегазовых и иных скважин. Препарирование керна, в частности, изготовление образцов для лабораторных исследований и операции экстракции образцов от солей, нефтегазовых углеводородов и воды, последующее насыщение их флюидами (моделью пластовой воды или водными растворами солей, керосином и др.) могут оказать заметное влияние на состояние и свойства отобранного керна. На особенности влияния физико-химического взаимодействия твердой и жидкой минеральных составляющих песчано-глинистых пород – коллекторов нефти и газа впервые было обращено внимание в 1985 г. (Мамяшев В.Г., ЗапСибНИИГеофизика). В развитие этого направления в результате выполненных авторами работ обосновано, что долговременное хранение керна, особенно отобранного с применением традиционных технологий, без изоляции его от контакта с атмосферой может привести не только к изменениям смачиваемости и окислениям, дополнительному выпадению солей в поровом пространстве, рассланцеванию аргиллитов и слабопроницаемых пород (особенно представляющих зону АВПД), но и к объемным деформациям «усыхания» керна. Операции экстракции керна осадочных пород также приводят к объемным деформациям «усыхания» керна и тем более значимым, чем выше глинистость пород. Соответственно, занижение коэффициента пористости при этом может достигать 4-5 абсолютных процентов, уменьшается проницаемость пород, завышается остаточная водонасыщенность, в том числе определяемая по Заксу. Последующее насыщение водными растворами приводит к «разбуханию» керна вплоть до его разрушения в случае слобосцементированных пород. В работе предлагаются способы минимизации и исключения влияния этих особенностей на определяемые фильтрационно-емкостные свойства и удельное электрическое сопротивление пород.

Использование результатов лабораторных исследований керн и расклинивающих агентов при супервайзинге работ ГРП на объектах АО «Томскгазпром»

*К.Л. Тарасенко, С.В. Парначев (АО «Геологика»),
А.А. Воронков, Е.С. Дубов (АО «Томскгазпром»)*

Повышение сложности технологий выполнения гидроразрыва пласта (ГРП) влечет за собой необходимость привлечения для выполнения функций супервайзера сервисных компаний, обладающих необходимым уровнем компетенций для контроля качества работы подрядных организаций. Особую роль в корректности создаваемых моделей трещины играют достоверные результаты лабораторных испытаний представительной коллекции кернового материала, отобранного из соответствующих нефтеносных пластов и разделяющих их перемычек, а также комплексных исследований применяемых материалов ГРП. Работы супервайзинга операций ГРП на объектах АО «Томскгазпром» выполнялись в два этапа, первый из которых (лабораторный) включал опережающий отбор и исследования механических свойств керн целевых пластов, а также комплекс лабораторных исследований проб применяемого пропанта. Второй (полевой) этап состоял из аудита первичных дизайнов ГРП, анализа результатов миниГРП, калибровки модели трещины с анализом рисков СТОПа, разработки рекомендаций по оптимизации первоначального дизайна, а также окончательного анализа модели трещины по результатам закачки основного ГРП. В результате выполнения работ создана база данных механических свойств основных литологических типов объектов разработки, выполнен контроль качества материалов ГРП, использованных во время проведения кампании 2019–2020 гг.

По итогам супервайзинга работ ГРП в 2020 г. отмечено превышение планируемых параметров дебита на 18 % и отсутствие СТОПов, разработан рекомендуемый перечень мероприятий по совершенствованию системы контроля качества при производстве ГРП на месторождениях заказчика; формализованы в виде проекта корпоративного регламента рекомендации по совершенствованию технологии ГРП для будущих работ.

Тепловые свойства резервуарных пород, насыщенных тяжелой нефтью, до и после тепловой обработки

З.З. Абдулагатова (Дагестанский государственный университет), И.М. Абдулагатов (Дагестанский государственный университет, Институт геотермальной и возобновляемой энергетики Объединенного института высоких температур РАН), С.Н. Каллаев, З.М. Омаров, А.Г. Бакмаев (Институт физики Дагестанского федерального исследовательского центра РАН), Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Данная работа посвящена экспериментальному исследованию основных термических свойств, таких как температуропроводность (a), теплоемкость (C_p) и теплопроводности (λ), образца горной породы, насыщенного тяжелой нефтью, до и после высокотемпературной термической обработки. Образец для исследования взят с российского нефтяного месторождения (№ D29-13_164, Чаяндинское НГКМ, пласт Хамакинский, Восточная Сибирь, Россия). Глубина скважины составила 1670,31 м. Плотность образца при 298,15 К составляет $\rho = 2340 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$. Пористость и проницаемость образца составляли 12,0 % и 13 мД соответственно. Пластовая температура составляет 12 °С, а пластовое давление – 12,0 МПа. Для измерений использовался образец цилиндрической формы диаметром 12,65 мм и толщиной 1,91 мм. Измерения проводились с помощью бесконтактного метода лазерной вспышки (LFA 457) и дифференциального сканирующего калориметра (DSC 204 F1) в диапазоне температур от 296 до 1023 К. Погрешность измерений температуропроводности и теплоемкости составляет 3 и 1 % соответственно. Измерения проводились в двух режимах – до и после термической обработки. Наблюдалась значительная разница между измеренными свойствами образца нефтеносной горной породы – до и после термического напряжения. Используя измеренные значения температуропроводности и теплоемкости и данные о плотности (ρ), были рассчитаны значения теплопроводности образца горной породы на основе известного термодинамического соотношения $\lambda = a\rho C_p$. Подробно исследовано влияние высокотемпературной обработки (фазовые изменения порового флюида, воды и тяжелой нефти) на температурное поведение теплофизических характеристик (a , C_p , λ) образца горной породы, насыщенного тяжелой нефтью. Экспериментально было установлено существенное влияние термического разложения поровых тяжелых углеводородов на измеренные значения температуропроводности и теплоемкости, следовательно, и теплопроводности образца нефтеносной резервуарной породы при высоких температурах (выше 680 К). Полученные экспериментальные данные о тепловых свойствах горных пород могут быть использованы для разработки термодинамической модели нефтяных резервуаров, а также для расчетов и повышения эффективности тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов.

Литолого-минералогические особенности карбонатных коллекторов юрхской свиты Непско-Ботубинской нефтегазоносной области

*О.Г. Михалкина, Е.О. Семёнов, Д.А. Пушкарёва, Ш.Ш. Нурматов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В Непско-Ботубинской нефтегазоносной области значительные запасы углеводородов сосредоточены в венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях, которые сформировались на всей территории Восточно-Сибирской платформы за счет биохемогенного карбонатного осадконакопления, связанного с обширным, крайне мелководным шельфовым морем гигантских размеров. Основными нефтегазопродуктивными толщами являются карбонатные отложения юрхской свиты, коллектора представлены доломитами и известняками порово-кавернозного и трещинного типов.

При сопоставлении результатов комплексных литолого-минералогических исследований доломитовых пород юрхской свиты выявлены противоречия: по данным термического анализа образцы состоят из кальцита и магнезита, по данным определения содержания карбонатных минералов объемным методом (воздействие 5%-ной соляной кислотой) образцы состоят из кальцита, а по данным рентгенофлуоресцентного, рентгенофазового анализа и растровой электронной микроскопии с энергодисперсионным анализатором достоверно установлен доломитовый состав пород. Для незначительной части пород всеми физико-химическими методами состав определен как доломитовый.

Установлено, что снижение термической и кислотной устойчивости доломитов связано с особенностями кристаллической структуры, которые вызваны замещениями ионов магния на ионы кальция без изменения кристаллической структуры минерала, что приводит к нарушению стехиометрического состава. Данные особенности кристаллической структуры доломитов характерны для осадков преимущественно биогенного происхождения.

Минералогические особенности карбонатных пород юрхской свиты могут использоваться для палеогеографической реконструкции и выявления возможных критериев нефтегазоносности карбонатных отложений, а также для получения экономического эффекта при планировании промысловых затрат, связанных с применением соляно-кислотных обработок.

Литолого-минералогические критерии выбора объектов подземного хранения кислых газов на примере Астраханского ГКМ

*О.Г. Михалкина, Д.А. Пушкарёва, Е.О. Семёнов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Утилизация высокотоксичных неуглеводородных газов является актуальной проблемой нефтегазовой отрасли, решение которой востребовано в пределах Астраханского ГКМ (АГКМ), характеризующегося большим содержанием углекислого газа и сероводорода в сырье. Отсутствие подтвержденных объектов утилизации продуктов переработки сырья препятствует увеличению добычных мощностей на месторождении, а высокие требования экологической безопасности обуславливают необходимость всестороннего исследования выбранных резервуаров закачки.

Одним из наиболее перспективных объектов для долгосрочной утилизации кислых газов является надсолевой непродуктивный комплекс АГКМ. В пределах комплекса предполагается наличие водонасыщенных резервуаров, которые с геологической точки зрения соответствуют стандартам эффективного захоронения водных и газовых промышленных стоков (высокая приемистость и герметичность, возможность структурного и гидродинамического улавливания, подходящие глубины залегания и термобарические условия и т.д.). Однако для обоснования подходящих резервуаров для хранения непосредственно кислого флюида были выделены дополнительные литолого-минералогические критерии герметичности, приемистости и минералогической устойчивости отложений, основанные на комплексном лабораторном исследовании кернового материала.

Предполагается, что в пределах АГКМ качественными коллекторами для утилизации кислых газов будут нижнетриасовые и средневерхнеюрские полимиктовые песчаники с небольшим количеством глинистого и карбонатного цемента, а флюидоупорами – нижнетриасовые, верхнеюрские и палеогеновые глины смектит-смешанослойного состава. Отложения соответствуют критериям герметичности, приемистости и минеральной устойчивости и с литологической точки зрения могут рассматриваться как основные или резервные объекты для закачки и долгосрочного хранения кислых газов.

Результаты дальнейших экспериментальных исследований кернового материала будут использованы при формировании универсальных критериев выбора резервуаров, которые обеспечат долговременное хранение кислых газов в пределах Астраханского свода и аналогичных геологических объектов.

Автоматизация технологического процесса описания керна

*Е.Е. Барабошкин, Д.М. Орлов, Д.А. Коротеев
(ООО «Диджитал Петролеум», «Сколтех»)*

С каждым годом различные алгоритмы машинного обучения находят широкое распространение для упрощения и ускорения различных областей нашей жизни в ходе цифровой трансформации.

При цифровой трансформации появляется потребность максимально быстро сократить разрыв от получения первичного материала до занесения его в базу данных. Кроме того, важно быстро получить результаты интерпретации, минуя процессы аналогового ввода информации, который зачастую бывает гораздо более удобным для человека. На протяжении нескольких лет произведено множество исследований, нацеленных на применение методов машинного обучения для облегчения работы геологов и петрофизиков. Исследователи Digital Petroleum и их коллеги провели анализ применимости методов в области анализа керна. В результате была разработана система, основанная на применении методов машинного и глубокого обучения для облегчения и ускорения работы литологов-седиментологов.

Система позволяет в режиме реального времени:

- 1) извлечь из изображений ящиков керна отдельные столбики керна с привязкой по глубине;
- 2) автоматически определить тип породы и его текстуру для терригенных коллекторов (всего 22 различных сочетания).

В результате работы системы на выходе пользователь получает в цифровом виде необходимое первичное описание. Описание может быть выгружено как в виде таблиц, так и в виде готовых графических планшетов. Эксперту остается только просмотреть результаты работы алгоритмов и при необходимости внести небольшие изменения, избавляя его от рутины описания пород.

Результаты петроупругого моделирования отложений баженовской свиты

Д.С. Игнатова

(ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»)

Целью работы являлся подбор петроупругой модели для отложений баженовской свиты Пальяновской площади. Петроупругая модель позволяет получать упругие, акустические свойства и хрупкость пород на основе объемной минеральной модели в скважинах без записи акустических методов. Применимость результатов моделирования подтверждена сопоставлением смоделированных акустических параметров с измеренными. На основе петроупругой модели выявлены закономерности изменения упругих свойств и хрупкости от состава пород, которые могут быть использованы при интерпретации сейсмических данных. Полученная петроупругая модель может применяться для расчета хрупкости пород, что подтверждается сопоставлением рассчитанных значений хрупкости с результатами исследований кернa.

Методологические вопросы извлечения и изучения керн сланцевых формаций

А.Д. Алексеев

(ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»)

Компания «Газпром нефть» в лице дочернего общества ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», которое выступает оператором национального проекта «Баженов», достигла заметного прогресса в области освоения ресурсного потенциала баженовской свиты во многом благодаря развитию принципиально новых подходов к изучению подобных объектов. Их важной составляющей является методологическая основа работы с керновым материалом, позволившая решить ряд застарелых проблемных вопросов, которые препятствовали изучению баженовской свиты со времен открытия ее нефтеносности в начале 60-х годов прошлого столетия.

К их числу можно отнести задачи обеспечения высокого выноса керн и его сохранности, процедуры пробоподготовки образцов, измерение свойств и многое другое.

О формировании пустотного пространства в породах нижнемеловой подсвиты (верхний мел) в пределах Вынгапуровского месторождения

С.А. Дуб

*(Научно-технологический центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
г. Тюмень)*

Отложения нижней подсвиты березовской свиты рассматриваются в качестве перспективного объекта для добычи газа на севере Западной Сибири. Они представлены опоками глинистыми, в меньшей степени глинами опокovidными, иногда с примесью алевритового материала. Сопоставление петрографических особенностей пород, результатов рентгенофазового анализа и данных о флюидонасыщении по двум скважинам Вынгапуровского месторождения позволило выявить факторы, определяющие формирование пустотного пространства этих нетрадиционных коллекторов.

Для опок продуктивных пластов (НБ₄ и отчасти НБ₁) характерны участки развития пор субмикронной размерности. Выше границы интервала их широкого распространения в отложениях появляются минералы группы опал-кристобалит-тридимит, при этом в оптических свойствах основной кремнистой массы не фиксируется заметных изменений. Известно, что в позднем диагенезе – раннем катагенезе происходит трансформация опал-кристобалит-тридимитовой фазы в кварц. Последний имеет бóльшую плотность, соответственно, при сохраняющемся общем объеме толщи такое явление сопровождается увеличением количества пустот. Обнаруженная закономерность согласуется с ранее опубликованными заключениями по сенонским отложениям Медвежьего месторождения. Таким образом, рассмотренный эпигенетический процесс был региональным и, следовательно, потенциально охватывает большие площади.

Развитие методологии экспресс-исследований керна

С.И. Рахимов, Я.В. Ерёмин

(Центр исследований пластовых систем (керна и флюиды)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень)

В настоящее время при ведении геологоразведочной деятельности на лицензионных участках ПАО «Газпром» активно внедряются полевые исследования керна (экспресс-исследования керна) вследствие необходимости получения оперативной информации о разрезе скважины, в частности:

- об общих фильтрационно-емкостных свойствах пород и типах коллекторов;
- о расположении потенциально продуктивных коллекторов.

Данная информация применяется для корректировки выбора интервалов испытания и программ их проведения. Однако в РФ и структуре ПАО «Газпром» отсутствуют регламентирование и нормативно-техническая база на рассматриваемый вид работ. Потому при планировании и организации экспресс-исследований керна затрачивается длительное время на постановку целей и задач их проведения, определение используемой нормативно-технической и методической базы, выбор исполнителя.

Центром исследования пластовых систем (керна и флюиды) (г. Тюмень) начиная с 2011 г. и по настоящее время ведется работа:

- по развитию нормативно-методической и технической базы экспресс-исследований керна;
- внедрению в практическое применение рассматриваемого вида работ.

В докладе представлены результаты деятельности подразделения по развитию методологии экспресс-исследований керна за данный промежуток времени. В частности, освещены сформированные цели и задачи полевых исследований керна. Приведен определенный перечень выполняемых исследований в зависимости от типов изучаемых залежей. Описан сформированный перечень применяемого оборудования и созданный опытный образец передвижной лаборатории. Представлены результаты деятельности по практической апробации метода в полевых условиях и сформулированные возможные направления его развития.

Развитие методологии изучения фазовой проницаемости горных пород

М.Г. Ложкин

(Научно-технологический центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень)

Основной признанный метод определения относительных фазовых проницаемостей – метод стационарной фильтрации, предусматривающий создание стационарного потока через образцы керна. Однако результаты исследований существенным образом искажаются вследствие гистерезиса проницаемости, который возникает вследствие попеременной пропитки и дренирования керна при установлении стационарности потока. При определении проницаемости для фильтрующихся через керна флюидов, при трехфазной насыщенности керна, влияние гистерезиса проницаемости не позволяет построить достоверную математическую модель относительных фазовых проницаемостей, которая применяется при проектировании разработки месторождений для прогнозирования добычи углеводородов.

Для лабораторного определения относительных фазовых проницаемостей при трехфазной насыщенности был разработан метод определения относительных фазовых проницаемостей при квазистационарной фильтрации. Суть метода состоит в отдельном определении проницаемостей по резидентному и вытесняющему флюиду, изменяя при этом насыщенность керна флюидами, не участвующими в измерении. Данный метод позволяет определять фазовую проницаемость керна, избегая гистерезиса проницаемости, и позволяет определять их с большей точностью.

Использование стационарного метода коаксиальных цилиндров для измерения теплопроводности образцов кернa при пластовых давлениях и температурах

*А.П. Федосеев, А.В. Богданов, А.А. Попов, Е.Б. Григорьев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
М.А. Кузнецов (Тамбовский государственный технический
университет)*

Обоснована целесообразность использования стационарного метода коаксиальных цилиндров для измерения теплопроводности образцов кернa в интервале температур от 20 до 150 °С и различном эффективном давлении на скелет породы исследуемого кернa в интервале от 0 до 70 МПа. Для экспериментальных исследований по теплопроводности горных пород спроектировано и изготовлено измерительное устройство, аналогом которой послужила установка, описанная в патенте № 458751 «Устройство для измерения теплопроводности» (Ю.А. Ганиев, А.И. Масленников, Грозненский нефтяной институт). На этапе проектирования и разработки конструкторско-технологической документации были внесены существенные конструктивные изменения, что позволило упростить его сборку и разборку, а также процесс установки исследуемого образца породы в термоячейку. Оснащенность современными датчиками температуры и давления, контрольно-измерительными приборами повышают точность выполняемых замеров, позволяют задавать необходимый интервал записи данных, контролировать заданный режим исследования, сохранить показания и выполнить их обработку.

В качестве флюида, насыщающего образец породы, используется модельная нефть или газ, модель пластовой воды (в большинстве случаев используется раствор NaCl в дистиллированной воде с заданной минерализацией). Модель пласта выполнена из образца горной породы в виде цилиндра с внешним диаметром $30 \pm 0,1$ мм и центральным каналом (для размещения градиентного нагревателя) диаметром $10 \pm 0,1$ мм, длина цилиндра равна $60 \pm 0,1$ мм.

Выведено и решено дифференциальное уравнение, описывающее распределение температуры по длине внутреннего цилиндра образца кернa. Сформулированы граничные условия и допущения.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект 20-08-00066 А.

Паспорт прочности породы и другие прочностные, деформационные и фильтрационные характеристики пород коллекторов подземных хранилищ газа

*М.В. Пятахин, С.О. Оводов, С.А. Шулепин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Ю.М. Гайдаш (ООО «Нильсен Дейта Фэктори»)*

Исходная промысловая информация и проведение моделирования необходимы для установления технологических режимов эксплуатации скважин, определения оптимальных способов заканчивания, а также для улучшения эксплуатационных показателей. Для получения надежных результатов используемые фильтрационные и геомеханические модели нужно наполнить актуальными данными о свойствах горных пород из призабойной зоне пласта.

Проблема заключается в том, что количество таких данных в литературе весьма ограничено. В данной работе предпринята попытка отчасти заполнить этот пробел. Объектами исследования являлись образцы керна из призабойной зоны пласта скважин подземных хранилищ газа (ПХГ). Целью работы было определение деформационных, прочностных и фильтрационных характеристик пород-коллекторов ПХГ.

Комплексные экспериментальные исследования кернового материала из коллекторов подземных хранилищ газа впервые были проведены для Кущевского, Касимовского и Увязовского ПХГ. Для получения результатов использовались известные методики – как описанные в литературе, так и усовершенствованные авторами данной работы для паспорта прочности горной породы. Показано, что пласт-коллектор Кущевского ПХГ является низкопроницаемым и хорошо цементированным, что подтверждается конкретными результатами определения проницаемости, паспорта прочности и пределов прочности на растяжение и сжатие породы. В результате экспериментов установлено, что породы пластов-коллекторов Касимовского и Увязовского ПХГ высокопроницаемы и слабо цементированы. Показано, что для всех исследованных коллекторов значения измеренных параметров породы могут существенно различаться при близких глубинах отбора керна.

Состав и способ для изоляции порового объема керна в процессе отбора

*А.П. Лосев, И.Н. Евдокимов, Е.В. Бойков
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Я.Л. Савельева (ООО НИИЦ «Недра-тест»)*

Предложен состав на основе синтетического масла и набухающего эластомера, а также способ его применения при отборе керна.

Исследования показали, что применяемые повсеместно эмульсионные жидкости для отбора керна имеют в своем составе полимеры, химически адсорбирующиеся на минералах горных пород, что сказывается на репрезентативности дальнейшего анализа керна. Разработанный состав инертен по поношению к минералам горных пород, а его масляная основа синтетическая, отличимая от природных углеводов при использовании соответствующих средств контроля.

Приведены результаты ИК-Фурье-спектроскопии на приставке полного внутреннего отражения, свидетельствующие о возможности выявления состава и однозначного отделения его от природных углеводов непосредственно на поверхности керна по характерным полосам поглощения.

В буровую промывочную жидкость и предлагаемый состав вносили УФ-флуоресцирующие красители. Серия экспериментов по выдержке кернов в составе под давлением и съемке в УФ-лучах показала, что проникновение состава в керн (песчаник проницаемостью 200 мД) составляет не более 2 мм. Те же результаты получены и с крупнозернистыми модельными кернами – спеченными керамическими дисками OfiTE.

Состав является термоактивируемым. При приготовлении представляет собой хорошо текучую суспензию. При термоактивации (более 45–50 °С) эластомер набухает и занимает весь объем смеси. При остывании (подъеме снаряда на поверхность) состав приобретает консистенцию резиноподобного тела, что повышает сохранность колонок. Реологические исследования состава в широком диапазоне температур доказали его технологичность: свежеприготовленный или термоактивированный составы имеют достаточно низкую вязкость, чтобы без затруднений вытекать из керноотборника при поступлении в него колонки породы.

Литологическая характеристика и закономерности распространения вендских продуктивных отложений мошакской свиты Приангарья

О.А. Зуева

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

Промышленная газоносность разреза осадочного чехла Приангарья доказана открытием таких месторождений, как Абаканское, Ильбокичское, Берямбинское, Имбинское, Агалеевское. Основные притоки углеводородов были получены из отложений тасеевской серии.

Породы мошакской свиты завершают разрез тасеевской серии и представлены комплексом гравийно-песчаных, песчаных, алевропесчаных, алевро-глинистых разностей и смешанных сульфатно-карбонатно-глинистых.

Породы-коллекторы мошакской свиты представлены крупно-, средне- и разнозернистыми песчаниками, обломочная часть в которых сложена кварцем, полевыми шпатами и обломками эффузивных и метаморфических пород. Пустотное пространство относится к межзерновому типу, а также связано с пустотами выщелачивания в зонах растворения карбонатного цемента и полевых шпатов. Границы межзерновых пустот могут быть извилистыми, а также иметь правильные изометричные формы в участках развития регенерации зерен. Пустоты выщелачивания, как правило, имеют сложную извилистую форму. Микропустоты в корродированных обломках кварца и калиевых полевых шпатов отмечаются редко, их размеры составляют 1–3 мкм.

Отложения мошакской свиты имеют циклическое строение с регрессивной в нижней части и регрессивно-трансгрессивной направленностью циклитов в верхней. Породы-коллекторы приурочены к верхним частям регрессивных и средним частям регрессивно-трансгрессивным циклитов.

Образование отложений мошакской свиты происходило в условиях приливно-отливных равнин с редкими озерными водоемами и протоками, которые сформировались после отступления чистяковского морского бассейна. Верхняя часть разреза мошакской свиты несет в себе следы начала мощной трансгрессии вендского бассейна, которая превратила приливно-отливную зону в область мелководного морского бассейна.

Проведенные детальные литологические исследования пород-коллекторов мошакской свиты показали, что существенную роль в формировании их фильтрационно-емкостных свойств сыграли катагенетические преобразования.

Оценка достоверности подсчетных параметров терригенных коллекторов верхнего и нижнего мела месторождений Карского моря методом ЯМР

*Н.И. Гусев, А.А. Константинов, С.П. Цыбульский, И.Б. Крюкова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Керн является прямым фактическим материалом для изучения состава и свойств пород, поэтому освещенность продуктивного разреза керном имеет первостепенное значение при разведке и оценке газовых залежей.

Появление новых, более совершенных технологий требуют разработки и внедрения новых научно-технологических решений и подходов по оптимизации достоверности подсчетных параметров УВ.

В связи с высокой степенью изученности месторождений на суше, особую актуальность приобретает исследование месторождений шельфа, обусловленное необходимостью повышения достоверности определения петрофизических характеристик пород-коллекторов, поиска новых методов и подходов к изучению образцов слабо-консолидированного кернового-материала.

На месторождениях Карского моря коллектора представлены слабо-консолидированным песчаником и многие стандартные петрофизические методы изучения имеют ограничения.

В основу метода ядерно-магнитного резонанса положено кратковременное воздействие на систему ядерных спинов, помещенных в однородное магнитное поле, и регистрация сигнала спада свободной индукции после воздействия ВЧ колебаний, создающих в катушке датчика переменное магнитное поле высокочастотных колебаний определенной частоты.

Исследование методом ЯМР хорошо зарекомендовало себя при изучении традиционных коллекторов, характеризующихся низким содержанием глинистых минералов. В том числе изменение структуры порового пространства влияет на релаксационные свойства породы, которые определяются с помощью ЯМР. Для изучения возможности фиксации и контроля этого изменения методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) была проведена серия исследований.

В работе приводится сравнение и оценка возможности использования метода неразрушающего исследования ЯМР с данными полученными прямыми традиционными петрофизическими исследованиями на примере месторождений шельфа Карского моря.

Применение метода ЯМР позволяет определить распределение флюидов в поровом пространстве керна, а также сопоставлять коэффициенты остаточной водонасыщенности общей и эффективной пористости с коэффициентом остаточной водонасыщенности полученным методом капилляриметрии и ультрацентрифуги и провести расчет газопроницаемости по модели Тимура-Коатеса.

Глинистые и глинисто-алевритовые вулканогенные коллекторы мезозоя севера Западной Сибири

Юрова М.П.

(Институт проблем нефти и газа РАН)

На основе общности геологических и термобарических условий формирования мезозойских глинистых отложений северо-востока Западной Сибири и мезозойских вулканогенных пород Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Восточной Сибири, а также базируясь на многолетнем и тщательном изучении вулканогенных (глинистых и глинисто-алевритовых) коллекторов в лаборатории КНИЛВостСиб РГУ им. И.М. Губкина и далее в ИПНГ РАН, где были выделены генотипы и литотипы триасовых пород-коллекторов газа. Кроме того, определен их состав и физические свойства, палеоусловия формирования, показан процесс преобразования вулканитов в разбухающие глинистые породы с коллекторами углеводородов трещинно-порового типа. Приведены работы отечественных и зарубежных исследователей о процессах и условиях, проходивших на Земле при вулканических извержениях в мезозойскую эпоху.

Вскрытие пермо-триасовых вулканогенных глинистых пород в аналогичных термобарических условиях залегания на глубинах более 4-х км, данные опробования (газ в глубоких скважинах) на территории северо-востока Западной Сибири позволяют утверждать, что в этом регионе могут быть открыты залежи газа, аналогичные Хапчагайским Восточной Сибири. С целью эффективного освоения вулканогенных литологических (глинистых) и комбинированных (глинисто-алевритовых) залежей мезозоя, предлагается использовать методы изучения керна, рациональный комплекс ГИС, методику расчленения вулканитов с целью создания петрофизической модели залежей и подсчета запасов. Даются рекомендации по бурению, вскрытию и освоению вулканогенных коллекторов, разработанных в КНИЛВостСиб РГУ им. И.М. Губкина и ИПНГ РАН (научный руководитель академик А.Н. Дмитриевский).

Оценка изменения проницаемости карбонатных коллекторов Долгинского месторождения в условиях трехосного неравнокомпонентного напряженного состояния

*А.Д. Дзюбло, С.О. Бороздин
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны при первичном вскрытии пласта является одной из основных задач при заканчивании скважины открытым стволом. Необходимо учитывать влияние состава и свойств фильтрата бурового раствора на проницаемость пород в околоскважинной зоне. Кроме того, важно учитывать изменение проницаемости под действием напряжений в околоскважинной зоне.

Цель работы – исследование механических и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов и оценка зависимости проницаемости от напряженного состояния.

Объектом исследования являются образцы горных пород из скважины № 1 Северо-Долгинской структуры в Печорском море.

Кроме комплекса стандартных литолого-петрофизических исследований проведены специальные работы на испытательном стенде Института проблем механики РАН. Образцы породы из скважины № 1 Северо-Долгинской структуры испытаны по различным трехмерным программам нагружения.

В результате работы исследованы деформационные и прочностные характеристики данных горных пород и зависимости их проницаемости от уровня и соотношения действующих напряжений. Установлены закономерности изменения проницаемости при различных значениях компонентов напряжений.

Данные результаты необходимо учитывать при моделировании процессов, происходящих в призабойной зоне при первичном вскрытии продуктивных пластов и при применении результатов лабораторных исследований к реальным пластовым условиям.

Температурная зависимость коэффициентов диффузии в бинарных газовых системах, содержащих углеводороды при низких давлениях

*А.Ф. Богатырев, М.А. Кучеренко
(филиал НИУ «МЭИ» в г. Смоленске),
О.А. Макеенкова
(Смоленский государственный университет)*

В рамках молекулярно-кинетической теории Чепмена – Энского авторами был предложен метод расчета параметров потенциала молекулярного взаимодействия молекул, который используется при вычислении коэффициентов взаимной диффузии при низких давлениях.

На основе температурной зависимости коэффициентов вязкости чистых газов была рассчитана температурная зависимость коэффициентов взаимной диффузии пятнадцати систем газов, включая девять систем с углеводородными газами.

Полученные коэффициенты диффузии газов были обработаны по степенной зависимости от температуры двумя методами. Эти данные сравнивались с экспериментом по коэффициентам взаимной диффузии газов. Среднее отклонение для различных систем газов составляет 1–5 %.

По данным различных исследователей, погрешность эксперимента при исследовании коэффициентов взаимной диффузии составляет обычно 2–5 %, что хорошо согласуется с проведенными вычислениями. Необходимо продолжить вычисления по температурной зависимости коэффициентов диффузии других газовых систем по предложенной методике.

Следует отметить, что исследования температурной зависимости коэффициентов вязкости позволяют сделать эксперимент более простым и надежным, чем измерения температурной зависимости коэффициентов диффузии бинарных систем при низких давлениях.

Прогноз зон развития и свойств пород-коллекторов базальных отложений венда юго-запада Сибирской платформы

*Е.С. Изъюрова, О.В. Постникова, А.Д. Изъюров
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Вендские отложения на юго-западе Сибирской платформы характеризуются высокой степенью литолого-петрофизической неоднородности, часто низкой степенью проницаемости, а также сложной структурой пустотного пространства. Эта неоднородность контролируется литофациальной изменчивостью отложений и степенью их вторичной преобразованности.

По результатам литолого-геофизических исследований и циклостратиграфического анализа терригенные отложения формируют циклиты трансгрессивной направленности. Разрезы отличаются по толщинам и стратиграфическому объему. Наиболее полные встречены на юге изучаемой территории. Породы-коллекторы, представленные гравелитами мелкообломочными и песчаниками разной степени зернистости, приурочены к нижним частям двучленных циклитов.

На основе комплексного литологического и геолого-геофизического изучения были созданы цифровые литофациальные и литолого-петрофизические модели. Наиболее высокие перспективы развития пород-коллекторов связаны с фациями русловой долины, областями верхних частей конуса выноса рек, а также аккумулятивными телами в дистальной зоне приливо-отливной равнины. Зоны средней и низкой перспективности связаны с пойменными фациями аллювиальных отложений и песчано-алевро-глинистыми зонами литорали. Латеральное распространение пластов коллекторов крайне изменчиво, что обусловлено преимущественно аллювиальным генезисом этих отложений и высокой степенью интенсивности вторичных процессов. Основные вторичные процессы, снижающие емкостные свойства пород-коллекторов, связаны с процессами уплотнения и аутигенного минералообразования, которые наиболее интенсивно проявлены в зонах геодинамического сжатия.

Полученные цифровые модели пород-коллекторов позволяют повысить эффективность проведения геологоразведочных работ на юго-западе Сибирской платформы за счет выявления локализации наиболее высокоемких пород-коллекторов базальных отложений венда.

Технология профильных ЯМР-исследований керна для получения оперативной информации о продуктивных интервалах в бурящихся скважинах

*В.М. Мурзакаев, Н.Н. Белоусова, А.В. Брагин (ООО «ТНГ-Групп»),
В.Д. Скирда, А.С. Александров, Д.С. Иванов
(Казанский федеральный университет),
М.М. Дорогиницкий (ООО «НПО ВС»)*

Рассматривается технология оперативного экспресс-анализа полноразмерных кернов с использованием аппаратуры на основе метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для решения следующих геологических и технологических задач: получение экспресс-информации о распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в интервале отбора керна с детализацией 2 см до проведения геофизического исследования скважин; оценка характера насыщения керна независимым способом (по распределению времен релаксации T_1 - T_2); выбор точек для отбора проб пластоиспытателем в условиях сложно-построенных, слабо изученных и тонкослоистых отложений; выбор мест для отбора стандартных образцов. Мобильная установка ЯМР-Керн позволяет выполнять ЯМР-исследования полноразмерного керна без его предварительной подготовки, непосредственно на скважине сразу после извлечения керна на поверхность. Исследования метрологически обеспечены – каждый замер калибруется на образец с известной пористостью. Исследования могут выполняться в двух режимах – с целью определения ФЕС и с целью типизации флюидов.

Измеряемыми характеристиками являются времена спин-спиновой релаксации T_2 , времена спин-решеточной релаксации T_1 , карты совместного распределения T_2 - T_1 . Результаты исследования представлены такими параметрами, как общая ЯМР-пористость, не зависящая от литологического состава пород, относительное содержание подвижной, мало-подвижной и связанной составляющих флюида, качественная оценка структуры порового пространства и радиуса пор, проницаемость и типизация флюида. Эффективность установки была проверена на более чем 1600 м полноразмерного керна. Как правило, ЯМР-Керн показывает большую детализацию разреза по вертикали (или вдоль колонки керна) по сравнению со скважинными исследованиями, что позволяет уточнить эффективные толщины, наметить точки для отбора стандартных образцов или взятия проб пластового флюида в стволе скважины не только визуально, но и с учетом емкостных свойств и характера насыщенности керна.

Нефтегазовая система бассейна Солимойнс (Бразилия): резервуары, покрышки, материнские толщи, особенности заполнения ловушек

*М.В. Лебедев, А.В. Полищук, А.В. Храмцова
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Нефтегазоносный бассейн Солимойнс внутрикратонного (синеклизного) типа расположен в штате Амазонас, Бразилия. Образован осадочными формациями протерозойского-кайнозойского возрастов. Подразделяется на два суббассейна: Жандиатуба и Журуа. В последнем (объект исследования) открыты 25 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Основные резервуары в суббассейне связаны с формацией Журуа (карбон). Седиментологический анализ керна показал, что резервуары в субформации Нижняя Журуа представляют собой песчаные покровы преимущественно аллювиального и эолового генезиса. Резервуары Среднего Журуа – линзы эоловых песчаников, в которых можно выделить дюнные формы, песчаники сплетающихся русел и карбонатные породы. В Верхнем Журуа резервуары входят в состав микроклиноформного комплекса, вероятно, дельтового происхождения.

Покрышками в суббассейне являются желваковые ангидриты лагуны и себхи мощностью до 5–10 м, пласты каменной соли (до 40 м), аргиллиты литорали и сублиторали, входящие в состав формации Журуа и перекрывающей ее формации Карауари.

Материнские отложения входят в состав группы Маримари (девон). Это зрелые преимущественно глинистые толщи морского генезиса с содержанием органического углерода в среднем до 3–5 %, что определило в целом невысокий генерационный потенциал нефтегазовой системы.

Проведенное бассейновое моделирование позволило выявить две важные особенности заполнения ловушек в суббассейне. В условиях невысокого генерационного потенциала наиболее перспективны ловушки, приуроченные к структурным трендам – валообразным структурам III порядка, поскольку они имеют более обширные области нефтегазосбора, чем структуры за пределами трендов. Соответственно, даже крупные ловушки за пределами структурных трендов имеют более низкие перспективы нефтегазоносности. Кроме того, авторами установлена зависимость между отношением площади ловушки к площади нефтегазосбора и коэффициентом заполнения ловушки, что можно использовать как критерий при прогнозе локализованных ресурсов.

Влияние степени кристаллизации, температуры и давления на эффективную теплопроводность горных пород

С.Н. Эмиров, А.А. Аливердиев, Э.Н. Рамазанова, А.А. Амирова, Ю.П. Заричняк, Р.М. Алиев (Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал Объединенного института высоких температур РАН, Дагестанский государственный технический университет, Дагестанский государственный университет, Институт физики ДФИЦ РАН, Национальный исследовательский университет информационных технологий)

Анализируются собственные и литературные экспериментальные данные по влиянию температуры (273–523 К) и гидростатического давления. Показано, что температурная зависимость эффективной теплопроводности горных пород в значительной степени зависит от степени кристаллизации породообразующих минералов, наличии границ блоков, дефектов и дислокаций и может быть описана степенной зависимостью. Показано, что гидростатическое давление приводит к значительному влиянию и на начальную величину и на температурную зависимость эффективной теплопроводности.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, гранты № 18-08-00059а и 20-08-00319а.

Проницаемость низкопористых пород-коллекторов и возможности конвективного переноса тепла через флюиды

*Д.П. Волков, Ю.П. Заричняк (НИУ ИТМО),
Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.Э. Рамазанова, С.Н. Эмиров (ИПГВЭ ФИВТАН)*

Наиболее достоверные данные о структуре коллекторов и свойствах флюидов, заполняющих глубинные коллекторы при высоких давлениях и температурах, получают в процессе достаточно трудоемких измерений на дорогостоящих экспериментальных установках. Но экспериментальные данные по теплопроводности исследуемых образцов содержат суммарный результат взаимодействия различных механизмов переноса тепла – кондуктивного переноса по минеральному каркасу и флюиду, конвекции и излучения в поровом пространстве.

В работе исследована возможность возникновения конвекции в мелкозернистых плотных (низкопористых $\Pi < 15\%$) горных породах. Геометрическими параметрами коллектора, определяющими возможность возникновения и масштаб конвективного вклада в эффективную теплопроводность, являются пористость Π , размер пор $\delta_{пор}$ и проницаемость k флюидонасыщенных каналов. Исследуемые образцы характеризуются размером частиц $0,002 < d < 0,2$ мм и размером пор $0,00025 < \delta_{пор} < 0,04$ мм (капиллярные поры).

Если параметры пористой среды известны, то возможность возникновения естественной конвекции в нем начинается с оценки проницаемости k слоя исследуемого образца. Проницаемость должна определяться геометрией поровой структуры материала. Известно много попыток создания теории, связывающей геометрическую структуру пористого материала с проницаемостью. Наиболее просты по конструкции модели, состоящие из системы параллельных прямых капилляров равного диаметра.

Для песчаников при пористости $\Pi = 0,14$ большая часть измеренных значений проницаемости лежит в диапазоне 0,6–6,0 миллидарси со средним значением проницаемости $k_{средн} = 2 \cdot 10^{-15}$ м².

Проведенные расчетные оценки в широком диапазоне изменения давления $P = 0,1–400$ МПа с различными флюидами, насыщающими поры (аргон, вода), показали, что фильтрационное число Релея Ra во всех исследованных образцах оказалось меньше критического значения $Ra_{кр} = 40$, выше которого возникает естественная конвекция в порах под действием градиента температур и сил Архимеда.

В образцах плотных пористых флюидонасыщенных горных пород при заданных условиях конвективное движение среды во флюидах, насыщающих поры, не возникает. Конвективное движение газа или жидкости в порах коллектора может возникать при более высоких значениях пористости и среднего размера пор, при давлении выше 100 МПа либо при более значительных перепадах температур на рассматриваемом слое.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 18-08-00059а.

Экспериментальные исследования температурно-барической зависимости эффективной теплопроводности флюидонасыщенных песчаников

*С.Н. Эмиров, А.А. Аливердиев, Э.Н. Рамазанова, А.А. Амирова,
В.Д. Бейбалаев, Р.М. Алиев (Институт проблем геотермии
и возобновляемой энергетики – филиал Объединенного
Института высоких температур РАН,
Дагестанский государственный технический университет,
Дагестанский государственный университет)*

Проанализированы экспериментальные температурно-барические зависимости эффективной теплопроводности песчаников с различной степенью кристаллической упорядоченности в условиях, близких к условиям естественного залегания. В частности, анализируется влияние флюидонасыщения на степень и характер температур зависимостей для различных пород. Исследовались образцы из месторождения Кочубей (республика Дагестан) и Тюменской сверхглубокой скважины.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, гранты №№ 18-08-00059а и 20-08-00319а.

О направлении распиловки при литологическом изучении керна

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова, А.В. Дякина,
О.В. Косолапова, Н.В. Новикова, В.Р. Сахарова, И.Л. Цесарж
(«СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»)*

В информативности литологического изучения керна направление распиловки играет особую роль. В работе освещено развитие технологии ориентированной распиловки; приведены примеры, где распиловка керна по правилам значительно расширила область геологического познания недр. Входящие в технологию ориентированной распиловки правила и приемы разработаны в процессе многолетнего литологического изучения керна.

Согласно правилам, прописанным в руководящем документе компании, в стандартном порядке продольная распиловка проводится в одном направлении состыкованного керна, плоскость спила ориентируется ортогонально направлению основных текстурных (макроструктурных) элементов. Изменения направления допускаются в нестандартных ситуациях, например, когда направление выбрать сложно, или когда требуется распилить в разных направлениях. Процессу и направлению распиловки уделено внимание во многих работах коллектива научно-исследовательской лаборатории литологии. В данной работе приведены примеры, где ориентированная распиловка керна значительно расширила область геологического познания недр. В первой части работы в качестве примеров рассмотрены несколько объектов изучения керна доюрского комплекса. Во второй части работы приведены примеры проявления новых и важных данных, полученных при осмысленной распиловке керна разных объектов исследований. Роль направления распиловки отражена на фото-, скано- и микроизображениях, в описании керна, на схематических реконструкциях при оценке текстурного характера пород на мегауровне.

Апогранитовые тектониты. Петрофизические параметры

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова, А.В. Дякина,
О.В. Косолапова, А.В. Левин, Н.В. Новикова, В.Р. Сахарова,
Ю.А. Травина, И.Л. Цесарж
(«СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»)*

Работа посвящена вопросу изучения коллекторских свойств нетрадиционного коллектора. Основная цель работы – оценка и визуализация фильтрационно-емкостных свойств апогранитовых тектонитов.

Нефтенасыщение (85 %) объекта приурочено к зоне динамометаморфического преобразования гранита. Основным литотипом и коллектором в зоне нефтенасыщения является апогранитовый тектонит. По типу пустотной емкости коллектор трещино-кавернозно-поровый. Основная пустотность внутризерновая, приурочена к измененным зернам полевых шпатов. В классификационных перечнях данный тип коллектора относится к нетрадиционным коллекторам метаморфических пород со сложной системой фильтрации флюидов. В объеме образца-цилиндра пористость зависит от количества нефтяных пятен, которые в основном приурочены к зернам полевых шпатов. Самые низкие значения пористости наблюдаются в зонах милонитизации, где участки с нефтенасыщением единичны. В цилиндрах с проницаемостью меньше 1 мД пятна нефтенасыщения не соединены проводящей трещиноватостью. В цилиндрах со значениями более 1 мД проницаемость растет в зависимости от сообщения и раскрытия трещин. В зоне дробления значения проницаемости увеличиваются на 1-2 порядка, значения пористости на 1-2 единицы.

Значения проницаемости в цилиндрах из монолитных участков породы отражают низкую продуктивность данных пород, подтвержденную данными испытания.

Граниты. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова, А.В. Дякина,
Н.В. Новикова, В.Р. Сахарова, И.Л. Цесарж, И.В. Шестерякова
(«СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»)*

В работе освещены результаты изучения керна, отобранного из верхней части гранитного массива. В зоне контакта чехол-фундамент породы массива интенсивно тектонизированы и представлены апогранитовыми тектонитами с нефтенасыщением. Комплексное и многоуровневое изучение позволило визуализировать разрез объекта и границы продуктивной зоны, описать характер пород в зоне тектонизации и их структурно-вещественное преобразование в коллектор.

В вводной части работы даны геологическое описание объекта, разъяснение по использованной номенклатуре, перечислены методы изучения.

В основной части работы приведено детальное описание литотипов, их породная и минеральная характеристика, наличие нефтенасыщения, характер тектонизации, тип коллектора. Литотипы выделены в последовательности динамометаморфического преобразования пород: 1) гранит; 2) тектоногранит; 3) тектонит апогранитовый; 4) ультратектонит апогранитовый; 5) тектоносланец; 6) тектонокластолит.

Сделаны выводы о том, что однозначное УВ-зарождение выявлено в зернах щелочных полевых шпатов в зоне перехода гранит-тектоногранит. Основной емкостной объем приурочен к зернам измененных полевых шпатов апогранитовых тектонитов. Степень нефтенасыщения имеет прямую связь со степенью динамометаморфизма. Начальная тектонизация гранитов порождает УВ, последующая – генерирует, конечная – способствует миграции.

Изучение подтвердило предположение авторов о зарождении УВ в процессе сдвига и стресс-метаморфизма. Изученный объект является примером минерального месторождения нефти.

СЕКЦИЯ С

ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ И ИХ КОМПОНЕНТЫ

Оценка точности определения молярной массы расчетными методами для конденсатов Ковыктинского газоконденсатного месторождения

М.М. Кубанова, Д.Р. Крайн, В.А. Логинов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Создание адекватной модели пластового углеводородного флюида невозможно без детальной информации о составе и свойствах входящих в его состав компонентов.

Наиболее достоверным методом определения свойств компонентов является эксперимент, заключающийся в ректификации сырья и дальнейшем определении свойств узких фракций (плотности, молярной массы, вязкости, содержания серы), с помощью которых рассчитываются физико-химические свойства, параметры, используемые в моделировании фазового поведения пластового флюида и технологических процессов добычи, транспорта и переработки добываемой продукции.

Для снижения трудозатрат многие исследователи предпочитают определять молярную массу фракций расчетным методом, используя многочисленные описанные в литературе корреляции. Однако использование корреляций без анализа экспериментальных данных по конкретному месторождению может привести к ошибкам, значительно превышающим точность эксперимента по определению молярной массы.

Авторами был рассмотрен большой набор различных корреляций и проведена оценка точности наиболее используемых корреляционных зависимостей для определения молярных масс углеводородных фракций с использованием данных детального исследования десятиградусных фракций конденсатов парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения.

Анализ корреляций для определения молярных масс углеводородных фракций показал, что для конденсатов парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения относительная ошибка расчетного метода определения молярной массы может превышать 10 %, что существенно превосходит ошибку экспериментального метода.

Исследования, выполненные авторами, выявили наиболее эффективную корреляционную зависимость (API 1980 Extended), позволяющую получить достоверную информацию о молярной массе фракций конденсатов парфеновского горизонта на начальной стадии разработки Ковыктинского месторождения.

Математическая природа Y-функции пластовых нефтей

*П.А. Мошарев (МГУ имени М.В. Ломоносова,
НИИ ядерной физики имени Д.В. Скобельцына; НИУ «МЭИ»),
А.А. Лобанов, С.А. Федоровский, И.О. Промзелев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Е.Н. Липатникова, Г.Д. Сергеев, А.Б. Золотухин
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова),
В.А. Коваленко (ООО «Газпромнефть –
Ноябрьскнефтегазгеофизика»)*

Одной из главных задач проведения ССЕ-теста пластовой нефти является определение величины давления насыщения нефти газом. Использование при анализе экспериментальных данных Y-функции (безразмерного коэффициента сжимаемости двухфазной парожидкостной системы) позволяет повысить точность вычисления давления насыщения, а также предоставляет возможность автоматизации расчетов.

В докладе обсуждается математическая природа Y-функции и приводится обоснование эффективности и точности основанных на ее применении методов вычисления давления насыщения пластовой нефти.

Новый алгоритм обработки данных ССЕ-теста нефтей типа black oil

*Е.Н. Липатникова, Г.Д. Сергеев, А.Б. Золотухин
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова),*

*А.А. Лобанов, С.А. Федоровский, И.О. Промзелев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»),*

*П.А. Мошарев (МГУ имени М.В. Ломоносова, НИИ ядерной физики
имени Д.В. Скобельцына, НИУ «МЭИ»),*

*В.А. Коваленко (ООО «Газпромнефть –
Ноябрьскнефтегазгеофизика»)*

В докладе представлен новый алгоритм обработки результатов ССЕ-теста пластовой нефти. Предлагается:

1. При расчете PV-изотермы пластовой нефти проводить обоснование используемых аппроксимирующих полиномиальных зависимостей с использованием критериев валидации.

2. Рассчитывать коэффициент сжимаемости флюида методом дифференцирования аппроксимирующей полиномиальной зависимости объема от давления, т.е. осуществить переход от вычисления разностных отношений давления и объема к аналитическому дифференцированию аппроксимирующих зависимостей.

3. Определять давление насыщения нефти газом по условию максимума величины достоверности линейной аппроксимации зависимости Y-функции от принимаемого давления насыщения.

4. Приводить в техническом отчете по исследованию пластовой нефти результаты математической обработки, корректировки данных и обоснование принимаемых значений.

Применение алгоритма ограничено случаями исследований нефтей типа black oil как пластовых углеводородных флюидов с ярко выраженными признаками образования паровой фазы.

Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях

*М.А. Звонков, В.А. Коваленко
(ООО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегазгеофизика»),
А.А. Лобанов, С.А. Федоровский, А.Н. Лукашов,
И.О. Промзелев, Е.В. Тихомиров
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

В докладе представлен обзор и анализ технических, нормативно-методических, административных и бизнес-аспектов современной ситуации в области отбора глубинных проб пластовых флюидов в РФ. Изложен авторский взгляд на физико-химические факторы качества проб, предложена концепция системного подхода к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей.

Количественная оценка качества глубинных проб пластовых нефтей

*А.А. Лобанов, С.А. Федоровский, И.О. Промзелев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Недостаточность и неточность информации о свойствах пластовых флюидов являются одними из основных категорий неопределенностей при оценке запасов и прогнозах добычи нефти и напрямую влияют на экономическую оценку проектов. При этом основной проблемой процессов отбора и исследований проб является практическое отсутствие регламентированных подходов и стандартов к оценке качества и, как следствие, ее субъективный и несистемный характер. Для решения проблемы снижения качества работ по отбору проб пластовых флюидов сотрудниками Центра исследований пластовых систем ООО «Газпромнефть НТЦ» разработана система количественной оценки качества проб пластовых флюидов.

В докладе представлены:

1. Результаты комплексного анализа проб пластовых флюидов как создаваемой потребительной стоимости проектов ГРП.
2. Математическая модель, выражающая показатель качества пробы Q в диапазоне от 0 до 100 %.
3. Результаты экспертного опроса и определения численных коэффициентов критериев качества.

По результатам проведенной работы был разработан первый в Российской Федерации методический документ по количественной оценке качества проб пластовых флюидов – М-01.01.03.04-04 «Оценка качества проб пластовых флюидов». С целью эффективного внедрения и тиражирования методического документа, в рамках компании, разработано и находится в опытно-промышленной эксплуатации программное обеспечение по расчету показателя качества пробы – модуль разрабатываемого цифрового двойника процессов отбора и лабораторных исследований пластовых флюидов.

Процессы образования АСПО в пластовых условиях при реализации газовых МУН

В.А. Коваленко

(ООО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегазгеофизика»)

Эффективность МУН, основанных на закачке газа в пласт, в гораздо большей степени, нежели у других методов, зависит от физико-химических процессов взаимодействия пластовой нефти и реагента закачки. Основными рисками, связанными с процессами массообмена и фазовыми переходами флюидов, являются недостижение смесимости и возможное выпадение асфальтенов, инициированное насыщением нефти легкими углеводородами. Первое чревато возможными прорывами газа в добывающие скважины, что катастрофически отразится на технологических и экономических показателях эффективности проекта. Второе способно привести к кольтматации порового пространства пласта вплоть до полной потери гидродинамической связи в системе «пласт – скважина». Таким образом, для разработки проекта смешивающегося вытеснения необходимы лабораторные исследования, направленные на подбор оптимальной композиции закачиваемого газа.

В работе представлены результаты исследований взаимодействия пластовой нефти месторождения Западной Сибири и попутного углеводородного газа. Исследования проводились по схеме однократного смешения, т.е. смешения «свежих» порций пластовой нефти и газа закачки (так называемый тест набухания). Построена зависимость давления насыщения, коэффициента набухания (коэффициента, характеризующего увеличение объема нефти при растворении в ней газа), коэффициента сжимаемости, плотности и вязкости пластовой нефти от концентрации углеводородного газа. Определены условия выпадения асфальтенов, описано количество и размеры образующихся твердых частиц и весовое содержание дестабилизированной твердой фазы в интервале концентраций газа, соответствующих нефтяному состоянию смеси.

Результаты исследований использовались для точной настройки уравнения состояния композиционной модели флюида при моделировании процесса закачки газа в геолого-гидродинамической модели пласта, а также для оценки рисков, связанных с выпадением асфальтенов.

Изучение удельной теплоемкости нефтей и конденсатов методом дифференциально сканирующей калориметрии

*Т.С. Пономарёва, С.А. Заночуев, А.В. Поляков
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Современные тенденции требуют постоянного совершенствования технологических процессов как в области разработки и эксплуатации месторождений, так и химической переработки углеводородного сырья. Одной из важных характеристик добываемого углеводородного сырья является теплоемкость, данные о которой участвуют в расчетах системы подготовки, методов увеличения нефтеотдачи и при проектировании различных теплообменных установок. Поэтому эффективно решать вопросы по оптимизации и совершенствованию процессов разработки и эксплуатации месторождений, а также химической переработки не представляется возможным без достоверных данных о теплоемкости добываемого сырья.

Существующие расчетные способы определения теплоемкости зачастую дают значительные погрешности. Наиболее надежным способом определения теплоемкости остается прямое измерение экспериментальным путем.

В работе освещен опыт определения теплоемкости нефтей и конденсатов методом дифференциально-сканирующей калориметрии на базе отдела исследования свойств пластовых флюидов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Дана оценка неопределенности измерения. Представлены результаты определения теплоемкости для конденсата и нефти одного из месторождений Западной Сибири, а также их корреляционные зависимости от физико-химических свойств. Показано, что для углеводородных систем, содержащих нефтяные компоненты, в исследуемом диапазоне температур наблюдается фазовый переход, связанный с образованием твердых парафиновых структур.

Инструментальный оптический метод изучения околокритического фазового поведения модельных и пластовых углеводородных флюидов

*Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек, И.К. Юдин
(Институт проблем нефти и газа РАН),
А.С. Сирота (ПАО «Газпром»),
Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Предлагается эффективный оптический метод идентификации и изучения околокритического состояния пластовых УВ-флюидов, находящихся в переходной зоне от летучей нефти к газоконденсату, т.е. при пластовой температуре, близкой к критической. Разработка месторождений таких флюидов требует надежного знания не только критических параметров, но и области их околокритического состояния.

Метод использует хорошо известное явление критической опалесценции – аномальное (в идеале, неограниченное) возрастание интенсивности светорассеяния с приближением к критической точке жидкость–газ. Суть метода состоит в измерении температурной зависимости интенсивности светорассеяния исследуемым флюидом на последовательности изохор, покрывающих область критической опалесценции, и фиксации температур максимумов острых лямбда-образных пиков интенсивности светорассеяния, связанных с переходом флюида в двухфазное состояние. При этом за область околокритического состояния УВ-флюида принимается область наблюдаемой критической опалесценции. В свою очередь, положение пограничной кривой флюида в околокритической области определяется по максимумам острых лямбда-образных пиков измеряемой интенсивности светорассеяния на пройденных изохорах. Наконец, положение критической точки исследуемого флюида на экспериментально определенной пограничной кривой определяется по абсолютному максимуму (максимуму максимумов) измеряемой интенсивности светорассеяния среди всех пройденных изохор.

В области доступности оптических измерений метод решает проблему надежного определения критических параметров термически стабильных УВ-флюидов и претендует стать стандартом для изучения их околокритического фазового поведения. Апробация метода на ряде модельных и пластовых УВ-смесей показала его высокий практический потенциал. В частности, впервые на фазовой диаграмме реальной пластовой УВ-смеси в переменных температура–давление, в дополнение к пограничной кривой и положению критической точки, приведена область предпереходного околокритического состояния, характеризующаяся аномалиями ряда основных термодинамических величин.

Работа частично финансировалась в рамках Программы фундаментальных исследований РАН, НИР № АААА-А19-119030690057-5.

Калориметрическое и оптическое исследование фазового поведения простейшей модельной газоконденсатной системы метан-пентан

*В.П. Воронов, Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек
(Институт проблем нефти и газа РАН)*

Бинарная смесь метан-пентан с содержанием пентана более 50 весовых процентов представляет собой простейшую модельную газоконденсатную систему, демонстрирующую все основные особенности фазового поведения реальной пластовой газоконденсатной системы, находящейся при температурах выше комнатной. Такая УВ-система заведомо должна хорошо описываться инженерными пакетами термодинамических расчетов PVTsim и REFPROP, использующими кубическое уравнение состояния Пенга – Робинсона и многоконстантное фундаментальное уравнение состояния, поскольку экспериментальные данные по указанной системе использовались при нахождении параметров этих уравнений.

Изучение фазового поведения смеси метан-пентан выполнялось в рамках тестирования возможностей оптического метода изучения околокритического фазового поведения реальных УВ-систем с учетом имеющегося опыта калориметрического изучения указанной смеси. В качестве объекта была взята смесь метан-пентан в пропорции 50/50 вес. % компонентов. Такая смесь была экспериментально исследована в ряду шести смесей метан-пентан с разным содержанием метана в работе Сейджа и др. (В.Н. Sage et al., 1942) на PVT-установке. Указанная смесь была выбрана потому, что заявленное Сейджем и др. экспериментальное значение критической температуры 314 К и ее расчетные значения 307,74 К (PVTsim) и 316,74 К (REFPROP) представлялись чрезвычайно удобными для оптических измерений.

Проведенные калориметрические и оптические измерения дали практически совпадающие результаты для параметров особых точек фазовой диаграммы смеси, в частности, около 290 К для критического значения температуры. При этом оптический метод продемонстрировал высокую эффективность в построении пограничной кривой в околокритической области по лямбда-образным аномалиям интенсивности светорассеяния на изохорах и нахождении критической точки смеси по максимуму интенсивности светорассеяния на пограничной кривой.

Расхождение полученных данных с результатами Сейджа и др. и математическими расчетами критических параметров смеси по инженерным уравнениям состояния ставит под вопрос надежность измерений параметров фазового поведения системы метан-пентан, проведенных свыше семидесяти лет назад методом PVT-анализа.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 20-08-01188 А.

Оптическая ячейка высокого давления для исследования околокритического фазового поведения природных углеводородных смесей

*Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек
(Институт проблем нефти и газа РАН)*

Оптические методы, основанные на измерении параметров рэлеевского рассеяния света, дают уникальную возможность изучения фазового поведения сложных углеводородных смесей в околокритической области. Широкому применению этих методов препятствует отсутствие доступного экспериментального оборудования и, прежде всего, подходящих оптических ячеек, содержащих встроенные датчики давления и устойчивых к загрязнению тяжелыми компонентами, характерными для природных углеводородных смесей.

Авторами разработана и испытана на реальной пластовой системе оптическая ячейка высокого давления со встроенным датчиком давления. Для встраивания использовались два типа тензодатчиков – фирм JUMO GmbH & Co. KG (Туре 4421) и МИДА (МИ-ФИЗ). Датчики вваривались в донные части корпусов ячеек, так что их мембраны являлись частью стенок ячеек. Электрическое соединение датчиков с измерительной системой осуществлялось с помощью разъема, встроенного непосредственно в ячейку. Датчики давления калибровались в собранных ячейках.

К достоинствам конструкции разработанной оптической ячейки следует отнести малый поперечный размер (оптический путь в ячейке около 7 мм), что важно при исследовании сильно рассеивающих систем в околокритической области, небольшой вес (около 250 г), позволяющий использовать высокоточные аналитические весы при определении плотности образцов, и малый внутренний объем (около 3,2 см³), позволяющий обходиться малым объемом проб. Встроенная магнитная мешалка позволяет быстро достигать равновесия в многофазных образцах. Встроенный вентиль, наряду со встроенным электрическим разъемом датчика давления, позволяет извлекать ячейку из установки для взвешивания, заполнения и других манипуляций с образцом. Легкость разборки и простая форма внутреннего объема позволяют быстро очищать оптическую ячейку в случае ее загрязнения.

Работа финансировалась в рамках Программы фундаментальных исследований РАН, НИР № АААА-А19-119030690057-5.

Термодинамические свойства рекомбинированного природного флюида в окрестности критической точки

*М.Ю. Беляков, В.Д. Куликов, А.Р. Муратов
(Институт проблем нефти и газа РАН),
А.Ф. Шарипов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Обычно для создания PVT-моделей флюидов используют кубические уравнения состояния. Известными недостатками этих уравнений являются низкое качество описания околокритической области, низкая точность адаптации данных эксперимента для смеси, а также сильная зависимость от достоверности определения состава смеси. Как правило, точности определения состава пластовых флюидов существующими методами недостаточно, чтобы получить адекватную PVT-модель без использования экспериментальных данных для ее адаптации.

В работе построено уравнение состояния образца пластовой смеси, основанное на масштабной теории. Для адаптации уравнения использовались экспериментальные данные PVT-измерений, полученные на установке «Ruska-2370», без привлечения данных по составу исследуемой смеси. Измерения были проведены по методу расширения смеси при постоянной массе на двенадцати изотермах в диапазонах температур 299–364 К и давлений 16–25 МПа. На каждой изотерме были определены точки переходов жидкость – пар и типы фазовых переходов с помощью визуального метода.

Оптимизация неуниверсальных параметров модели производилась во всем диапазоне экспериментальных данных. Полученное уравнение состояния смеси описывает результаты измерений с точностью не хуже, чем ошибка измерения. Для построения уравнения состояния использовалась предложенная ранее кроссоверная модификация модели, что расширяет область описания.

Уравнение позволяет рассчитывать термодинамические характеристики в однофазной и двухфазной областях и воспроизводит все особенности поведения флюида вблизи критической точки. Рассчитана граница двухфазной области, а также значения критических параметров смеси. Модель была модифицирована так, чтобы получить возможность найти доли фаз в двухфазной области. Это может представлять методическую ценность для развития подходов к формированию и описанию PVT-моделей пластовых флюидов.

Работа частично финансировалась в рамках Программы фундаментальных исследований РАН, НИР № АААА-А19-119030690057-5.

Обзор современных возможностей ПО Schlumberger для характеристики пластовых систем

А.С. Вознюк

(«Программные интегрированные решения Шлюмберге»)

В докладе продемонстрирован ряд примеров современных возможностей программного обеспечения компании Schlumberger:

- определение области трех и более фаз на фазовой диаграмме PVT для устранения неоднозначности в описании флюидо;
- построение модели процесса образования гидратов в пласте с учетом изменения температуры и равновесной кривой гидратообразования;
- использование встроенного интерпретатора Python для автоматической настройки множественных замеров ГДИС за один расчет фильтрационной модели.

Использование и развитие подобных подходов позволяет гарантировать совпадение поведения моделей на разных этапах проектирования и увеличить эффективность и надежность принимаемых решений.

Численные исследования теплоемкости газообразных и сверхкритических углеводородов

*М.А. Кузнецов (Тамбовский государственный технический университет),
П.О. Овсянников (НИИ НПО «Луч»),
П.А. Нестеров (ПАО «Тамбовский завод «Электроприбор»),
А.С. Лазарев (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Обсуждается разработанная авторами сравнительная методология прогнозирования изобарной теплоемкости углеводородов в областях ее резкого изменения.

Предложены критерии термодинамического подобия свойств углеводородов в газовом и сверхкритическом состояниях, учитывающие структуру их молекулы и потенциалы межмолекулярного взаимодействия. В качестве индивидуальных констант углеводородов, определяющих их поведение в указанных областях параметров состояния, принята критическая температура $T_{кр}$ и изобарная теплоемкость в состоянии идеального газа при $T = 0,74 T_{кр}$. Эта температура соответствует абсолютному минимуму свободной энергии процесса фазового перехода жидкость–пар.

Разработан сравнительный метод расчета теплоемкости газообразных углеводородов метанового ряда при пластовых температурах и давлениях ($0,6 < \tau \leq 1,2$ и $0,03 < \pi < 0,92$) и программа его численной реализации методом построения нейронной сети. (Здесь и далее $\pi = P/P_{кр}$ и $\tau = T/T_{кр}$.)

Разработан сравнительный метод расчета теплоемкости углеводородов в сверхкритической области максимумов теплоемкости при $0,7 < \tau \leq 1,2$ и $1,05 < \pi < 2$ и программа его численной реализации методом интерполяции с использованием многочлена Лагранжа переменной степени.

В качестве углеводорода сравнения принят нормальный гептан, так как он достаточно подробно и достоверно экспериментально исследован в указанном интервале τ и π .

Сравнение с наиболее надежными литературными данными об изобарной теплоемкости экспериментально исследованных углеводородов показало их согласование, сопоставимое с рассчитанными по уравнениям состояния в указанных областях параметров состояния.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-08-00066 А.

Изучение фазового поведения нефтяных парафинов оптическим методом

*Д.Д. Иванова (Российский химико-технологический университет
имени Д.И. Менделеева),
В.Н. Курьяков (Институт проблем нефти и газа РАН)*

Кристаллизация парафинов в нефти может приводить к существенному росту ее вязкости, что усложняет добычу и транспортировку нефти. Изучение физико-химических свойств нефтяных парафинов с целью предотвращения и прогнозирования их выпадения – один из методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО). В работе авторы развили предложенный ими ранее оптический метод исследования фазового поведения индивидуальных *n*-алканов и применили его для исследования фазового поведения нефтяных парафинов. В докладе представлены результаты исследования фазовых переходов (плавление, кристаллизация, ротаторные фазы) индивидуального *n*-алкана C₂₃H₄₈ (*n*-tricosane) в смеси с природным битумом при различной концентрации компонент и результаты исследований фазового поведения нефтяного парафина в образце природной нефти.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-80007.

Оптический метод определения температур фазовых переходов индивидуальных *n*-алканов и их смесей

*В.Н. Курьяков (Институт проблем нефти и газа РАН),
Д.Д. Иванова (Российский химико-технологический университет
имени Д.И. Менделеева)*

В работе рассматривается предложенный авторами экспериментальный оптический метод определения температур фазовых переходов индивидуальных *n*-алканов (от $C_{19}H_{40}$ до $C_{42}H_{86}$). В основе данного метода лежит измерение температурной зависимости интенсивности рассеянного света на образце эмульсии исследуемого *n*-алкана в воде. Устойчивые эмульсии для исследований с размером капель порядка 100 нм синтезируются при помощи ультразвукового диспергирования смеси *n*-алкан – вода. Проведено сопоставление полученных оптическим методом данных о фазовом поведении индивидуальных *n*-алканов с данными, опубликованными другими авторами, а также с результатами исследований методом калориметрии. Данный оптический метод позволяет с хорошей точностью определить температуры фазовых переходов (плавление, кристаллизация, ротаторные фазы) частиц парафина в дисперсной системе. Метод применим для дисперсий (эмульсий) с такой низкой концентрацией *n*-алкана, при которой чувствительности микрокалориметра уже недостаточно.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-08-00984.

Предсказание свойств углеводородов методами молекулярной динамики

Н.Д. Кондратюк

(Объединенный институт высоких температур РАН)

Исследование свойств существующих углеводородных жидкостей, а также поиск новых соединений с необходимыми параметрами представляют большой промышленный интерес, так как они лежат в основе смазочных и топливных жидкостей. В докладе продемонстрированы методики по молекулярно-динамическому расчету уравнений состояния и коэффициентов переноса для жидких углеводородов. Решена проблема эквивалентности методов расчета диффузии Эйнштейна – Смолуховского и Грина – Кубо для сложных систем. Проведено сравнение потенциалов межатомного взаимодействия по их предсказательной способности. Предсказанные без наличия экспериментальных данных коэффициенты вязкости для нормальных, разветвленных алканов и ароматических соединений в диапазоне давлений от 0,1 МПа до 1 ГПа совпадают с опубликованными позднее экспериментальными работами. Показан универсальный скейлинг между коэффициентами диффузии и вязкости при давлениях вплоть до 500 МПа.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, грант № 17-79-20391.

Атомистическое моделирование для предсказания теплофизических свойств углеводородных систем

*В.В. Писарев, Н.Д. Кондратюк
(Объединенный институт высоких температур РАН)*

В докладе обсуждаются методы атомистического моделирования для расчета уравнений состояния, фазовых диаграмм и коэффициентов переноса углеводородных систем. Одним из преимуществ численного моделирования является возможность детального рассмотрения взаимодействия флюида со стенками и предсказания свойств флюида в пористой среде.

Детальные полноатомные вычислительные модели, такие как OPLS-AA (Optimized Potential for Liquid Simulation – All-Atom) или COMPASS, позволяют с высокой точностью описывать свойства жидкостей, а модель ClayFF хорошо описывает свойства минеральных систем. С использованием подходящей модели углеводорода и стенки рассматривается распределение флюида вблизи стенок или внутри пор, могут быть смоделированы течения в наноразмерных каналах. На основе моделирования простейших течений методом молекулярной динамики возможно предсказание влияния стенок на коэффициент вязкости, уточнение граничных условий и длины проскальзывания для течения в поре. Знание этих параметров может быть ценно для предсказания проницаемости пород на основе исследования структуры порового пространства.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда, проект № 17-79-20391.

Флуктуационная модель прогнозирования теплофизических свойств веществ на линии кипения

*В.П. Железный, И.В. Мотовой, Я.О. Глек
(Одесская национальная академия пищевых технологий)*

В докладе приводится критический анализ существующих методов расчета теплофизических свойств веществ. Показано, что предложенные методы не учитывают изменение структуры жидкой фазы веществ в широком диапазоне температур.

Для решения этой проблемы авторы предлагают проанализировать изменения таких фундаментальных свойств жидкостей, как флуктуации термодинамических величин и энергию активации. С этой целью выполнен детальный анализ температурных зависимостей флуктуаций плотности и объема, а также энергии активации для различных классов веществ. Показано, что температурные зависимости указанных величин в логарифмических координатах имеют для большинства веществ четко выраженные три области: 1 – окрестность критической точки, в которой все вещества ведут себя практически одинаково; 2 – регулярная область, в которой индивидуальные свойства вещества определяются потенциалом межмолекулярного взаимодействия; 3 – область температур в широкой окрестности тройной точки, в которой наблюдаются существенные отклонения от термодинамического подобия в силу возрастающей роли ван-дер-ваальсового взаимодействия между молекулами на формирование ближнего порядка в жидкой фазе.

Проведенное исследование позволяет сформулировать два вывода. Во-первых, проведенный анализ показывает, что термодинамическое подобие наблюдается для веществ, у которых температурная зависимость флуктуаций плотности, объема и энергии активации являются эквидистантными линиями. Во-вторых, температурные зависимости флуктуаций плотности и энергии активации вязкого течения могут являться базисом для разработки универсальной методики прогнозирования различных теплофизических свойств веществ и растворов (включая нано-флюиды) на линии кипения.

Фазовые превращения и объемные свойства системы н-гексан – вода

*А.Р. Базаев, Э.А. Базаев, Т.А. Джаппаров, Б.К. Османова
(Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН)*

Методом сжимаемости с помощью пьезометра постоянного объема получены:

1. По 15 изохорам ($55\text{--}554\text{ кг/м}^3$) новые значения p -, T -зависимости расслаивающейся системы н-гексан – вода состава $x = 0,5$ мольных долей компонентов в трехфазной (ЖЖП), двухфазной (ЖЖ и ЖП) и однофазной (Ж) областях параметров состояния в диапазоне температур $373,15\text{--}673,15\text{ К}$ и давлений $0,25\text{--}56\text{ МПа}$. По изломам (изгибам) изохор фазовой диаграммы на p, T -плоскости определены значения параметров точек фазовых превращений (ЖЖП \rightleftharpoons ЖЖ, ЖЖП \rightleftharpoons ЖП и ЖЖ \rightleftharpoons Ж).

2. По 6 изотермам ($523,15\text{--}648,15\text{ К}$) значения p -, V_m -, T -зависимости гомогенной паровой фазы системы н-гексан – вода для различных значений концентрации воды (x).

Зависимость молярного объема от давления и состава системы при исследованных значениях температуры описана уравнением вида $V_m(p, x)_T = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^{m_i} a_{ij} p^i x^j$, где a_{ij} – коэффициенты, определенные методом наименьших квадратов. Средняя относительная погрешность отклонений рассчитанных значений молярного объема от экспериментальных составляет $0,7\text{--}1,7\%$.

Фактор сжимаемости модельных систем пластовых газов и жидкостей при высоких температурах и давлениях

А.Р. Базаев, Э.А. Базаев, Б.К. Османова

(Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН)

Природный газ и нефть в залежах обычно контактируют с краевой (подошвенной) и погребенной водой, поэтому содержат в растворенном виде воду. При пластовых температурах выше 573,15 К взаимная растворимость их становятся весьма большой. В силу этого объемные свойства природного газа, нефти и воды заметно изменяются, что необходимо учитывать при подсчете запасов и разработке глубокозалегающих месторождений газа и нефти. Оценить изменение объемных свойств природного газа и нефти, залегающих в залежах в условиях высоких температур и давлений, можно при наличии достоверных экспериментальных данных о p, V_m, T, x -зависимостях упрощенных их моделей в широком диапазоне параметров состояния.

В работе на основе экспериментальных p -, V_m -, T -, x -зависимостей двойных систем углеводород (метан, н-пентан, н-гексан, н-гептан, н-октан, н-гексадекан, бензол) – вода, полученных при температурах 523,15–673,15 К) и давлениях до 60 МПа для различных значений концентрации воды в мольных долях (x), рассчитаны значения фактора сжимаемости $Z = pV_m/RT$ и x . Получен характер изменения величины Z в зависимости от T , p и x для исследованных систем.

Из выражения для Z можно получить уравнение для описания зависимости мольных объемов от давления и состава систем вида: $V_m(p, x)_T = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^{m_i} a_{ij} p^i x^j$, где a_{ij} – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов. Например, мольные объемы системы метан – вода это уравнение описывает с достаточной для инженерных расчетов погрешностью (0,9–1,1 %).

Исследование фазовых переходов в термодинамической системе методом временных интервалов

Э.Г. Искендеров, В.И. Дворянчиков

(Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН)

Разработан метод временных интервалов для обработки массивов структурированных данных, основанный на сравнении максимальных временных интервалов процессов фазовых переходов.

Время плавления образца (соответственно и энтальпия плавления) как и температура фазового перехода являются одной из основных характеристик процессов, происходящих в термодинамической системе. При одновременном получении данных во время эксперимента сразу с нескольких одинаковых образцов часто наблюдается неоднозначность получаемых результатов зависимости «температура – время». Разброс данных по температуре при этом затрудняет определение образца с наибольшей энтальпией плавления. В этом случае для получения конечного результата по термодинамическим фазам приходится обрабатывать большие массивы данных, что занимает продолжительное время. По этой причине актуальной становится задача увеличения скорости обработки и анализа результатов экспериментов для выявления состава с наибольшим временем фазового перехода, имеющего лучшие показатели «температура – время» и построения графической зависимости этих параметров.

Предложенный метод позволяет максимально упростить анализ и обработку данных, получаемых в результате серий экспериментов, с дальнейшим выявлением составов с наибольшими значениями энтальпий плавления.

Результаты исследований методом прецизионной адиабатической калориметрии фазовых равновесий углеводородных смесей, моделирующих пластовые углеводородные флюиды с низким конденсатным фактором

*В.М. Булейко, Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.Э. Поднек, Д.В. Булейко (Институт проблем нефти и газа РАН)*

В докладе представлены результаты исследования фазового поведения пластовых флюидалльных систем, включая пластовые флюидалльные системы с низким конденсатным фактором Чаяндинского НГКМ, Ковыктинского ГКМ и некоторых других месторождений. Исследования проведены с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии на экспериментальном калориметрическом комплексе. Определены термодинамические параметры (температура, давление, внутренняя энергия, энтальпия) исследуемых систем в диапазоне температур 110–420 К и при давлениях до 60 МПа. На основе экспериментальных значений теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме построены фазовые диаграммы пластовых флюидалльных систем с низким конденсатным фактором. Пластовые флюидалльные системы моделировались многокомпонентными углеводородными смесями. Смеси готовились в специальном пробоотборнике, на основе имеющейся коллекции химически чистых компонентов углеводородов алканового ряда.

Исследования, выполненные авторами с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии, позволили установить, что фазовое поведение углеводородных смесей, содержащих малое количество высокомолекулярных компонентов, имеет ряд особенностей. При всей своей индивидуальности в случае малой концентрации высокомолекулярных компонентов в смеси их воздействие на фазовое состояние системы в целом носит общий характер.

Анализ результатов исследования фазового поведения углеводородных смесей с малым содержанием высокомолекулярных компонентов позволил выявить общие закономерности их фазового поведения. Установлено, что эти смеси расщепляются на равновесные макро- и микрофазы. Микрофазы изоморфны, и их фазовое поведение не зависит от концентрации других высокомолекулярных компонентов. Высокомолекулярные компоненты при малой концентрации в смеси провоцируют наряду с формированием микрофаз расслоение жидкой фазы на две фазы.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 19-08-00202.

Определение истинной критической плотности веществ

Б. Ибрагимоглы (Научный университет Анкары, Анадолу плазма текнолоджилери, Турция),

Ф. Каракая (Анадолу плазма текнолоджилери, Турция)

Критические параметры, такие как температура, давление, объем и плотность, являются составляющей частью уравнений, характеризующих жидкую фазу веществ. Температура, при которой исчезает разница между жидкой и газовой фазой, расположенной на конце равновесной кривой жидкость – газ, называется критической. Критическая температура вещества – это показатель, при котором пар невозможно превратить в жидкость даже при очень высоком давлении. Критическая плотность (ρ_c) и критическое давление (P_c) на фазовой диаграмме давления (P – T) чистого вещества включают только те значения давления и плотности, которые отвечают критической температуре (T_c). Поэтому критическое давление и критическая плотность, применяемые в уравнениях, не соответствуют фактическим критическим значениям давления и плотности.

В данном исследовании авторы использовали аксиоматическую геометрию для экспериментальных данных, полученных по бензолу, бензонитрилу, средним, пара- и метатолуидинам при высоком давлении и температуре для определения истинных показателей критического давления и плотности на равновесной кривой твердое тело – жидкость.

Калориметрическое изучение низкотемпературного предплавления льда в модельной пористой среде

*В.П. Воронов, В.Э. Поднек
(Институт проблем нефти и газа РАН),
М.А. Анисимов (Мэрилендский университет, США)*

Известно, что плавление льда в пористой среде достаточно хорошо описывается как комбинация двух процессов – поверхностного плавления на плоских либо слабо искривленных поверхностях и индуцируемого кривизной межфазной границы кельвиновского плавления под сильно искривленной поверхностью. Первый механизм доминирует при низких температурах, когда толщина квазижидкой пленки переохлажденной воды, покрывающей поверхность льда, мала по сравнению с характерным размером пор, тогда как второй классический (кельвиновский) механизм включается с приближением к температуре плавления объемного льда ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$). Если природа кельвиновского плавления льда в пористой среде не вызывает сомнений, то природа низкотемпературного поверхностного плавления льда оказалась в последние годы предметом интенсивного экспериментального изучения.

В данной работе методом адиабатического калориметра исследовано предплавление льда в пористом стекле CPG 500, характеризуемом цилиндрическими пора́ми со средним диаметром 500 ангстрем. Показано, что низкотемпературная поправка к кажущейся теплоемкости порового льда, обусловленная тепловым эффектом поверхностного плавления, является степенной функцией приведенного удаления от температуры плавления объемного льда с показателем $4/3$. Последнее, в предположение температурной независимости удельной теплоты плавления порового льда, указывает на классический ван-дер-ваальсов механизм поверхностного плавления, при котором толщина пленки квазижидкого слоя воды расходится степенным образом с приближением снизу к температуре плавления объемного льда с показателем $1/3$.

Проведенное исследование является, насколько известно авторам, первым калориметрическим исследованием эффекта поверхностного плавления льда, позволяющим сделать определенный вывод о механизме указанного явления. Это стало возможным благодаря выбору в качестве пористой среды матрицы CPG 500 с достаточно большой удельной поверхностью при достаточно большом радиусе цилиндрических пор. Первое обеспечивает достаточно большой суммарный тепловой эффект, сопровождающий предплавление, что является необходимым для его калориметрического изучения, тогда как второе обеспечивает положение кельвиновского пика плавления вблизи $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, что позволяет наблюдать неискаженное поверхностное плавление льда на достаточно широком температурном интервале.

Работа со стороны ИПНГ РАН финансировалась в рамках Программы фундаментальных исследований РАН, № АААА-А19-119030690057-5.

Исследование термоциклического воздействия на углеводородный флюид

*Н.Ю. Елисеев, А.А. Елизаров, Г.А. Карпенко,
А.П. Лосев, А.В. Цыбульников
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)*

Углеводородный флюид (УВ-флюид) был приготовлен на основе маловязкого полусинтетического масла – новейшей разработки отечественного производителя для самых различных целей. В ходе исследования УВ-флюид помещался в вальцовую печь и выдерживался в ней 16 часов при температуре 85 °С. После обработки УВ-флюид остывал при комнатной температуре, затем выполнялись необходимые измерения.

Основное внимание было направлено на изучение реологических характеристик УВ-флюида при термоциклическом воздействии. Реологические зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига для исследуемого флюида хорошо описываются уравнением Гершеля – Балкли, т.е. степенной зависимостью с начальным напряжением сдвига. Кривые течения позволили установить, как зависят от количества циклов начальное напряжение сдвига, пластическая вязкость и показатель поведения в уравнении Гершеля – Балкли.

Существенные изменения реологических параметров происходят уже после двух циклов термообработки. При этом начальное напряжение сдвига значительно снизилось уже после первого цикла термообработки и далее изменялось незначительно, тогда как пластическая вязкость существенно снижалась после двух циклов термообработки, а далее начала расти. Аналогично ведет себя и показатель поведения, только он после двух циклов термообработки возрастал, а затем начал уменьшаться. Так как при термообработке плотность флюида не изменялась, то подобное поведение реологических характеристик углеводородного флюида можно объяснить изменением его структуры.

Полученные результаты позволяют считать, что на третьем цикле термообработки происходит изменение структуры УВ-флюида, приготовленной на основе маловязкого масла.

**Комплексные решения для автоматизированной системы
управления технологическим процессом.
Законодательная метрология**

А.Л. Пахомов (ООО «ХРОМОС Инжиниринг»)

Компания ООО «ХРОМОС Инжиниринг» – ведущее предприятие страны в области производства автоматизированных систем контроля качества нефти и газа на базе промышленных и лабораторных хроматографов. С учетом реализованных возможностей в хроматографических комплексах внедряются современные технологии виртуальной и дополненной реальности. Оборудование обеспечивает работу с большим массивом данных и возможность оперативного контроля технологического процесса. Создается современная нормативная база по применению цифровых хроматографов с использованием технологий Индустрия 4.0.

Теплофизические свойства 1-пропанола и дизтопливных смесей

*Дж. Сафаров (Ростокский университет, Германия),
У. Ашурова (Мингечаурский государственный университет,
Азербайджан)*

Уже долгое время спирты используются в качестве альтернативного топлива в двигателях внутреннего сгорания. Во время впрыскивания топлива в цилиндр существенное падение давления ведет к значительным изменениям теплофизических свойств, что необходимо принимать во внимание.

В данной работе при помощи плотномера «Антон Паар», основанного на методе вибрационного возбуждения, изучались теплофизические свойства 1-пропанола и дизельных B0 смесей в диапазоне температур от 263,15 до 468,65 К и давлений от 0,101 до 200 МПа. Давление пара измерялось на двух высокоточных статических экспериментальных установках. Значения динамической вязкости определялись на вискозиметре «Антон Паар» SVM 3000 Stabinger и реометре «Антон Паар» MCR 302; показатели удельной теплоемкости при постоянном давлении – на дифференциальном сканирующем калориметре, а значения скорости звука – при помощи плотномера и измерителя скорости звуков «Антон Паар» DSA 5000 M.

Ультрарачистый 1-пропанол ($w = 99,995\%$) был закуплен в компании Merck Schuchardt OHG, Германия; перед измерениями была проведена тщательная дегазация. Во время подготовки топливной смеси применялось дизельное B0 топливо марки Shell Global Solution DK5037. Результаты, полученные экспериментально, подтвердились эмпирическими уравнениями.

Прогнозирование плотности нефтепродуктов на основе уравнения состояния PC-SAFT

*Б.А. Григорьев (ООО Газпром ВНИИГАЗ),
Д.В. Болдырев (Невинномысский технологический институт – филиал Северо-Кавказского федерального университета)*

Проанализирована возможность использования уравнения состояния PC-SAFT для прогнозирования плотности продуктов переработки Западно-Сибирской и Мангышлакской нефти в диапазоне температур 20–300 °С при давлениях до 10 МПа. Молярная масса образцов M меняется в диапазоне 94–565, относительная плотность ρ_4^{20} – 0,78–0,99, среднеобъемная температура кипения – 96,3–614,9 °С, фактор Ватсона – 9,7–12,3. Установлено, что использование существующих методик для определения параметров m , σ и ε/k приводит к средней погрешности расчета плотности по уравнению состояния PC-SAFT 9–18 %. Предложены уравнения для расчета m , σ и ε/k как функций M и ρ_4^{20} и новые значения универсальных констант a_{ij} и b_{ij} . Для исследованных образцов новое уравнение состояния PC-SAFT обеспечивают среднюю погрешность расчета 0,47 %. Применение разработанной методики целесообразно в условиях отсутствия надежной информации о плотности нефтепродуктов.

Нейросетевой метод прогнозирования вязкости нефтепродуктов

*Б.А. Григорьев (ООО Газпром ВНИИГАЗ),
А.И. Колдаев, Д.В. Болдырев (Невинномысский технологический институт – филиал Северо-Кавказского федерального университета)*

В работе предлагается подход к расчету вязкости нефтепродуктов с использованием искусственных нейронных сетей. На основе экспериментальных данных о свойствах фракций нефти разработаны модели многослойных нейронных сетей с одним, двумя и тремя скрытыми слоями. Обучение нейронных сетей проводилось на массиве экспериментальных данных при использовании алгоритмов Левенберга – Марквардта и байесовской регуляризации. Результаты тестирования показали, что модели нейронных сетей, обученные по алгоритму Левенберга – Марквардта, не могут в полной мере прогнозировать значение вязкости при новых значениях входных сигналов, не участвующих в обучении. Наилучшими свойствами прогнозирования с точки зрения соотношения точности и вычислительных затрат обладает нейронная сеть с тремя скрытыми слоями, обученная по алгоритму байесовской регуляризации, для которой среднее относительное отклонение составило 0,8 %.

Уравнения упругости насыщенных паров толуола в пределах температур 273,15–593,95 К

Ф.Г. Абдуллаев

(Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности)

Работа посвящена исследованию и аналитическому описанию упругости насыщенных паров толуола в широком диапазоне изменения температур и составлению подробной таблицы их достоверных значений. В результате анализа и тщательной графоаналитической обработки как собственных, так и имеющихся экспериментальных данных установлены наиболее надежные из них, и впервые составлена подробная таблица опытных значений упругости насыщенных паров толуола, охватывающих широкий интервал температур – от 273,15 до 593,95 К.

Установлено, что с изменением температуры упругость насыщенных паров толуола изменяется по экспоненциальному закону. Предложено теоретически в наиболее обоснованной и практически в достаточно удобной форме новое уравнение для описания температурной зависимости упругости насыщенных паров толуола.

Установлено, что степень кривизны упругости насыщенных паров изменяется в зависимости от температуры, поэтому весь исследованный диапазон температур разбивался на относительно узкие интервалы, для которых найдены значения коэффициентов уравнения. Получены расчетные формулы для вычисления первой и второй производных упругости насыщенных паров толуола. Сопоставление вычисленных значений P'_s и P''_s с имеющимися вблизи критической точки экспериментальными данными показало, что расхождения не превышают $\pm 0,03$ %.

К вопросу о факторах, определяющих состав пластовых систем Баренцева моря

*Н.С. Данилевская (ПАО «Газпром»),
З.П. Склярова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

С акваторией Баренцева моря связаны значительные перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов. Потенциал нефтегазоносности обеспечивается обширной площадью шельфа и гигантской толщиной осадочных пород. По официальной количественной прогнозной оценке, за последние 45 лет величина начальных суммарных ресурсов (НСР) Баренцева моря (включая Печорское море) возросла более чем в 6 раз, главным образом за счет НСР свободного газа. Ресурсы нефти за этот же период увеличились менее чем в полтора раза. Несмотря на высокую долю НСР свободного газа, в последние годы возрос интерес к проведению геологоразведочных работ со стороны нефтяных компаний, рассматривающих в качестве перспективных объектов локальные структуры, расположенные не только в Печорском море, но и в более северных частях Баренцева моря.

По состоянию на 01.10.2019 на шельфе Баренцева моря (включая Печорское море и остров Колгуев) открыты 15 месторождений (3 газовых, 3 газоконденсатных, 2 газоконденсатнонефтяных и 7 нефтяных) в отложениях от нижнего девона до верхней юры. Диапазон состава и свойств флюидов варьирует от сухих метановых газов до тяжелых нефтей. Степень разведанности НСР невелика (14 % по газу и 13 % по нефти), поэтому выявление факторов, определяющих размещение залежей с различными фазовыми и вещественными характеристиками, весьма актуально.

Анализ распределения параметров выявленных и предполагаемых залежей по элементам районирования и возрасту вмещающих отложений показывает, что установленная и прогнозируемая смена состава флюидов по разрезу не соответствует вертикальной генетической зональности. В качестве факторов, контролирующих фазовый состав залежей, рассмотрены распространение и характеристики потенциально нефтегазоматеринских толщ, а также степень их катагенетической преобразованности. Отмечено влияние восходящих тектонических движений, разрывных дислокаций и магматизма на распределение стадий катагенеза в разрезе, эволюцию возможных очагов генерации, размещение залежей с флюидами различного состава.

Моделирование, основанное на теории CP-PC-SAFT, для прогнозирования поверхностных натяжений в пластовых условиях

*И. Полищук (Ариэльский университет, Израиль),
Х. Матиас Гарридо (Университет Консепсьона, Чили)*

В данной работе представлен подход к прогнозированию поверхностных натяжений (ПН) смесей, основанный на статистической теории ассоциирования жидкости в критической точке возмущенной цепи (CP-PC-SAFT) и теории квадратов градиентов (SGT). В данной структуре моделирования реализованы стандартные и понятные методики определения параметров. В качестве входных данных требуются критические температуры и давления однородных соединений, а также давления в тройной точке и поверхностные натяжения без последующей корректировки по данным ПН смесей. В работе обсуждается прогноз по существующим данным поверхностных натяжений для ассиметричных бинарных систем, включая водные растворы, во всем диапазоне доступных условий. Согласно полученным результатам предложенный подход является обоснованным и надежным. Однако система «толуол – вода» накладывает четкие ограничения на выполнение прогнозирования. Авторы также представляют прогноз CP-PC-SAFT вместе с обобщенной преобразованной корреляцией Яррантон – Сатино на основе недавно опубликованных данных по насыщенным CO₂-*n*-алкановым жидким фазам.

**Моделирование рециркуляции газа деэтанзации
Уренгойского ЗПКТ на УКПГ-2В – НСПК
Уренгойского месторождения**

*А.Г. Касперович, Л.А. Шиллинг (ООО «Газпром переработка»),
В.В. Прытков (ООО «Газпром добыча Уренгой»),
Д.А. Рычков (ООО «Газпром недра»),
О.А. Омельченко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

На Уренгойском месторождении функционирует схема возврата газа деэтанзации (ГД) с Уренгойского ЗПКТ на УКПГ-2В. ГД эжектируется на низкотемпературную степень сепарации потоком собственного флюида промысла. При этом значительная доля углеводородов C_{2+} из ГД конденсируется, и в составе нестабильного конденсата (НК) направляется на НСПК и далее на ЗПКТ, где смесь НК с ряда месторождений подвергается деэтанзации с выделением ГД. В результате образуется рециркуляционный поток легких углеводородов, который оказывает значительное влияние на объем и состав ГД с ЗПКТ и НК с УКПГ-2В. Причем их изменения зависят как от режима УКПГ-2В, так и от объемов и составов всех сырьевых потоков ЗПКТ, в том числе и от объема и состава НК с УКПГ-2В. Достоверно прогнозировать все эти изменения невозможно без комплексной модели, включающей УКПГ-2В, НСПК и мощности деэтанзации ЗПКТ.

Проблема создания такой модели заключается в том, что ее объекты эксплуатируются различными дочерними обществами – ООО «Газпром добыча Уренгой» (УКПГ-2В и НСПК) и ООО «Газпром переработка» (ЗПКТ). Тем не менее в текущем году на базе многолетних наработок авторского коллектива в балансовую модель ЗПКТ (регулярно используемую в ООО «Газпром переработка» в процессе планирования) включена модель обобщенной линии УКПГ-2В – НСПК по схеме рециркуляции ГД. Усовершенствованная таким образом комплексная модель УКПГ-2В – НСПК – ЗПКТ отработана на расчетах суточных балансов по фактическим показателям 2019–2020 гг. и показала вполне приемлемые на данном этапе результаты. В докладе изложены основные принципы работы данной модели, показана степень соответствия расчетных показателей фактическим.

Дальнейшее развитие данной разработки предполагает детализацию модели УКПГ-2В – НСПК и организацию оперативного взаимодействия ИТЦ «ООО Газпром добыча Уренгой» и ИТЦ «ООО Газпром переработка» по обмену технологической информацией и совместному использованию комплексной модели как для решения общих, так и собственных задач каждого из дочерних обществ.

Разработка отечественного универсального комплекса оборудования для отбора и исследования проб пластовых флюидов

*Н.С. Остроухов, А.Ф. Шарипов, Р.Ю. Наренков, А.С. Ершов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В отличие от ведущих зарубежных компаний по исследованию пластовых систем (США, Канады, Франции, Англии) в России не сформирована единая методология в области аппаратурно-технологического обеспечения отбора и культуры исследования проб пластовых флюидов.

Наилучшие результаты в отечественном приборостроении относительно изучения фазового поведения пластовых флюидов, по мнению авторов, пришлись на 60–80-е гг. прошлого столетия, когда были разработаны передвижные лаборатории и установки PVT-3, УГК-1, УГК-2, PVT-7, PVT-8, АСМ-300, АСМ-600, а также известные и наиболее удачные газоконденсатные установки УГК-3 и УФР-2.

В настоящее время отечественная нефтегазовая отрасль заметно уступает в аппаратурном обеспечении исследований флюидов зарубежным компаниям (Schlumberger, Leutert, Halliburton, Vinci Technologies, Sanchez и др.), которые взяли курс на универсализацию и модульность изготавливаемой аппаратуры. Одной из причин, которые привели к оставанию отечественных комплексов оборудования от зарубежных, по мнению авторов, является недостаточно тесное сотрудничество компаний – производителей установок PVT, научных институтов и сервисных компаний, оказывающих услуги по термодинамическим исследованиям проб пластовых флюидов.

Несмотря на это обстоятельство, ученые и инженеры ООО «Газпром ВНИИГАЗ» всегда принимали активное участие в создании и глубокой модернизации не только отечественных, но и зарубежных установок фазовых равновесий.

Корпоративным центром исследования пластовых систем (керна и флюиды) были инициированы опытно-конструкторские работы по созданию отечественного комплекса пробоотборного оборудования и универсальной установки фазовых равновесий.

Авторами работы поставлена задача разработать серийное оборудование, которое обладает следующими достоинствами: универсальностью; коррозионностойкостью; достаточными метрологическими характеристиками для исследования различных флюидов; простотой обслуживания, использования и замены расходных материалов; должно быть изготовлено преимущественно из отечественных расходных материалов и запасных частей.

В докладе приводятся основные концептуальные позиции вновь создаваемых комплексов оборудования для отбора и исследования проб пластовых флюидов.

В условиях экономических санкций, а также в рамках программы по импортозамещению полученный результат будет способствовать развитию потенциала участников корпоративной системы ПАО «Газпром», укреплению стабильности и приведет к снижению рисков получения недостоверной информации.

Существует ли вертикальный градиент в PVT-свойствах месторождения А?

*Д.А. Серебрякова
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Для разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов вопрос оценки PVT-свойств углеводородов является крайне важным.

Стандартно для одного объекта разработки свойства принимают едиными: сначала усредняют кондиционные пробы из каждой скважины, далее берется среднее значение по всем скважинам. Такие манипуляции допустимы в случае небольшого разброса данных. Однако в случае больших перепадов глубин пласта не стоит пренебрегать гравитационными силами, влияющими на расслоение пластового флюида.

В докладе рассмотрен пример месторождения с большим перепадом глубин. Получены результаты лабораторных исследований глубинных проб пластового флюида, которые подтверждают вертикальный градиент PVT-свойств.

Акватермолиз в среде суб- и сверхкритического водного флюида

Р.Р. Закиева, Н.Ю. Башкирцева (Казанский национальный исследовательский технологический университет)

При достижении параметров критической точки воды (температуры 375 °С и давления 22,1 МПа) происходит фазовый переход, и вода представляет собой сверхкритический флюид, в результате чего обретает в том числе такие исключительные свойства, как низкая вязкость, высокая диффузионная способность. При этом ее влияние на акватермолиз углеводородов нефти будет отличным от влияния парофазной или жидкофазной воды.

Для исследования влияния суб- и сверхкритического водного флюида на превращения компонентов сверхвязкой нефти проведен цикл экспериментов по акватермолизу в закрытом реакторе в температурном интервале 360–420 °С и давлениях до 24 МПа, что обеспечивает проведение эксперимента в среде перегретого пара, в среде субкритического или сверхкритического водного флюида.

Акватермолизу подвергались реакционные смеси, представляющие собой эмульсии, состоящие из сверхвязкой нефти и воды. Объектом исследования служила тяжелая нефть Ашальчинского месторождения. Для продуктов эксперимента проведен комплекс анализов, что позволило выявить особенности превращения углеводородов при акватермолизе в водной среде различного фазового состояния.

Выявлено, что максимальное снижение содержания асфальтенов происходит в субкритическом флюиде: их содержание снижается на 53 % по сравнению с исходной нефтью.

Повышение температуры и давления акватермолиза до состояния сверхкритического водного флюида ($T > 375$ °С, $P > 22,1$ МПа) в закрытой системе приводит к наибольшему выходу светлых фракций, десульфурзации (содержание серы снижается с 2,8 до 1 % мас.) и снижение вязкости на более чем 80 % по сравнению с исходной нефтью за счет деструкции полиароматических и смолисто-асфальтеновых компонентов.

На основе полученных экспериментальных данных разработана принципиальная технологическая схема сверхкритического облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения, позволяющая получать конечный продукт с высоким содержанием светлых фракций и низким содержанием серы.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 19-35-90120.

СЕКЦИЯ D

ФИЛЬТРАЦИЯ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

Универсальный автоматизированный комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта

А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова, А.С. Рассохин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), В.С. Жуков (Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН)

Исследования кернового материала и флюидов, включающие полный комплекс определения коллекторских и физических характеристик, позволяют получить исходные данные для подсчета запасов, проектирования разработки, а также выбора технологии добычи углеводородов на разрабатываемых и разведываемых НГКМ ПАО «Газпром». Результатом такого рода исследования является всеобъемлющий научный проект, обладающий достаточной обоснованностью, глубиной проработки технических и технологических вопросов.

Огромную роль в решении обозначенных проблем играют методы физического моделирования. Эти методы широко используют для получения исходных данных о фильтрационно-емкостных, механических свойствах пород и цементного камня, фильтрационных процессах в широком диапазоне давлений, температур и скоростей движения флюидов в пористой среде. Вполне естественно, что проведение такого рода исследований подразумевает наличие современного оборудования.

В докладе предлагается отечественный автоматизированный исследовательский комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта.

Комплекс соответствует современным стандартам, классам точности, отличается более низкой стоимостью оборудования за счет универсальности, многофункциональности, уменьшения доли импортных комплектующих в сравнении с типовыми установками, произведенными в России. Универсальность комплекса достигается за счет использования единой гидравлической, пневматической, электрической, измерительной систем, а также системы моделирования и управления пластовой температурой и программного обеспечения.

Влияние загрязняющих примесей на процессы вытеснения нефти CO₂

*Г.Н. Заозерский, Е.Н. Липатникова, Г.Д. Сергеев,
О.П. Туфанова, С.В. Кошелев, К.Р. Обухов
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова)*

В докладе рассматривается вопрос влияния загрязняющих примесей на процессы вытеснения нефти CO₂. Проведен анализ большого количества источников в области теоретических исследований, лабораторных экспериментов и реализации проектов МУН. Выделены характерные особенности загрязняющих примесей и их влияние на эффективность закачки CO₂ в процессах повышения нефтеотдачи пласта. Показана возможность оценки минимального давления смесимости при помощи аналитического метода. Приведены имеющиеся корреляции и способы корректировок минимального давления смесимости.

Моделирование процесса гидратообразования при помощи алгоритмов машинного обучения

*Р.В. Бондарев, Р.З. Гулиев
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова)*

В работе представлены результаты построения моделей для прогнозирования зон стабильности газовых гидратов и сравнения их предсказательной способности. Модели решают задачу восстановления регрессии и основываются на алгоритмах машинного обучения. В качестве исходных данных используется информация о термобарических условиях смесей газов и наличии в них различных фаз. Данные передаются в тестируемые модели, где осуществляется опрос алгоритмов машинного обучения и отбор лучших для дальнейшей тонкой настройки и сравнение полученной модели с другими моделями. Сравнение результатов работы алгоритмов после тренировки на различных данных может быть использовано для оценки влияния признаков на смещение зоны стабильности различных смесей газов.

Классификация методов исследования битуминозных слоев

*О.П. Туфанова, Г.Д. Сергеев, Е.Н. Липатникова
(Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова)*

Битуминозные слои представляют собой преимущественно непродуктивные (из-за высокой вязкости насыщающего флюида), резко выделяющиеся по составу зоны нефтяных коллекторов, содержание асфальтенов во флюиде которых составляет от 20 до 60 % вес., при общем их содержании во флюиде коллектора 1–5 % вес. Битуминозные слои, как правило, оказывают негативное влияние на добычу нефти: ухудшают свойства скважинной продукции, могут создавать барьеры проницаемости и исключать поддержку пластового давления посредством закачки воды в водоносный горизонт, провоцировать активное образование асфальто-смоло-парафиновых отложений в пластовых и скважинных условиях. В докладе приведены основные положения по методам исследований битуминозных слоев и предложена классификация методов их исследования.

Гидродинамическая модель разложения ВГС в пористой среде

*А.М. Галечян (АО «ИГиРГИ»),
В.В. Кадет (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Закачка микро- и нанодисперсных водогазовых смесей (МВГС и НВГС) в пласт во многих случаях является продуктивным методом разработки нефтегазовых месторождений и нередко применяется на промысле. При этом весьма актуальным является вопрос устойчивости таких смесей. Данная работа посвящена построению гидродинамической модели разложения ВГС в пористой среде, позволяющей оценить устойчивость ВГС в пластовых условиях.

В работе представлена гидродинамическая модель всплытия пузырьков газа в пористой среде, насыщенной вязкой жидкостью. Эта модель позволяет рассчитать время распада ВГС с соответствующими характеристиками на составляющие фазы непосредственно в пористой среде. Данный параметр является основным при оценке эффективности такого метода разработки, как закачка ВГС.

Оценка коэффициента извлечения нефти резервуаров на основе машинного обучения

И.В. Махотин, Д.М. Орлов, Д.А. Коротеев
(ООО «Диджитал Петролеум», «Сколтех»)

При оценке лицензионного участка адекватный прогноз экономического эффекта от потенциальных инвестиций является необходимым. Как правило, для этого требуются большие вложения в сейсмическую разведку, петрофизические исследования, а также в уже добывающие месторождения, профили по добыче. Инструмент по оценке коэффициента извлечения нефти на основе имеющихся данных был бы крайне полезен при оценке активов. Цель данного исследования – построить модель машинного обучения с использованием исторической базы данных для оценки коэффициента извлечения нефти с неопределенностью.

Для построения тренировочной выборки были использованы две базы данных из различных источников, содержащие описание более тысячи нефтяных резервуаров по всему миру. Это измерения, которые не зависят от времени, и измерения, зависящие от времени, сделанные на определенный момент разработки. В качестве модели машинного обучения был использован градиентный бустинг над решающими деревьями [Friedman, Jerome H. Greedy function approximation: a gradient boosting machine. *Annals of statistics* (2001): 1189–1232]. Также в качестве мета-алгоритма для оценки неопределенности были использованы конформные предикторы [Vovk, Vladimir, Alex Gammerman, and Glenn Shafer. *Algorithmic learning in a random world*. Springer Science & Business Media, 2005.2].

В ходе оценки эффективности алгоритма было показано, что рассмотренный метод имеет преимущество перед существующими по точности и скорости оценки. Более того, метод позволяет давать оценку с неопределенностью. Расширение обучающей выборки позволит строить более точные модели. Дальнейшие исследования будут направлены на возможные пути расширения обучающей выборки с использованием гидродинамических симуляторов.

Проблемы и технология лабораторного моделирования остаточной нефтенасыщенности в газовой шапке

Н.А. Черемисин, Р.С. Шульга, А.А. Загоровский, Я.И. Гильманов, В.В. Кочетов (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Согласно отечественному опыту, для разработки нефтегазовых залежей, как правило, использовались технологические решения способствующие сведению к минимуму влияния газовой шапки на разработку нефтяной оторочки. Считается, что разработка нефтяных залежей с газовой шапкой должна начинаться с выработки запасов нефти с последующей организацией отбора газа из газовой шапки. Хотя экономическая эффективность опережающей разработки газа или совместной разработки газовой шапки и оторочки может быть кратно выше, но такой вариант, как правило, не рассматривается. По мнению многих авторов, снижение давления в газовой шапке вследствие отбора газа, вызывает внедрение нефти в газонасыщенные интервалы и как результат – необратимые потери нефти. Очевидно, это является следствием того, что остаточная нефтенасыщенность в газовой шапке принималась, как правило, из корреляционных зависимостей с ФЕС коллектора полученных из экспериментов по вытеснению нефти из предельно нефтенасыщенных образцов керна. Однако, теоретические предпосылки и немногочисленные экспериментальные исследования свидетельствуют о необходимости деления коллекторов на классы, для обоснования критических и остаточных значений нефте-и газонасыщенности, не только по проницаемости и характеру смачиваемости, но и по характеру первоначального насыщения коллекторов углеводородами. Лабораторное изучение формирования остаточной нефтенасыщенности в газовой шапке (ГШ) после активной добычи из неё газа и внедрения нефти из подстилающей нефтяной оторочки, в настоящее время никак не регламентируется. Предлагаемая технология физического моделирования и определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности в ГШ базируется на многолетнем опыте проведения фильтрационных экспериментов, в том числе изучения гистерезиса ОФП. Технология выполнима на современном оборудовании, с применением прецизионных измерительных сепараторов, при использовании модельных пластов увеличенного объёма, и коммуникациях между керном и сепаратором с минимально возможным «мертвым объемом».

Оценка недренируемого объема буферного газа при создании ПХГ в истощенной газоконденсатной залежи

*А.И. Пономарёв, В.Л. Малышев, А.И. Шаяхметов
(Уфимский государственный нефтяной
технический университет)*

Рассматриваются вопросы формирования объема и структуры буферного газа при создании подземного хранилища газа (ПХГ) на циклический режим в истощенной газоконденсатной залежи, приуроченной к карбонатным низкопроницаемым коллекторам. Аналитический анализ влияния водоносной области на разработку залежи и результаты гидродинамического моделирования позволили установить ограниченный размер аквифера.

Поэтапный вывод ПХГ на циклический режим эксплуатации с заданным объемом активного газа потребовал создания определенного объема буферного газа. При этом для корректной оценки возможных потерь газа в ПХГ важно было установить структуру и динамику дренируемого и недренируемого объемов буферного газа в циклах закачки-отбора.

Наблюдаемое планомерное снижение давления в хранилище от цикла к циклу при одних и тех же объемах газа может быть связано с расширением газонасыщенного порового объема в период опытно-промышленной эксплуатации ПХГ, с потерями энергии на трение в процессе фильтрации воды и газа в коллекторе ПХГ, с оттоком газа из зон активного дренирования (защемление газа в низкопроницаемых зонах и приконтактной переходной области) и с пластовыми потерями газа. При этом метод гистерезисных диаграмм для оценки потерь газа в пластах замкнутого типа и переменным контурным давлением неприемлем.

С целью установления причин смещения гистерезисных диаграмм циклов вправо были проанализированы результаты геофизических исследований скважин по контролю за положением газоводяного контакта и газонасыщенностью вышележащих интервалов, данные газовой съемки и результаты расчетов, полученные на геолого-технологической модели ПХГ. В итоге показано, что по мере планомерного повышения пластового давления к концу сезона закачки последующий отбор газа осуществляется в условиях слабого проявления упруговодонапорного режима; некоторое снижение давления в хранилище при одних и тех же объемах газа обусловлено в основном расширением газонасыщенного порового объема в анализируемый период опытно-промышленной эксплуатации ПХГ, потерями пластовой энергии на трение в процессе фильтрации воды и газа в коллекторе ПХГ, изменением структуры объема буферного газа вследствие оттока газа из зон активного дренирования (защемление газа в низкопроницаемых зонах и приконтактной переходной области) и частично пластовыми потерями газа.

Использование свободного ПО OpenFOAM для проведения прямых гидродинамических расчетов на масштабе пор

А.С. Авдонин
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Данная работа освещает опыт использования программного обеспечения OpenFOAM в «Газпромнефть НТЦ» для моделирования гидродинамики на цифровом двойнике ядра. OpenFOAM – это открытая платформа для численного моделирования гидродинамических и других процессов. Программа-решатель была доработана для расчета абсолютной проницаемости на цифровом двойнике ядра. Тестовые расчеты проводились на цифровых образцах из открытых источников.

К использованию предлагаются новые возможности OpenFOAM для решения более сложных гидродинамических задач.

Совершенствование используемого исследовательского оборудования при изучении относительных фазовых проницаемостей керна в области трехфазной насыщенности пластовыми флюидами

*М.Г. Ложкин (Научно-технологический центр
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень)*

При проведении экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей на установках, согласно ОСТ 39-235-89, в системах «нефть – газ», «газ – вода» и «газ – конденсат» возникают неравновесные процессы, приводящие к массопереносу между флюидами, взаимодействующими с керном. Это приводит к изменению физических характеристик флюидов, что обуславливает значительные погрешности при измерениях.

Известна рециркуляционная схема установки, которая отличается от вышеупомянутой проточной тем, что флюиды в процессе экспериментов находятся в непосредственном контакте друг с другом, что обуславливает их термодинамическое равновесие. Данная схема установки имеет недостатки, связанные с определением насыщенности керна, невозможностью использовать метод материального баланса и невозможностью регулировать водонасыщенность керна для определения проницаемостей при трехфазной насыщенности керна.

В целях упразднения указанных недостатков была разработана новая установка исследования проницаемости керна. Для реализации определения метода материального баланса изменена схема установки, теперь позволяющая учесть «мертвые» объемы трубопроводов. Для предотвращения высушивания керна и стабилизации давления введен увлажняющий ресивер. Для определения относительных фазовых проницаемостей методом квазистационарной фильтрации при трехфазной насыщенности керна устройство позволяет задавать и поддерживать водонасыщенность при помощи регулятора расхода с обратной связью.

Исследования влияния жидкостей ГРП на фильтрационные свойства сенонских отложений

*И.А. Паршуков, Ю.А. Ашихмин
(Научно-технологический центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
г. Тюмень)*

В настоящее время сенонские отложения нижеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения рассматриваются в качестве потенциальных объектов разработки по добыче углеводородного сырья. Предполагаемой технологией разработки данных типов залежей предусматривается проведение работ по интенсификации притока путем осуществления гидроразрыва пласта (ГРП) продуктивного горизонта. Выбор используемых жидкостей ГРП и обоснование эффективности их применения проводятся на основании лабораторных фильтрационных исследований кернового материала и изучения величины его набухаемости.

Центром исследования пластовых систем (керна и флюиды) (г. Тюмень) выполнены вышеуказанные лабораторные исследования на керновом материале сенонских отложений нижеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения по тестированию ряда технологических жидкостей, которые могут применяться при ГРП.

На основе результатов работы установлено, что применение водных технологических растворов приводит к набуханию горной породы, нарушению ее сплошности и как следствие – снижению фильтрационных свойств. Показана целесообразность применения углеводородных технологических жидкостей при строительстве и ремонте скважин для сохранения коллекторских и прочностных свойств горных пород сенонских отложений.

В докладе приведена информация о технологии выполнения лабораторных исследований, полученных результатах при использовании спектра жидкостей ГРП и сформулированные выводы.

Особенности поведения и моделирования пластовых газоконденсатных углеводородных систем

*А.И. Брусиловский (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Т.С. Ющенко (ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»),
Институт проблем нефти и газа РАН),
И.М. Индрупский (Институт проблем нефти и газа РАН)*

В работе освещаются вопросы, связанные с особенностями поведения пластовых газоконденсатных углеводородных систем в процессе разработки залежи на режиме истощения, а также моделирование поведения газоконденсатных систем с помощью кубических уравнений состояния и особенности проведения газоконденсатных исследований в России. Подробно рассматриваются следующие задачи:

1. Влияние пластовой воды и рассеянных жидких углеводородов, находящихся в контакте с пластовой газоконденсатной системой, на добычу в процессе разработки залежи на режиме истощения.

2. Влияние неравновесного испарения конденсата в пласте и давления забрасывания на коэффициент извлечения конденсата.

3. Разница между дифференциальной конденсацией и исследованием на истощение при постоянном давлении.

4. Особенности моделирования газоконденсатных систем: изменение состава с глубиной и настройка модели на экспериментальные данные.

Для каждого из рассматриваемых вопросов приведены примеры реальных газоконденсатных систем месторождений РФ.

Влияние неизотермичности процесса фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта на продуктивность скважины

*В.Н. Сокотущенко (Государственный университет «Дубна»),
Е.Б. Григорьев, А.П. Федосеев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В рамках трехмерной нестационарной постановки задачи движения углеводородной смеси в пористой среде исследовано влияние неизотермичности процесса фильтрации в призабойной зоне пласта (ПЗП) на продуктивность несовершенной скважины. В качестве модельной принята характерная для таких месторождений, как Чаяндинское, Ковыктинское, Бованенковское, смесь с низким конденсатным фактором: трехкомпонентная смесь метана, пропана и октана мольным составом соответственно 0,9268; 0,0632; 0,01.

Вычислены поля давлений и температуры, плотностей жидкой и газовой фаз, а также смеси в целом, изменение компонентного состава смеси и коэффициент продуктивности скважины при изотермическом и неизотермическом процессах фильтрации. При этом на забое наблюдаются различные значения дебитов газовой и жидкой фаз в случае изотермической и неизотермической фильтрации смеси. В частности, показано, что допущение об изотермическом процессе фильтрации углеводородной смеси приводит при заданных термобарических условиях фильтрации к завышенному значению коэффициента продуктивности скважины по сравнению с расчетом в условиях неизотермической фильтрации.

При этом изменение температуры фильтрующейся смеси в ПЗП влечет за собой фазовые превращения смеси при давлениях начала и максимальной конденсации, отличных от давлений, соответствующих началу и максимальной конденсации при изотермическом процессе фильтрации, и поэтому изменяет величины компонентоотдачи и насыщенности фазами, а следовательно, может повлиять на оценку добываемых запасов месторождения в целом.

Возможность уточненного теоретического исследования фильтрационных течений многокомпонентных смесей на основе разработанной математической модели позволяет формулировать прогнозные рекомендации по управлению фильтрационными характеристиками в ПЗП.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 20-08-00052 А.

Задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта с учетом многокомпонентной диффузии

*В.Н. Сокотущенко (Государственный университет «Дубна»),
Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В данной работе решена задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта (ПЗП) с учетом многокомпонентной диффузии в трехмерной нестационарной постановке. Вычислены диффузионные потоки компонентов в паровой и жидкой фазах фильтрующейся углеводородной смеси в ПЗП, проведено исследование влияния многокомпонентной диффузии на величину дебита и продуктивности несовершенной скважины. Заметим, что корректная постановка задачи отбора флюида соответствует рассмотрению взаимодействия скважин количеством более двух, поэтому данную задачу, с одной скважиной, рассматриваем как модельную, решение которой направлено на влияние многокомпонентной диффузии при фильтрации углеводородной смеси на фильтрационные характеристики в малой окрестности ПЗП.

В качестве модельной фильтрующейся смеси была принята трехкомпонентная смесь метан-пропан-октан мольного состава (0,9268; 0,0632; 0,01), которая представляет собой смесь с низким конденсатным фактором и характерна для таких месторождений, как Чайндинское, Ковыктинское, Бованенковское.

Расчеты показывают, что на забое наблюдаются различные значения дебитов газовой и жидкой фаз, а также смеси в целом с учетом и без учета диффузионного переноса массы компонентов в фазах фильтрующейся в ПЗП смеси заданного состава. В частности, показано, что учет дополнительного переноса массы компонентов за счет диффузии приводит при заданных термобарических условиях фильтрации к увеличению значения коэффициента продуктивности скважины по сравнению с расчетом в условиях отсутствия диффузионных потоков не более чем на 3 %. При этом в масштабах реального месторождения возможность учета дополнительного диффузионного притока массы в многокомпонентных смесях в рамках разработанной математической модели позволяет уточнить величины компонентоотдачи пласта и, следовательно, дать более обоснованную оценку добываемых запасов месторождения в целом.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 18-08-00326 А.

Новые подходы к интерпретации результатов экспериментальных исследований на керне при полимерном воздействии

*М.И. Ивлев, М.Н. Кравченко
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Важным аспектом математического моделирования разработки месторождений углеводородов с применением методов повышения нефтеотдачи является учет изменений свойств пласта-коллектора, возникающих при воздействии этих методов на пористую среду и сопровождающихся трансформацией поровой матрицы. Метод закачки в пласт полимерного агента является одним из эффективных для высокообводненных пластов. Он сопровождается значительным повышением вязкости воды, что приводит к изменению качества вытеснения нефти, а также уменьшением динамической пористости и проницаемости за счет сорбции кластеров полимерных молекул на стенках поровых каналов. Математическая модель процесса полимерного заводнения должна быть адаптирована соответствующим образом для учета изменений, возникающих в поровой матрице при сорбции полимеров. Одним из инструментов, позволяющих учитывать изменение пористости и проницаемости в реальном времени, является учет изменения функции распределения капилляров по радиусам при фильтрации полимерного раствора. Однако форма этого распределения не всегда известна. Определить ее без использования компьютерной томографии возможно, приняв во внимание результаты экспериментов по моделированию полимерного заводнения на керне изучаемой породы. Создав математическую модель структуры керна и опираясь на экспериментальные начальные и конечные значения пористости и проницаемости, данные по навеске полимера, можно определить толщину адсорбированной полимерной пленки, а затем подобрать подходящее первоначальное распределение капилляров по радиусам. В работе приведены результаты моделирования физического эксперимента на керне по полимерному заводнению с апробацией указанной методики и вычислением фильтрационно-емкостных параметров пористой матрицы на всех этапах эксперимента по заводнению.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 19-07-00433 А.

Результаты опытно-промышленных работ по термогазохимической обработке скважин бинарными смесями и развитие моделирования пластовых процессов для нефтематеринских коллекторов

*Г.А. Фатыхов, М.Н. Кравченко, Н.Н. Диева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Целью работы является обобщение опыта применения метода термогазохимического воздействия (ТГХВ) с использованием бинарных смесей для интенсификации притока на нефтяных месторождениях, в том числе с высоким содержанием нефтематеринских пород. В последние годы метод выходит из стадии опытно-экспериментальных технологий на этап опытно-промышленных испытаний, что требует развития математических методов описания процесса ТГХВ с целью повышения достоверности прогноза результатов проведения работ на месторождениях. С использованием данных геолого-промысловых и лабораторных исследований для ряда месторождений проведены имитационные расчеты терморазложения активного состава с учетом многофазности и многокомпонентности рабочих жидкостей, что приводит к трансформации матрицы коллектора. Расчет позволяет прогнозировать, в какой части прискважинной зоны реализуется переход асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в подвижное состояние и оценить возможность генерации дополнительных углеводородов из керогеновой матрицы. Гидродинамический анализ процесса ТГХВ на основе численного моделирования для различных площадей Ромашкинского месторождения (Татарстан) показывает возможность активации генерационного потенциала, что согласуется с экспериментами на кернах, отобранных с различных площадей Ромашкинского месторождения, и качественно описывает результаты промысловых работ на карбонатах Татарстана. Результативность технологии выражается в кратном повышении дебитов скважин. Математическое моделирование процесса ТГХВ позволяет объяснить происходящие в пласте процессы и наиболее достоверно спрогнозировать результаты проведения ТГХВ в реальных условиях.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 19-07-00433 А.

Экспериментальное определение влияния кислотной обработки образцов кернового материала на анизотропию ФЕС

*С.П. Цыбульский, Н.И. Гусев, А.А. Константинов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
М.Н. Кравченко (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Развитие методов лабораторного определения фильтрационных свойств анизотропных коллекторов представляет собой актуальную задачу в плане поиска инновационных подходов к разработке как традиционных, но сложнопостроенных пластов, так и месторождений нетрадиционных углеводородных ресурсов, в том числе керогеносодержащих. Геологические условия формирования углеводородов существенно влияют на тип строения коллектора. Хорошо известно, что пласты-коллекторы обладают анизотропией всего комплекса фильтрационно-емкостных параметров. В последнее время эксперименты на керновом материале подтверждают наличие латеральной анизотропии на многих месторождениях. Теоретические подходы к описанию анизотропии основываются на экспериментальных подходах, включающих томографические исследования керна и прозвучивание образцов с выделением главных направлений тензора проницаемости и установления характера фильтрационных законов для различных типов анизотропии.

В данной работе основное внимание уделено влиянию кислотной обработки образцов кернового материала на фильтрационно-емкостные свойства, с учетом их анизотропии. Для проведения экспериментов был отобран полноразмерный образец кернового материала юрских отложений. На первом этапе были изготовлены образцы керна стандартного размера (30×30 мм). Для учета анизотропии два образца изготавливались взаимно перпендикулярно в латеральной плоскости и два образца в вертикальной плоскости. Далее, для определения ФЕС и минералогическо-петрографического состава породы были проведены стандартные исследования и карбонатометрия. Результаты показали низкие коллекторские свойства и высокое содержание кальцита. Затем, для определения диаметра пор в изготовленных образцах была проведена капиллярметрия.

На втором этапе проводилась кислотная обработка. С учетом полученных результатов был рассчитан необходимый объем кислоты для обработки кернового материала. После проведения кислотной обработки на всех образцах керна снова были проведены стандартные исследования и капиллярметрия.

Анализ результатов показал изменение коэффициента анизотропии после проведения кислотной обработки. Данный результат показал необходимость учета изменения коэффициента анизотропии при теоретических расчетах по кислотной обработке кернового материала и учета этого фактора при численном моделировании реальных месторождений.

Исследование струйной насосно-компрессорной установки с периодическим подключением эжектора

*В.В. Воронова, М.А. Мохов, И.В. Грязнова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В рамках научных исследований разработаны новые научные принципы сжатия газа с применением эжекторов и эжекторных систем, работающих в импульсном режиме на низких частотах. Рассмотрены новые возможности управления эжекторной системой с применением быстродействующих систем для управления потоками жидкости или газа. Намечены новые направления исследований струйных насосно-компрессорных установок, где сочетаются низко- и высокочастотные импульсные процессы.

При выполнении научных исследований разработана и запатентована компрессорная технология и техника, созданная на основе эжекторной системы, результаты этих работ подкреплены патентами на изобретения и полезные модели РФ: № 2674042 от 04.12.2018 «Насосно-компрессорная установка для эксплуатации скважин», № 2680021 от 14.02.2019 «Компрессорная установка», №2680028 от 14.02.2019 «Компрессорная установка», № 2702952 от 14.10.2019 «Компрессорная установка», № 2707989 от 03.12.2019 «Компрессорная установка», № 192513 от 18.09.2019 «Двигатель».

Результаты выполненных научных исследований можно считать основой для перспективной технологии, позволяющей осуществлять одноступенчатое изотермическое сжатие газа без ограничений по степени повышения давления, в том числе с повышением давления газа в 400 раз в одной ступени. Применяемые в настоящее время технологии многоступенчатого сжатия с адиабатным рабочим процессом значительно уступают по параметрам одной ступени, здесь имеются ограничения на степень сжатия, которая обычно не превышает значения 5 для одной ступени.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности, номер темы FSZE-2020-0006.

Оценка зоны реакции при термогазохимическом воздействии

*Е.А. Солгалова, Н.Н. Диева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Работа посвящена математическому моделированию процесса закачки активных жидкостей термогазохимического воздействия (ТГХВ) с применением бинарных смесей (БС), которое относится к физико-химическим методам интенсификации добычи нефти. Эффективность данного метода, демонстрируемая улучшением фильтрационных свойств пласта и другими фактами, обоснована реакцией взаимодействия БС с активатором, которая протекает в пластовой системе с активным выделением газов, резким повышением давления и температуры. В ходе организации процесса ТГХВ указанные жидкости закачиваются в пласт не последовательно, а их разделяет буферная жидкость (как правило, вода). Продвижение этих жидкостей в пласт обеспечивается закачкой заданного количества продавочной жидкости. В процессе фильтрации закачанного состава в пористой среде слой буферной воды между БС и активатором истончается, и начинается реакция их взаимодействия.

Основной задачей является моделирование последовательной закачки жидкостей в режиме реального времени для условий реального пласта. Для ее выполнения в двухмерной постановке численно решалась математическая модель двухфазной многокомпонентной фильтрации. Начальные и граничные условия выбирались в соответствии с промысловыми данными по организации ТГХВ на реальном месторождении. В ходе расчетов получены поля и графики распределения в пласте: давления, водонасыщенности, концентрации химического вещества, скорости фильтрации, а также выведена динамика изменения указанных параметров и величин объемов закачанных жидкостей.

Основной результат работы получен на основе анализа динамики изменения профиля концентрации химического вещества по ходу фильтрации закачанных жидкостей. А именно уточнен момент времени, когда истончилась буферная жидкость, т.е. началась реакция взаимодействия БС и активатора, а также определено их местонахождение в призабойной области, т.е. положение зоны пласта, где развивается основная реакция процесса ТГХВ.

Влияние особенностей геологического строения ПХГ на эффективность применения гидрофобизации с целью снижения водного фактора

*Т.С. Татлок, М.П. Хайдина
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В подземных хранилищах газа (ПХГ), созданных в водоносных пластах, формируется искусственная залежь с активными контурными водами, что обуславливает высокий водный фактор при эксплуатации объекта и является одной из основных проблем.

Цель работы: изучение создания и эксплуатации реального ПХГ в водоносных пластах, особенность которого – наличие резервной ловушки выше основного объема хранения, с использованием детализированной геолого-гидродинамической модели, обоснование причин обводнения целевых пластов, а также оценка применимости технологий снижения водного фактора за счет закачки гидрофобизаторов.

Проведены численные эксперименты с использованием детализированной геолого-гидродинамической модели.

В результате выявлено, что обводнение скважин ПХГ вызвано перетоками газа внутри неоднородной геологической структуры, определены условия эффективности различных режимов закачки гидрофобизатора.

Применение машинного обучения при оптимизации размещения газодобывающих скважин

Ч.Р. Аитов

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из основных задач при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений является размещение скважин на структуре залежи. Их рациональное размещение позволит эффективно разрабатывать пласт.

Процесс поиска оптимального размещения скважин производится посредством машинного обучения.

Основной особенностью машинного обучения является извлечение закономерностей из ограниченного количества примеров (обучающей выборки), когда для некоторого количества объектов имеются ответы. Причем каждый объект из обучающей выборки характеризуется набором признаков, обладающих различными весовыми характеристиками. Нахождение этих весовых характеристик позволит для любого объекта предсказывать ответ.

В данной работе объекты представляют собой координаты забоев скважин. Ответами служат отношение среднегармонического значения давлений в призабойной зоне скважин к средневзвешенному пластовому давлению на конечную дату эксплуатации скважин. Значения ответов обучающей выборки для нескольких вариантов размещения скважин были получены при помощи гидродинамического моделирования.

Весовые характеристики находились при помощи градиентного спуска логистической регрессии. При этом задача многоклассовой классификации сводилась к серии задач бинарной классификации с постепенным увеличением порога принятия значений ответов к положительному классу классификации.

Через найденные весовые характеристики признаков из тысячи сгенерированных случайным образом расположений скважин было найдено оптимальное расположение.

Моделирование кислотной обработки пласта с трещинами гидроразрыва на примере низкопроницаемых карбонатных коллекторов Восточной Сибири

*А.М. Башарова
(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)*

Объектом исследования являются низкопроницаемые трещиноватые карбонатные пласты нефтегазового месторождения Восточной Сибири. В работе представлены результаты математического моделирования кислотной обработки пласта с трещинами гидроразрыва. Модель построена с учетом кинетических расчетов по подбору наилучшего кислотного состава для кислотной обработки рассматриваемых горизонтов.

Проводимые на территории Восточной Сибири геологоразведочные работы показывают, что пласты имеют ряд особенностей, осложняющих их разработку. Одной из проблем коллекторов является их низкая проницаемость, что требует нетрадиционных подходов к процессу интенсификации притока флюидов.

Одним из решений данной проблемы может являться комплексная технология: кислотная обработка закрытых трещин, в частности, трещин, закрепленных пропантом. Однако данная технология может сопровождаться нарушением механической прочности породы, а также не исключено набухание глиносодержащей части пласта.

Таким образом, необходимо учитывать все вышеуказанные явления на этапе проектирования кислотной обработки пласта.

Моделирование кислотной обработки призабойной зоны пласта на примере залежи Ромашкинского месторождения

*А.В. Демидова, Н.Н. Диева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Целью работы являлось изучение процесса вытеснения нефти в условиях, когда вытесняющим агентом был водный раствор кислоты. Основной задачей было исследовать продвижение кислоты в условиях динамического изменения фильтрационных характеристик пласта в ходе нагнетания реагента. С повышением размеров пор за счет растворения минералов скелета пород увеличивается проницаемость. Увеличение фильтрационных характеристик способствует повышению эффективности работы нефтяных скважин.

Процесс рассчитан для окрестности скважины, в модели учтен двухфазный характер течения, кинетика процесса растворения породы кислотой. Результаты расчетов получены путем численного решения собственной математической модели процесса, построенной с учетом изменения фильтрационных характеристик: проницаемости и пористости. Рассмотрена одномерная постановка.

В ходе расчетов были получены графики распределения пористости, насыщенности раствора, концентрации химического вещества, проницаемости, давления. В результате кислотной обработки проницаемость увеличилась от 12 до 17 %, что определяет максимально возможный объем прироста пористости при растворении породы раствором кислоты.

Модель позволяет в режиме реального времени отслеживать динамику изменения структуры порового пространства за счет растворения части породы под действием кислоты, а также проводить оценку удаленности зоны обработки пласта изучаемым методом.

Моделирование прогрева пласта Русского месторождения

*А.Д. Лелявина, Н.Н. Диева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Моделирование процессов, происходящих в пласте при разработке месторождений, необходимо для непрерывного мониторинга, а также планирования сложных и дорогостоящих мероприятий. В работе приведены результаты расчета прогрева породы, проведенного по данным для пласта месторождения Русского, расположенного в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Данное месторождение отличается уникальными запасами высоковязкой нефти, добыча которой предполагает использование тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

Результаты работы получены путем численного решения математической модели залежи, составленной в двумерной постановке. В модели учтены данные о свойствах породы и насыщающих ее флюидах, а также учтены известные исследования нефтей рассматриваемого месторождения по зависимости величины вязкости нефти от температуры.

Основной задачей являлся анализ зоны прогрева пласта и соответствующего снижения вязкости. По мере повышения температуры пласта и соответствующего снижения вязкости нефти фильтрационные сопротивления пористых блоков снижаются, и создаются условия для гидродинамического вытеснения нефти при допустимых давлениях нагнетания.

В ходе расчетов были получены поля и графики распределения температуры и вязкости нефти для выбранных моментов времени, а также динамика изменения указанных параметров со временем для выделенных точек расчетной сетки. В выводах приведен анализ прогрева анализируемого пласта, а также сформулированы идеи дальнейшего совершенствования модели.

Периодические режимы неравновесной фильтрации бинарной углеводородной смеси в пористой среде

*В.М. Зайченко, В.М. Торчинский, О.А. Иванин
(Объединенный институт высоких температур РАН),
В.Н. Сокотущенко (Государственный университет «Дубна»),
Е.Б. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одним из возможных режимов фильтрации, который обнаруживается практиками при эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, является пульсационный режим фильтрации. Неустойчивость работы газоконденсатных скважин отмечается иногда на промыслах, что может объясняться как сменой режимов течений в стволе скважины и граничными условиями на выходе из пласта, так и собственно эффектами объемной неустойчивости. В некоторой области термодинамических параметров пласта возникают самоподдерживающиеся автоколебания расхода смеси и давления на пути фильтрации. Это явление наблюдается в ретроградной области фазовой диаграммы газоконденсатных смесей. В этой области происходит циклическая смена процессов накопления жидкой фазы (конденсации), затем перемещения жидкости под действием фильтрационного потока в область пространства, отвечающего за прямое испарение и, как следствие, уменьшение в этой области объема жидкой фазы. При этом математическая модель, описывающая фильтрацию смеси в изотермических условиях и появление автоколебаний расхода, строится, как правило, без учета неравновесности процесса фильтрации.

В настоящей работе рассматривается задача изотермической фильтрации бинарной углеводородной смеси в пористой среде с учетом капиллярного давления и наличия ретроградных областей. Задача решена в равновесной и неравновесной постановках. Показано, что учет неравновесности приводит к изменению поля давлений на пути фильтрации, амплитуды и формы возникающих автоколебаний расхода паровой и жидкой фаз.

Эти особенности необходимо учитывать при интерпретации неустановившихся режимов реальных (неравновесных) течений пластовых флюидов в призабойной зоне пласта. Полученные в результате расчета данные о возникающих в процессе эксплуатации жидкостных пробках могут быть использованы при оценке эффективности технологий их разрушения на стадии разработки. Кроме того, предлагаемая модель позволяет оценить дебит скважины с учетом возникновения нестационарных режимов фильтрации.

О результатах исследования фильтрационных свойств пористых сред с ультранизкой газопроницаемостью

*В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин,
В.П. Ваньков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Исследование герметичности покрышек и флюидоупоров играет важную роль при разработке НГК месторождений и проектировании ПХГ. Важнейшим параметром при оценке герметичности горных пород является коэффициент газопроницаемости, имеющий в этом случае крайне низкое значение.

В докладе представлены результаты фильтрационных исследований абсолютной проницаемости по газу в моделях пласта, составленных из kernового материала покрышки Южно-Киринского НГКМ. Исследования выполнены на фильтрационной установке, позволяющей проводить измерения абсолютной проницаемости по газу в низкопроницаемых породах при сверхнизких расходах газа Q . Измерения в цилиндрических образцах диаметром 30 мм и длиной порядка 50 мм проведены при комнатной температуре 20 °С и перепадах давления ΔP от 2 до 8 бар. При фильтрации газа давление на выходе модели составляло 1 бар (выход в атмосферу), а обжимное давление, прикладываемое к боковой поверхности образца, приблизительно соответствовало горному давлению покрышки Южно-Киринского НГКМ ($P_{гор} = 400$ бар).

Результаты эксперимента обнаруживают существенное отклонение зависимости $Q = f(\Delta P)$ от линейного закона Дарси. Анализ полученных результатов проведен в соответствии с гипотезой Клинкаенберга о проскальзывании газа в низкопроницаемых пористых средах при низких давлениях.

Показано, что обнаруженное отклонение фильтрации от линейного закона Дарси не может быть обусловлено эффектами проскальзывания газа в поровом пространстве, но полностью контролируется диффузионным законом и уравнением Фика. При анализе причин отклонения фильтрационного течения от закона Дарси использован параметр Кнудсена: $K_{кн} = \lambda_{св}/r_{ср}$, где $\lambda_{св}$ – длина свободного пробега газа, $r_{ср}$ – средний размер пор kernового материала.

Приводятся феноменологические соображения о механизме наблюдаемого явления.

О физическом механизме нелинейного закона фильтрации газа в пористых средах

В.М. Троицкий (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Многочисленные исследования газопроницаемости пористых материалов показывают, что в большинстве случаев при анализе экспериментальных результатов справедлив линейный закон фильтрации Дарси, устанавливающий связь между расходом газа и градиентом давления.

Вместе с тем в последнее время накопилось большое количество научных работ об отклонении экспериментальных данных от линейного закона Дарси как в области малых (ограничение снизу), так и больших скоростей фильтрации (ограничение сверху). Предпринимаемые попытки объяснить молекулярный механизм этих ограничений, как правило, заканчивались безрезультатно: ни турбулентность, ни извилистость фильтрационных каналов, ни неоднородность пористой среды не в состоянии объяснить природу нелинейного закона фильтрации.

В докладе приведены результаты серии стандартных исследований по определению зависимости расхода газа от градиента давления в образцах кернов различных месторождений. Полученные результаты позволяют представить единую картину фильтрационного течения газа в пористых средах, в частности объяснить явления резкого увеличения газопроницаемости («сверхпроводимость» породы) при увеличении градиента давления, механизм перехода от линейного закона Дарси к двухчленному эмпирическому закону Форхгеймера, а также обосновать наличие энергосберегающего дебита газовых скважин.

Показано, что все перечисленные явления могут получить объяснение исключительно с позиции привлечения параметра объемной вязкости η_v газа. Приводится характерное экспериментальное соотношение объемной вязкости η_v с динамической сдвиговой вязкостью μ , а также предлагается конкретный механизм появления объемной вязкости η_v при фильтрационном течении газа.

Также приводится краткий анализ методов определения параметра объемной вязкости η_v и выдвинуто предложение об использовании параметра η_v в качестве обязательного в теории и практике разработки газоконденсатных месторождений.

Анализ ценности информации специальных исследований керна для прогнозирования смешивающегося вытеснения нефти углеводородным газом

*И.З. Мухаметзянов, А.В. Пенюгин, Н.Г. Главнов, Е.И. Сергеев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Водогазовое воздействие в смешивающемся режиме (MWAG) – хорошо зарекомендовавший себя способ увеличения нефтеотдачи. Существует множество параметров для скрининга, по которым можно спрогнозировать успешность использования этого метода.

Сформирована программа исследований, включающая в себя определение коэффициента нефти на различных режимах: закачке воды, непрерывной закачке сухого и жирного газов, закачке в режиме immiscible and miscible WAG с различными размерами оторочек, закачке оторочек до и после непрерывных закачек газа или воды и определение кривых относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода» и «нефть – газ». Далее в лаборатории были собраны составные модели керна, подобраны агенты для закачки с целью обеспечения гарантированного смешения нефти и газа, успешно реализованы указанные ранее исследования, замерены коэффициенты вытеснения и градиенты давлений.

В результате проведения настройки керновых моделей на результаты экспериментов выработаны ключевые рекомендации по каждому аспекту гидродинамических моделей: 1) проведен анализ чувствительности на степень изменения формы кривых относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ» в зависимости от межфазного натяжения; подобрано оптимальное значение экспоненты смешения; 2) в результате анализа влияния моделей трехфазных проницаемостей и их параметров на значения коэффициентов вытеснения и градиентов давлений произведена настройка на исследования по непрерывной закачке сухого и жирного газов после цикла заводнения; 3) произведен подбор параметров гистерезиса ОФП и сделан анализ чувствительности при настройке на эксперименты IWAG and MWAG; 4) на 1D модели произведен апскейлинг параметров моделей трехфазных ОФП, гистерезиса ОФП для обеспечения корректного перехода от лабораторного масштаба к полному.

III Международная научно-практическая конференция

**Актуальные вопросы исследования
нефтегазовых пластовых систем
(SPRS-2020)**

Корректор М.В. Бурова
Верстка Н.А. Владимиров, И.Ю. Белов
Обложка И.Ю. Белов

Подписано к печати 22.09.2020 г.
Тираж 50 экз. Ф-т 60×84/16
Объем: 8,14 усл. печ. л.