



V МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-
ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

ИПС – 2024

г. Москва
03-04 октября 2024 г.

ТЕЗИСЫ

Организатор:



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

V Международная научно-практическая конференция

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ
(ИПС-2024)**

03–04 октября 2024 г.

Тезисы докладов

2024

Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: тезисы докладов. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – 111 с.

Настоящий сборник составлен по материалам V Международной научно-практической конференции, проходившей в Москве 03–04 октября 2024 г.

Структура сборника соответствует программе конференции.

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Состояние и перспективные направления исследований пластовых систем в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

*Д.Р. Крайн, А.Е. Рыжов, О.Г. Михалкина
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Рассматривается организация, текущее состояние и перспективы развития работ с первичными геологическими материалами в ПАО «Газпром».

Особое внимание уделяется организации работ с керном и пластовыми флюидами, которые играют ключевую роль в повышении результативности геологоразведочных работ, эффективности разработки и эксплуатации месторождений. Показаны шаги, последовательно предпринимаемые в ПАО «Газпром» для обеспечения кондиционности, достоверности и целостности как первичных геологических материалов, так и результатов их изучения.

В статье отмечается, что в настоящее время наблюдается усложнение условий освоения углеводородных ресурсов, что связано с необходимостью вовлечения в разработку залежей сложного состава и строения, а также глубокозалегающих и низкопроницаемых коллекторов. В связи с этим особую актуальность приобретает повышение точности и достоверности оценок параметров пластовых систем, а также разработка новых технологий повышения углеводородоотдачи пласта.

Для решения этих задач в ПАО «Газпром» создана вертикально-интегрированная система работ с кернами и пробными пластовыми флюидами, которая включает в себя координированное взаимодействие всех подразделений компании, занимающихся отбором, транспортировкой, исследованием и хранением керна и проб флюидов. Представлены результаты работы созданной системы, которые позволили в ПАО «Газпром» консолидировать единый центр ответственности, обеспечивающий кондиционное хранение керна и проб пластовых флюидов и их комплексные лабораторные исследования; разработать внутрикорпоративные стандарты выполняемых работ. Целью сформированной организации работы является повышение эффективности освоения месторождений углеводородов и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Показано, что для дальнейшего развития комплексных исследований керна и пластовых флюидов необходимо активизировать работы в направлении создания образцов отечественного экспериментального оборудования, программного обеспечения, а также разработки национальных стандартов в сфере исследований пластовых систем месторождений нефти и газа. Обязательным элементом комплексирования результатов разнородной и разномасштабной геолого-промысловой информации служит внедрение и последовательное использование цифровых технологий.

Цифровые модели массивов горных пород и их применение в нетрадиционных нефтяных ресурсах

*У Сунтао, Цзян Сяохуа, Юй Цун, Гуань Моду
(НИИ разведки и разработки нефтегазовых
месторождений, КННК,
Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из
малопроницаемых пластов,
Главная государственная лаборатория континентальной
сланцевой нефти),
Тянь Хуа, Ляо Фэнжун
(НИИ разведки и разработки нефтегазовых
месторождений, КННК,
Национальный центр исследования и добычи нефти и газа
из малопроницаемых пластов)*

Нетрадиционные ресурсы являются важными объектами разведки и добычи в мировой нефтегазовой промышленности, особенно в Северной Америке и Китае. Очень важно досконально понять процесс формирования и эволюции эффективного пространства для хранения в нетрадиционных малопроницаемых залежах. Построение цифровой модели массивов горных пород – это передовой метод точного исследования запасов углеводородов (УВ) и их добычи в нетрадиционных залежах. Данное исследование объединило методы компьютерной томографии нанометрового диапазона (нано-КТ), сканирующей электронной микроскопии с полевой эмиссией, ядерно-магнитного каротажа, рентгено-флуоресцентного анализа и геохимического анализа для характеристики структуры пород, минералогии, поровой трещиноватости, органических веществ и залегания УВ в интервале от нанометрового до метровых диапазонов. Авторами был разработан новый кернодержатель для высоких пластовых температур и давления методом нано-КТ для построения трехмерных цифровых моделей массивов горных пород. Цифровая модель массива горной породы в условиях естественного залегания позволила смоделировать эволюцию пористости и распространения трещин в богатых органическими веществами сланцах с максимальной глубиной залегания более 10 000 м. Была построена пятиступенчатая модель эволюции пористости. Результаты показывают, что сланцы с R_o 0,8–0,9% имеют самую низкую пористость, что указывает на большой потенциал для разработки наиболее перспективных зон. Фактические гидроразрывы, соединяющие наноразмерные поры в минералах матрицы, составляли 10–100 микрон, что позволяет оптимизировать размер расклинивающего агента. Кроме того, методы геохимического растворителя и ядерно-магнитного каротажа позволили получить данные о содержании свободной и адсорбированной нефти. Несмотря на то что для разведки нетрадиционных ресурсов применяются более совершенные методы, большая проблема заключается в получении и исследовании большего количества информации из супермассивов данных. Таким образом,

были предложены будущие области применения цифровых моделей массивов горных пород: оценка в условиях естественного залегания и высокоточная оценка порового пространства и содержания самоаккумулирующихся УВ; многомасштабная оценка потока УВ в интервале от порового до пластовых масштабов; применение искусственного интеллекта для объединения машинного обучения и цифровой модели массива горных пород.

Перспективы использования инструментальных оптических методов в изучении фазового поведения пластовых флюидов

*В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, И.К. Юдин (ИПНГ РАН),
Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Разработка современного инструментального оптического метода изучения фазового поведения околокритических пластовых флюидов и, в частности, надежного определения их критических параметров (КП) является одной из актуальных задач нефтегазовой науки. За последнее время в этом направлении были получены важнейшие результаты, свидетельствующие, что в области своей применимости инструментальный оптический метод, основанный на измерении интенсивности релеевского рассеяния света в окрестности критической точки (КТ) жидкость – газ, предоставляет уникальные возможности в идентификации околокритического состояния пластового флюида, построении его пограничной кривой вблизи КТ, надежном определении КП и проведении научно обоснованной «лабораторной» типизации однофазных залежей переходного (околокритического) типа по относительной интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой. Все это стало возможным благодаря развитию научно обоснованных представлений об околокритическом состоянии пластовых флюидов и особенностях их фазового поведения в окрестности КТ, а также разработке современного экспериментального оптического оборудования и дополняющей его лабораторной инфраструктуры.

На примере ряда многокомпонентных модельных и пластовых систем проведено сопоставление возможностей инструментального оптического метода с традиционными для нефтегазовой науки экспериментальными методами изучения фазового поведения околокритических пластовых систем, такими как адиабатическая калориметрия и PVT установки фазового равновесия. Обсуждаются перспективы внедрения указанного метода в практику исследовательских лабораторий нефтегазовой отрасли.

Работа частично выполнялась в рамках Программы фундаментальных исследований РФ, НИР № 122022800364-6.

Изолирующая технология отбора керна – инновационный путь решения актуальных задач разведки и разработки месторождений. Результаты и перспективы

Я.М. Курбанов

(ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»)

Технология отбора керна – это комплекс различных технологических мероприятий, связанных с организацией работ по отбору и подъему керна, организацией работ на скважине и обеспечению безопасной транспортировки керна.

Приведены результаты анализа применяемых технологий отбора керна, а также разработанных керноотборных снарядов с различными технологическими характеристиками для условий отбора керна как в вертикальных, так и в наклонно направленных и горизонтальных скважинах.

Определены основные показатели, включающие в себя понятие «качественный керн».

Приведена интегральная зависимость и анализ факторов, влияющих на качество и информативность керна.

Сакцентировано внимание на технологии отбора изолированного керна. Эта технология показала значительное преимущество в повышении выноса полноценного, представительного кернового материала, в том числе при отборе в интервалах слабоконсолидированных горных пород. Осуществляется с применением специально разработанных керноотборных снарядов и керноизолирующих жидкостей.

Особое внимание уделено инновационной разработке – керноизолирующим жидкостям семейства КорИзоГель.

КорИзоГель – гелеобразная неинвазивная однородная жидкость на неуглеводородной основе, образующая на поверхности керна защитную оболочку (пленку), изолирующую его от воздействия бурового раствора и предотвращающую контакт с воздухом при транспортировке и хранении.

КорИзоГель широко используется основными российскими сервисными компаниями в различных регионах страны (ЯНАО, ХМАО, Красноярский, Пермский, Ставропольский края, Тюменская, Оренбургская, Самарская, Иркутская и Сахалинская области, Поволжье, Северный Кавказ, акватории Каспийского моря и др.).

Опыт и перспективы применения микроструктурных исследований и цифровых технологий для исследования пластовых систем

*А.Е. Рыжов, Д.Р. Крайн (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.Я. Шкловер (ООО «СМА»)*

В докладе освещаются практические аспекты использования микроструктурных исследований горных пород для повышения качества геологического моделирования.

Современные достижения компьютерных технологий и развитие техник высокоразрешающего сканирования привели к значительному скачку информативности при получении детальных и высокоточных данных о минеральном составе, структуре и генезисе различного типа пород: от осадочных и магматических до метаморфических и метеоритных.

Тенденция развития современных методов геологоразведки и технологий разработки месторождений нефти и газа, рудных и угольных месторождений предъявляет все более высокие требования к качеству и точности первичной информации о породе и флюидах, а также к систематизации и структурированному хранению получаемых данных для их последующего использования в компьютерном 3D моделировании, машинном обучении и анализе методами искусственного интеллекта.

Целью настоящего доклада является рассмотрение роли и места микроструктурных исследований при моделировании рудных и нефтегазовых месторождений со сложным геологическим строением.

Особое внимание уделено методическим аспектам получения микроминералогических карт и профилей геологических разрезов по керну и интеграции полученных данных в 2D и 3D образы породы, которые позволяют проводить на них различные цифровые эксперименты не только по определению ФЕС для детализации геологической модели месторождения, но и для описания влияния различных агентов на поверхность минеральной матрицы. Расчет динамики и визуализация движения флюида по порам позволяет инженеру более квалифицированно принимать решения для повышения качества гидродинамической модели и, соответственно, газо- и нефтеотдачи.

Цифровые эксперименты расширяют возможности анализа сложно-построенных коллекторов с нелинейной связью пористости и проницаемости. Это открывает новые возможности для планирования и интерпретации лабораторных петрофизических экспериментов. Получаемые результаты могут быть использованы для привязки ФЕС к детальному минералогическому составу конкретных фаций, для уточнения подсчетных параметров сложных коллекторов и учета диффузионных процессов в гидродинамическом моделировании пласта. Совместное использование информации о структуре и минеральном составе породы позволит в перспективе внести уточнения и в петроупругое моделирование с учетом механических эффектов на поверхности соприкосновения минералов с различной хрупкостью.

Важно отметить, что получаемые в ходе съемок образцов керна и бурового шлама большие объемы данных требуют для своей обработки современные программные средства как для создания более точных геологических моделей, так и для интерпретации получаемой информации с применением средств искусственного интеллекта.

Все рассматриваемые положения проиллюстрированы практическими примерами применения данных микроструктурных исследований, таких как микроминералогическое профилирование, создание и использование цифрового образа пород в решении актуальных геологоразведочных и производственных задач.

СЕКЦИИ

СЕКЦИЯ «А».

ИССЛЕДОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН, ПЛАСТОВ. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ГАЗО-, НЕФТЕОТДАЧИ

Практическое применение глубинного проточно-поршневого пробоотборника с электронным управлением

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

Получение достоверных данных о пластовой системе невозможно без исследования первичных геологических материалов. В текущих условиях усложнения геологических структур, удаленности разведочных скважин от населенных пунктов и, соответственно, усложнения логистики, а также беспрецедентного санкционного давления на отечественную нефтегазовую отрасль отбор проб пластовых флюидов становится более трудным и ответственным мероприятием.

Важнейшим фактором при проведении лабораторных исследований является качество отобранных проб пластовых флюидов. Качественный отбор глубинных проб обеспечивается правильной технологией процесса подготовки скважины к отбору, зависящей от режима работы данного месторождения и скважины, и применением пробоотборника, соответствующего конкретному типу флюида и обеспечивающего постоянство компонентного состава пробы.

В рамках научной работы с ПАО «Газпром» сотрудниками Московского центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) был разработан глубинный пробоотборник проточно-поршневого типа, который объединяет в себе преимущества наиболее распространенных в отечественной практике пробоотборников проточного и всасывающего (поршневого) типов.

Практическая значимость глубинного проточно-поршневого пробоотборника с электронным управлением связана с его универсальностью по отношению к отбираемому флюиду, обеспечением представительного отбора глубинной пробы и качества пробы, точностью момента срабатывания по времени, надежностью, простотой обслуживания и эксплуатации. При проведении процесса отбора пробы он работает как проточный пробоотборник, а отдельное управляемое закрытие клапанов позволяет производить отбор пробы в двухфазном потоке. При работе с пробоотборником в лаборатории или при переводе пробы в транспортный контейнер непосредственно на скважине особое устройство верхнего клапана позволяет работать с пробоотборником как с поршневым, так как отсутствует контакт пластового флюида и гидравлической жидкости.

Глубинный проточно-поршневой пробоотборник с электронным управлением был успешно опробован на одном из месторождений ПАО «Газпром» и отвечает своему назначению – отбору качественных глубинных проб пластовых флюидов.

Кроме того, был получен патент RU (11) 209 439(13) U1 «Глубинный пробоотборник проточно-поршневого типа с электронным управлением».

Применение высокотехнологичных скважин для сложнопостроенных месторождений

*А.О. Быкова (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Н.А. Еремин (ИПНГ РАН)*

С постепенным освоением легких в эксплуатации ресурсов углеводородов многие нефтяные и газовые месторождения характеризуются низкой нефтеотдачей и высокой обводненностью. Сложнопостроенные месторождения отличаются от традиционных своей геологической структурой, имея сложные формы, неоднородные породы и различные пластовые характеристики. Такие месторождения могут содержать значительные запасы нефти, которые не могут быть доступны классическими методами добычи. Это может быть связано с наличием нескольких пластов, трещиноватыми породами или неоднородной структурой пласта.

Чтобы справиться с проблемами, связанными с разработкой нефти и газа, начали применяться технологии интеллектуальных скважин, основанные на механических и цифровых коммуникационных технологиях и обеспечивающие непрерывное управление пластами в режиме реального времени. В работе рассматривается развитие систем высокотехнологичных скважин, применяющихся на сложнопостроенных месторождениях для оптимизации добычи и контроля залегания с целью максимизации нефтеотдачи. Исследования в данной области могут стимулировать развитие и инновации в нефтегазовой промышленности, ведущие к созданию более эффективных и устойчивых методов разработки месторождений.

Эффективные решения для газодинамических и газоконденсатных исследований скважин

А.Р. Гайсин, П.В. Малов
(ООО «ФракДжет-Волга»)

Технология «Автосцеп». Учитывая общеотраслевую тенденцию к росту фонда эксплуатационных скважин со сложной конструкцией, существует потребность в разработке решения для регистрации забойных параметров при проведении гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин с протяженными горизонтальными участками.

Все имеющиеся на сегодня варианты доставки аппаратуры в горизонт имеют существенные недостатки с точки зрения достоверности замеров и рисков возникновения осложнений.

ООО «ФракДжет-Волга» разработано уникальное для отечественного сервисного рынка решение для спуска и размещения глубинных манометров-термометров в горизонте, которое позволяет исключить вышеперечисленные негативные факторы. Опытно-промышленные испытания технологии запланированы в ноябре 2024 г. на Ковыктинском месторождении.

Метод малых отборов. В условиях жестких бюджетных ограничений и сокращения производственных программ перед добывающими предприятиями вновь актуальными становятся вызовы по поиску и выбору эффективных технологий проведения исследований.

В частности, в рамках контроля за разработкой месторождений на эксплуатационном фонде ПАО «Газпром» ежегодно проводятся газоконденсатные исследования скважин с применением полнопоточных сепарационных установок или комплексов исследования и освоения скважин.

При этом существуют менее затратные решения, к примеру, технология исследования скважин методом малых отборов (ММО). Следует отметить, что технология учтена в ведомственной нормативной документации, но не получила промышленного внедрения на объектах ПАО «Газпром».

Компания располагает необходимыми инжиниринговыми компетенциями, производственными активами и выражает готовность принять участие в составе интегрированной проектной команды по разработке и изготовлению оборудования ММО, а также организации сервиса на объектах предприятий ПАО «Газпром».

Факторный анализ работы газовой скважины в системе «пласт – скважина – газопровод»

*В.В. Вержбицкая, А.И. Щекин, А.В. Хандзель
(Северо-Кавказский федеральный университет)*

В докладе представлен алгоритм исследования работы газовой скважины в системе «пласт – скважина – газопровод», основанный на применении детерминированного факторного анализа. Дебит скважины в рамках рассматриваемой системы зависит от ряда параметров (факторов), в число которых входят гидравлические сопротивления призабойной зоны пласта, насосно-компрессорных труб, штуцера и шлейфа, а также величины давления на входе и на выходе системы. Основная цель работы заключается в определении влияния изменения каждого из вышеуказанных параметров на изменение дебита скважины. Необходимость такого анализа может возникать при проведении ремонтных работ на скважине или при мониторинге изменения дебитов газовых скважин в течение заданного интервала времени и т.п.

Задача является особенно актуальной при оценке эффективности ремонта на скважинах подземных хранилищ газа. В некоторых ситуациях после успешного выполнения ремонта скважины может наблюдаться снижение ее дебита за счет различных причин (факторов): падение пластового давления, повышение давления в промысловом газопроводе, образование гидратов в шлейфе, образование гидратов в НКТ и др. Следовательно, возникает задача определить вклад каждого из факторов на величину изменения дебита скважины, в частности, рассчитать при этом вклад коэффициентов гидравлического сопротивления призабойной зоны в изменения дебита скважины для оценки эффективности ее ремонта.

В докладе приведен математический аппарат, используемый для проведения вышеуказанного анализа, а также результаты численных расчетов.

Определение параметров призабойной зоны пласта в условиях загрязнения и накопления песчано-глинистых пробок

*В.В. Вержбицкий, А.И. Щекин, Т.А. Гунькина
(Северо-Кавказский федеральный университет)*

В докладе представлены методологические основы оценки основных параметров призабойной зоны пласта, влияющих на производительность газовых скважин. Проанализированы причины изменения коэффициентов A и B на примере скважин подземных хранилищ газа, а также входящих в них основных параметров. Обосновано определение коэффициента вихревых сопротивлений β , входящего в квадратичный член уравнения фильтрации газа по нелинейному закону.

Поскольку наибольшее падение давления в продуктивном пласте происходит в непосредственной близости от ствола скважины, то основными факторами, влияющими на фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта, являются радиус и степень изменения коэффициента проницаемости загрязненной зоны, а также радиус влияния и высота песчано-глинистой пробки.

Для идентификации параметров призабойной зоны пласта в работе разработаны математические модели оценки значений скин-факторов для коэффициентов A и B , соответственно характеризующих линейные и вихревые фильтрационные сопротивления при нелинейном законе фильтрации газа.

Полученные формулы расчета скин-факторов для случаев наличия загрязнения призабойной зоны пласта или песчано-глинистой пробки дают возможность определить радиус и коэффициент проницаемости загрязненной зоны, а также радиус влияния и высоту песчано-глинистой пробки. Математические модели апробированы на синтетических скважинах подземных хранилищ газа, где смоделированы условия изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений от начальных значений A и B (без скин-факторов) до текущих A_s и B_s (с учетом скин-факторов).

Состав на основе наночастиц алюминия для увеличения нефтедобычи

*А.И. Абдуллаев, Э.Р. Бабаев, Э.Г. Гаджиев,
Ф.В. Шамилов, В.Н. Велиев
(SOCAR)*

Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся в основном тяжелые и высоковязкие нефти, является одной из самых актуальных нефтяной промышленности. Многие добывающие компании активно используют физико-химические методы для решения этой проблемы. Применение нанотехнологий в физико-химических методах увеличения нефтедобычи – относительно новое направление. Наночастицы легко вступают в реакции, их размерность позволяет им легче распространяться в пористых средах, не снижая при этом проницаемости.

Основной целью проводимых исследований было снижение вязкости тяжелой нефти и достижение увеличения добычи. С целью повышения нефтеотдачи предложен метод снижения вязкости нефти в пластовых условиях на основе обработки призабойной зоны добывающих скважин раствором каустической соды и наночастиц алюминия размерностью 30–50 нм (концентрация 1, 0,1 и 0,01 %). Наночастицы были получены методом электрического взрыва проводника и изучены методом просвечивающей электронной микроскопии. Также были определены дзета-потенциал и распределение частиц по размерам.

На основе экспериментальных данных было установлено, что:

- предложенный состав уменьшает вязкость нефти в разы во всех трех исследованных образцах;
- наибольший эффект был отмечен при концентрации 0,01 % наночастиц;
- данный состав может быть использован для увеличения добычи высоковязких нефтей;
- при концентрации наночастиц алюминия 0,01 % раствор является наиболее стабильным;
- использование раствора каустической соды и наночастиц алюминия для обработки призабойной зоны добывающих скважин показывают снижение вязкости при температуре от 30 до 50 °С в разы;
- раствор способствует снижению вязкости нефти за счет выделения тепла в пласте, что создает благоприятные условия для движения нефти к забою скважин, тем самым способствует увеличению нефтедобычи;
- присутствие наночастиц алюминия усиливает действие реагента на уменьшение вязкости нефти.

Учитывая вышеизложенные результаты экспериментов, сделан вывод о том, что данный состав может быть использован в качестве реагента для повышения нефтеотдачи.

Система оценки созданных инновационных технологий в ВИНК по программе «Цифровая экономика 2017–2025 гг.»

*К.Р. Черепов (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Н.А. Еремин (ИПНГ РАН)*

В процессе решения определенных задач в области прогнозирования, планирования, оперативного управления и контроля в нефтегазовом секторе возникают проблемы в виде недостаточной полноты и достоверности исходной информации, что затрудняет применение математических методов. В подобных случаях разумно использовать экспертные оценки. Центральная идея научных исследований, основывающихся на экспертных процедурах, заключается в разработке методики, которая объединяет интуитивно-логический анализ человека с количественными методами оценки и обработки данных.

В данной работе представлена модель, позволяющая отследить текущий рейтинг внедрения инновационно-цифровых технологий. Среди них были описаны те инновационные технологии, которые позволяют оценить уровень цифровизации российских нефтегазовых компаний в средне- и долгосрочной перспективе.

Особенности формирования глубинных пластовых систем южной части Прикаспийской впадины

*С.П. Левшунова, С.Р. Иванова, Д.В. Роом
(ФГБУ «ВНИГНИ»)*

В пределах южной части Прикаспийской впадины рассмотрены особенности формирования глубинных пластовых систем Астраханского и Тенгизского месторождений в D_3-C_1 отложениях на больших глубинах (свыше 5 км). Тип органического вещества в обоих месторождениях сапропелевый. Стадия катагенетической превращенности высокая: МК 3-4 – АК. Высокие содержания выделенных из пород адсорбированных углеводородных газов (свыше $100 \text{ см}^3/\text{кг}$) и нахождение ниже главной зоны нефтеобразования свидетельствуют об их пребывании в главной зоне газообразования в жестких термобарических условиях. Однако именно здесь в обоих месторождениях обнаружены нефти, и их свойства резко различаются. В скв. 2 Володарской (Астраханский свод) с глубины 5961 м из карбонатных отложений получена тяжелая нефть плотностью $0,871 \text{ г}/\text{см}^3$. Южнее в пределах Каракульско-Смушковой зоны поднятий в скв. 1 Краснохудукской в еще более жестких термобарических условиях обнаружены пленки нефти. Работами исследователей по изучению растворимости углеводородов в CO_2 (Т.П. Жузе с соавторами 1984, 1969, 1979, 1986, Т. Прайс 1991, В.Л. Петренко 1997 и др.) установлено, что при температуре выше 100°C и давлении выше 80 МПа все компоненты нефти могут раствориться в смеси CO_2 с парами воды и метаном. В пределах Астраханского свода содержание CO_2 увеличивается как вниз по разрезу (12–27 %), так и в юго-западном направлении до 84–97 %. Этому сопутствует и уменьшение минерализации пластовых вод со 182 г/л до 25 г/л и смена ее характера с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый за счет внедрения глубинных водяных паров и их конденсации с образованием конденсационных вод. Тяжелые нефти Астраханского свода и Каракульско-Смушковой зоны на больших глубинах могли образоваться за счет растворения залежей палеобитумов в смеси CO_2 с парами воды и метаном в жестких термобарических условиях. На месторождении Тенгиз из этих отложений выделены колоссальные количества водорода (свыше $500 \text{ см}^3/\text{кг}$), генезис которого связан с серпентинизацией находящихся на глубине базальтов (С.П. Левшунова 1996, Н.А. Озерова, Ю.М. Пиковский 2007). Редуцированная мощность земной коры облегчает его поступление по разломам в осадочный чехол и способствует формированию здесь легкой нефти.

Экспериментальное исследование эмульсеобразования в системе «конденсат – метанол – вода» для условий Чаяндинского НГКМ

*Ю.А. Герасимов, В.А. Истомин, С.И. Долгаев,
Д.М. Федулов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Е.В. Фомичев (Сколковский институт науки и технологий)*

Скважины Чаяндинского НГКМ на текущий момент работают без выноса пластовой минерализованной воды, влагосодержание газа на устье скважины оказывается очень низким (50–70 г/1000 м³ газа), а чистый метанол подается на устье скважины перед редуцирующим клапаном в количестве ~0,5 кг/1000 м³ (для ингибирования системы внутрипромыслового сбора). Устьевая температура находится на уровне минус 5 °С, а в газовом потоке содержится 7-8 кг/1000 м³ сконденсировавшегося углеводородного конденсата. При этом инжектируемый в поток газа чистый метанол смешивается с углеводородным конденсатом, и конденсат растворяется в метаноле. При дальнейшем течении газа по промышленному трубопроводу метанол частично испаряется в газовую фазу, а паровая влага, содержащаяся в газе, начинает конденсироваться в водометанольную фазу, уменьшая концентрацию метанола в ней. Тем самым создаются условия для обратного выделения растворенного конденсата из водометанольного раствора с возможностью образования нового типа эмульсии «газовый конденсат в растворе метанола».

В работе экспериментально исследованы процессы образования эмульсий в смесях, содержащих водную фазу и чаяндинский стабильный конденсат. Проведена серия лабораторных экспериментов с конденсатом (в том числе с добавлением в конденсат чаяндинской нефти), чистым метанолом, водой и концентрированным водным раствором электролита (использовалась пластовая вода ботубинского горизонта). Обнаружено образование стойких эмульсий в двух случаях: при наличии примеси нефти в конденсате и при добавлении чистой воды в систему «чистый метанол – конденсат» (в последнем случае имеет место спонтанное эмульсеобразование). Спектродиффузиометрическим методом проведен анализ распределения глобул по размерам в приготовленных эмульсиях. В частности, в обнаруженном новом типе эмульсии «конденсат в растворе метанола» получено распределение по размерам капель конденсата (средний размер капель составляет ~2 мкм).

Разработка полимерных фильтров для газовой промышленности

*В.Б. Демьяновский, А.С. Дрозд, Д.А. Каушанский
(ИПНГ РАН)*

В нефтегазовом комплексе проблема выноса механических примесей достаточно актуальна, и для решений этой проблемы прибегают к использованию различных скважинных фильтров, выполненных в соответствии со стандартом.

Скважинные металлические фильтры обладают рядом недостатков: незащищенность от влажной, агрессивной среды флюида, что ведет к коррозии стали и его разрушению, а также его дороговизна. Сотрудниками ИПНГ РАН разрабатывается аналог данных фильтров, фильтрующая поверхность которого выполнена трижды периодической минимальной поверхностью типа гироид, изготовленного на 3D-принтере.

Данный фильтр проектируется с использованием программных комплексов, что дает возможность регулировки пористости получаемой структуры, а также подбор фильтра под индивидуальные условия.

Еще одним распространенным фильтром является гравийным, который представляет массив гранул, заполняющий цилиндрический объем фильтра. В отличие от сеточного фильтра он имеет больший фильтрующий объем и толщину и поэтому имеет меньший градиент давления вдоль потока флюида из пласта в скважину, благодаря чему имеет больший ресурс работы по сравнению с сеточным фильтром. Недостатком фильтра является сложность при монтаже и демонтаже фильтра при необходимости его замены.

Внутрипластовый фильтр использует преимущества объемного фильтрования гравийного фильтра, но при этом предполагает вынос его из скважины в призабойную зону. Возможность создания такого фильтра предполагает наличие пространства для размещения в нем материала фильтра. Такое пространство может быть создано на этапе заканчивания скважин. На этапе эксплуатации скважины пространство может образовываться естественным образом вследствие техногенного воздействия пластовых флюидов на породу пласта при длительной эксплуатации. Дополнительное пространство может быть создано с использованием технологии кислотной обработки. Признаком наличия свободного затрубного пространства является отрицательный показатель скин-фактора, определяемый при гидродинамических испытаниях скважины.

В случае установки гравийного фильтра в скважине происходит резкий перепад давления на поверхности породы – затрубное пространство. Это приводит к высокому градиенту давления на граничном участке породы и ее разрушению. Другими словами, внутрискважинные фильтры не предотвращают разрушение породы, а только ограничивают вынос уже разрушенной породы в скважину.

Входная поверхность внутрипластового фильтра непосредственно примыкает к поверхности породы, и по этой причине отсутствует скачок давления в граничном слое породы пласта. Поэтому устраняется основная

причина разрушения породы пласта. По этой причине внутрислоистовый фильтр предотвращает вынос песка в скважину одновременно по двум независимым механизмам: укрепления призабойной зоны и очистки пластового флюида от разрушенной породы путем фильтрации.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение полимерных противопесочных фильтров является целесообразным и актуальным для нефтяной и газовой промышленности.

Ограничение выноса механических примесей внутрислововым фильтром на основе термопластичного полимера

*В.Б. Демьяновский, А.С. Дрозд, Д.А. Каушанский
(ИПНГ РАН)*

Проблема выноса механических примесей стоит достаточно остро, особенно на поздней стадии разработки месторождения. Решение данной проблемы позволит повысить темпы отбора углеводородов, а также увеличить межремонтный период скважин.

В настоящей работе предложена технология ограничения выноса песка путем создания внутрислового фильтра, выполненного из термопластичных полимеров. Суть технологии заключается в создании проницаемого экрана в призабойной зоне пласта (ПЗП) путем закачивания суспензии воды и термопластичного полимера в пласт с последующим прогревом. Представленная технология позволяет консолидировать породу в ПЗП и ограничить вынос механических примесей в скважину.

Для создания фильтра использовался порошкообразный термопластичный полимер с размером гранул 0,2–0,8 мм. Проведены измерения проницаемости полученных образцов, полученные значения лежат в диапазоне 80–120 Д.

При реализации технологии на реальном объекте кроме проведенных лабораторных исследований необходимо выполнить следующие условия:

1. Обосновать выбор скважин и объемы закачки гранул на основе геолого-технического анализа работы скважины.
2. Подготовка термопластичного полимера.
3. Подобрать жидкость – носитель для гранул полимера в виде суспензии в скважину.
4. Выбрать технологическое оборудование для приготовления и закачки суспензии в скважину.
5. Выбрать оборудование для временной термической обработки массива гранул в пластовых условиях.

Технология предполагает наличие в скважине свободного пространства рядом со скважиной (каверн) и заполнение его полностью или частично искусственным фильтром. Признаком наличия свободного пространства является отрицательный скин-фактор, определяемый при гидродинамических испытаниях.

Создание внутрислового фильтра предлагается реализовать по следующим этапам:

1. Завоз оборудования (ЦА-320 м, ППУ, технологических емкостей) и обвязка этого оборудования со скважиной.
2. Приготовление суспензии полимера и закачка полимера в призабойную зону.
3. Обработка гранул полимера в ПЗП до температур 140–150 °С.
4. Охлаждение полимера водой до пластовой температуры.
5. Пуск скважины в эксплуатацию.

По результатам лабораторных исследований можно сделать вывод, что структура, полученная путем спекания термопластичного полимера, обладает высокой проницаемостью и может быть использована в качестве внутрипластового фильтра для нефтяной и газовой промышленности.

Определение оптимальных параметров реализации метода направленной разгрузки пласта на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами

*С.О. Барков, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля
(Институт проблем механики имени А.Ю. Ишлинского РАН)*

На сегодняшний день ввиду постоянного истощения сырьевой базы углеводородного сырья все больше внимания уделяется разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) нефти и газа. При этом примерно 2/3 всех мировых ТРИЗ находятся в низкопроницаемых породах-коллекторах. Одной из новых низкочастотных, эффективных и экологически чистых технологий, направленных на улучшение фильтрационных характеристик продуктивного пласта и обеспечивающих длительный эффект повышения продуктивности скважин, является метод направленной разгрузки пласта (НРП), разработанный в ИПМех РАН. Идея данного метода, в основе которого лежит геомеханический подход, заключается в том, чтобы за счет создания необходимого напряженного состояния вызвать появление новой искусственной системы микро- и макротрещин в окрестности скважины, которые тем самым увеличат проницаемость породы.

В докладе представлены результаты серии экспериментов по прямому физическому моделированию на установке истинно трехосного нагружения ИСТНН лаборатории геомеханики ИПМех РАН процессов деформирования, разрушения и фильтрации, протекающих в низкопроницаемых породах-коллекторах Астраханского ГКМ и Верхневиллючанского НГКМ при реализации на скважинах данных месторождений метода НРП. Изучено влияние напряженно-деформированного состояния на фильтрационные свойства исследуемых низкопроницаемых пород-коллекторов. Определены наиболее оптимальные параметры реализации метода НРП для скважин данных месторождений – конструкции забоя и величины депрессий. Методами РКТ при помощи рентгеновского микротомографа ProCon X-Ray CT-MINI получены трехмерные цифровые модели образцов, изготовленных из кернового материала исследуемых месторождений, после испытаний на установке ИСТНН. При помощи методов численного моделирования на трехмерных цифровых структурах образцов визуализированы фильтрационные потоки и вычислена конечная трещинная проницаемость. Проведено сравнение конечной трещиной проницаемости образцов, определенной в лабораторных условиях и при помощи методов численного моделирования.

Смесевой ингибитор гидратообразования МЭГ + метанол: возможности применения на установках низкотемпературной сепарации

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

*А.П. Семенов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Э.Ж. Муратова (Сколковский институт науки и технологий)*

С целью обеспечения безгидратного режима эксплуатации УКПГ для минимизации расхода подаваемых химических реагентов рассматриваются возможности применения двухкомпонентного ингибитора гидратообразования (ДИГ), содержащего и метанол, и МЭГ в различных соотношениях. Отмечены преимущества ДИГ по сравнению с чистым МЭГ, что связано с необходимостью разбавления МЭГ водой до концентрации ~80 мас. % из-за его высокой вязкости и высокой температуры замерзания. Разбавление МЭГ не водой, а метанолом, т.е. использование смесевой композиции «МЭГ + метанол» позволяет оптимизировать требуемые физико-химические свойства (уменьшить вязкость, понизить температуру замерзания и улучшить ингибирующие свойства). Прежде всего ДИГ представляет интерес для применения на установках низкотемпературной сепарации, в частности, для Киринского ГКМ.

В докладе обсуждаются физико-химические свойства тройной системы «метанол – МЭГ – вода»: вязкость и температура замерзания, термодинамические активности компонентов раствора и антигидратные характеристики. Представлена методика определения активностей компонентов тройного раствора «вода – метанол – МЭГ, приведены результаты расчетов динамической вязкости и температуры замерзания. Отмечено, что с добавлением в МЭГ даже небольших количеств метанола вязкость системы «МЭГ + метанол» резко уменьшается. Представлены расчеты влияния смесевое ингибитора «МЭГ + метанол» на равновесные условия гидратообразования. Предложена эмпирическая корреляция сдвига условий гидратообразования в растворах ДИГ. Разработана методика расчета удельного расхода ДИГ как ингибитора гидратообразования и его нормирования. Методика включает расчеты влагосодержания и метанолосодержания в природных газах при равновесии с водным раствором ДИГ. Проведены расчеты расхода ДИГ применительно к установке НТС Киринского газоконденсатного месторождения.

Термодинамические аспекты утилизации кислых газов в водоносных пластах

*Э.Ж. Муратова, А.А. Чистяков
(Сколковский институт науки и технологий),
В.А. Истомин, В.Б. Крапивин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.Ю. Бычков (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Закачка кислых газов, таких как смеси CO_2 и H_2S , в геологические пласты является перспективным методом улавливания и хранения этих газов для безопасной утилизации или их последующего извлечения и использования. Однако успешная реализация этой технологии требует понимания взаимодействия в пласте таких газов с породами и флюидами. Эти взаимодействия влияют на изменения пористости и проницаемости пород, что в свою очередь определяет эффективность закачки и долговременное хранение газа в геологическом пласте. Ключевыми аспектами являются растворимости как самих газов в воде, так и воды в газах, а также пород, подверженных воздействию этих агрессивных агентов.

В настоящей работе обсуждаются следующие вопросы: фазовые диаграммы газовых смесей CO_2 и H_2S , растворимости кислых газов в воде различной минерализации и растворимости воды в газах, оценка взаимодействия различных минералов пород с растворенными в воде кислыми газами при пластовых условиях. Эти данные необходимы для последующего моделирования поведения закачиваемых кислых газов в резервуаре и для разработки стратегий, направленных на минимизацию возможных негативных последствий, таких как снижение проницаемости пласта, образование вторичных минералов и пр.

Для геохимического моделирования использованы следующие параметры: пластовое давление в диапазоне 20–35 МПа, температура – плюс 80–115 °С, различные соотношения CO_2 и H_2S в закачиваемой газовой смеси, минерализация воды в диапазоне от 0 до 250 г/л. Геохимическое моделирование показывает, что среди минералов сидерит, анкерит, кальцит и доломит активно реагируют на закачку кислых газов. Первые два минерала будут способствовать секвестрации H_2S непосредственно в пласте. А наименее реактивны на закачиваемые кислые газы минералы: анатаз, пирит, кварц, каолинит и слюда.

Как выбрать ПХГ для геомеханического дробления породы в призабойной зоне

*М.В. Пятахин, А.Н. Лобанова, С.А. Шулепин,
Н.И. Абдрахманова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
С.А. Хан (ПАО «Газпром»),
Ю.М. Гайдаш (ООО «Мирамедикс»)*

Метод геомеханического дробления породы в призабойной зоне, разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», применяется для интенсификации притока газа из продуктивного пласта и повышения производительности газовых скважин. Метод создавался для скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) и применим для скважин месторождений. Возможность реализации метода требует специального анализа. Для ПХГ предварительные оценки дали пять кандидатов: Карашурское, Кущевское, Песчано-Уметское, Северо-Ставропольское и Елшано-Курдюмское ПХГ. В результате исследований керна, газодинамических исследований скважин и геомеханического моделирования было установлено:

1. Для песчаников бобриковского и тульского горизонтов Карашурского ПХГ метод геомехдробления породы пласта может быть реализован в рабочем диапазоне пластовых давлений.

2. Для средних значений показателей прочности породы с учетом слагающих пласт-коллектор песчаников и алевролитов метод геомехдробления породы пласта для Кущевского ПХГ не реализуется.

3. Для известняков кизеловских горизонтов Песчано-Уметского и Елшано-Курдюмского ПХГ метод геомехдробления породы пласта не реализуется.

4. Для песчаников бобриковского и тульского горизонтов Песчано-Уметского и Елшано-Курдюмского ПХГ метод геомехдробления породы пласта реализуется при высоких пластовых давлениях.

5. Для найденных значений показателей прочности породы слагающего пласт-коллектор песчаника метод геомехдробления породы пласта для Северо-Ставропольского ПХГ не реализуется во всем диапазоне рабочих пластовых давлений.

По результатам анализа был выбран объект и проведены работы на одной из скважин Карашурского ПХГ. В результате применения метода геомехдробления породы пласта в призабойной зоне был получен прирост дебита скважины на 15–17 %.

Особенности газогидродинамических исследований скважин ПХГ

Е.В. Бондарев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В докладе представлена методика выбора алгоритма проведения ГДИ скважин ПХГ в зависимости от свойств пласта и пластовой смеси. Рассмотрено влияние природных и техногенных факторов на оптимальный алгоритм исследований, описаны методы обработки и анализа полученных данных. Данная методика позволяет получить достоверные результаты продуктивных характеристик скважин, выявить и оценить процессы, происходящие в скважине во время проведения исследования.

Предложенная методика позволяет выбрать правильный подход к проведению и обработке ГДИ, а также оценить полученные данные.

Полученные в результате применения методики продуктивные характеристики обоснованно могут использоваться при составлении режимов работы скважин на ПХГ.

Методика выбора подхода к проведению, анализу газогидродинамических исследований скважин на ПХГ, методам их обработки и представлению результатов

Е.В. Бондарев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Представлена методика выбора подхода к проведению газогидродинамических исследований (ГДИ) скважин на ПХГ, описаны методы обработки полученных данных, рассмотрен анализ хода проведения ГДИ, а также сопоставление полученных данных. Данная методика позволяет получить достоверные результаты продуктивных характеристик скважин, выявить и оценить «улучшение» (очищение) скважины в процессе проведения исследований, продиагностировать возможные водопроявления на забое и в стволе скважины, в том числе в случае неподъема воды на устье.

Предложенная методика позволяет выбрать правильный подход к проведению и обработке ГДИ, а также позволяет оценить полученные данные.

Полученные в результате применения методики продуктивные характеристики обоснованно могут использоваться при составлении режимов работы скважин на ПХГ.

СЕКЦИЯ «В». **ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ** **И ПОРОД-ПОКРЫШЕК ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Литологическое обоснование петрофизической неоднородности продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ

Д.А. Пушкарева, В.Т. Исмаилов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для выявления причин низкой продуктивности отдельных скважин Южного блока Чаяндинского НГКМ, в частности низкой достоверности связи между пористостью и проницаемостью, был выполнен сравнительный анализ результатов лабораторных исследований кернового материала. Сравнительный анализ ФЭС, гранулометрического и минералогического состава отложений проводился для пород-коллекторов хамакинского и талахского горизонтов, отобранных из разведочных и эксплуатационных скважин, для которых не получены или были получены слабые притоки нефти и газа.

Сравнительный анализ показал, что снижение проницаемости связано с несколькими факторами. Во-первых, со слабой сортировкой пород и повышенным содержанием неколлекторообразующих фракций (глина и мелкозернистый алевролит), уменьшающих размер пор и поровых каналов. Во-вторых, с присутствием в породе выщелоченных калиевых полевых шпатов, приводящих к увеличению открытой пористости при сохранении проницаемости. В-третьих, с присутствием новообразованных минералов цемента (доломита, ангидрита, кварца и галита), в разной степени влияющих на конфигурацию порового пространства. При этом последний фактор оказывает наименьшее влияние на снижение проницаемости.

На проницаемость продуктивных коллекторов Чаяндинского НГКМ влияют одновременно и первичные седиментогенные, и вторичные изменения пород, причем ни один из этих факторов не оказывает решающего влияния на снижение проницаемости, так как их влияние совместное.

Оценка влияния пластовых условий на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов Чайнинского НГКМ

*В.Т. Исмаилов, Е.О. Семенов, О.Г. Михалкина,
С.А. Муминов, Т.Д. Хабибуллин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Изменчивость продуктивности скважин Чайнинского НГКМ, высокий уровень неоднородности коллекторских свойств и литологического строения пород формируют необходимость изучения влияния пластовых условий на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов.

В свете решения приоритетной проблематики исследований пластовых систем были проведены эксперименты на кондиционных образцах керна на специализированном оборудовании отечественного производства, позволяющем моделировать пластовые условия залегания пород. Для представительности оценки результатов исследуемые образцы были изготовлены с нескольких глубин. Цилиндрические образцы стандартного диаметра были изготовлены из обломочных пород-коллекторов, слагающих продуктивные пласты хамакинского и талахского горизонтов. Было проведено детальное изучение литолого-минералогического состава пород, проведены исследования по изучению структуры порового пространства на макро- и микроуровне, изучен гранулометрический и минералогический состав отложений, слагающих продуктивные толщи, проведен сравнительный анализ ФЕС пород в атмосферных условиях. Были выделены и проанализированы коллекторо- и неколлекторообразующие факторы с их последующим группированием.

В результате проведенных исследований дана оценка влияния пластовых условий на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов Чайнинского НГКМ.

Влияние глинистых минералов на ФЕС пород-коллекторов дагинской свиты охотской нефтегазоносной провинции

*О.Г. Михалкина, Д.Р. Крайн, Е.О. Семенов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Федорова А.Ю.*

(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

В соответствии с энергетической стратегией России основные объемы прироста запасов углеводородного сырья планируется осуществлять за счет привлечения ресурсов континентального шельфа. Охотская нефтегазоносная провинция (шельф о. Сахалин) играет главную роль в организации поставок газа потребителям Дальнего Востока России и Азиатско-Тихоокеанского региона. При этом шельфовые области характеризуются недостаточной изученностью залежей, высокой степенью неопределенности в геологическом строении и характере распределения параметров продуктивности в объеме пласта.

Основные залежи нефти и газа сахалинского шельфа сосредоточены в отложениях миоценового возраста. Наиболее продуктивными являются отложения дагинской свиты, представленные песчано-алевритовыми коллекторами порового типа, разделенными глинистыми породами. В работе приведены данные комплексных литолого-минералогических и петрофизических исследований кернового материала пород-коллекторов дагинской свиты шельфа о. Сахалин. На основе проведенных исследований установлено, что основным фактором, влияющим на ФЕС пород, является содержание и состав глинистых минералов. Построены зависимости влияния содержания и состава глинистых минералов на газопроницаемость.

С применением методов компьютерной микротомографии и растровой электронной микроскопии получена новая комплексная информация об особенностях строения пустотного пространства пород. Сформированы цифровые двойники горных пород для проведения цифровых экспериментов по моделированию течения пластовых и технических флюидов на масштабах пустотного пространства.

В результате комплексирования данных лабораторных исследований установлено влияние различных групп глинистых минералов на пористость и ФЕС пород. Полученные закономерности необходимо применять для повышения достоверности оценки коллекторских свойств по комплексу геофизических исследований скважин, для уточнения геологической и петрофизической модели пласта, при геологическом и гидродинамическом моделировании.

Влияние глинистых минералов на пористость и нефтеносные свойства озерных сланцев формации Циншанькоу бассейна Сунляо в Восточном Китае

*Циань Сяохуа, Ву Сонгатао, Гуан Моду
(НИИ разведки и разработки нефтегазовых
месторождений, КНК,*

*Национальный центр исследования и добычи нефти и газа
из малопроницаемых пластов,
Главная национальная лаборатория по совместной экологичной
добыче сланцевой нефти из континентальных месторождений
с использованием нескольких ресурсов)*

В настоящее время разведка озерных сланцев является одним из ключевых направлений геологоразведочных работ в Китае. Высокое содержание глинистых минералов в озерных сланцах является характерной особенностью, отличающей их от морских сланцев Северной Америки. Более того, глинистые минералы оказывают значительное влияние на пористость и нефтеносность сланцев, которые являются двумя важнейшими аспектами оценки сланцевой нефти, однако влияние глинистых минералов на пористость и нефтеносность сланцев остается неясным. В качестве объекта исследования был выбран наиболее представительный озерный сланец меловой формации Циншанькоу (формации QSK) в бассейне Сунляо. Как известно, поры сланцев имеют очень малые размеры, строение пор является чрезвычайно сложным, что значительно усложняет процесс исследования. На основе керн сланца QSK были проведены исследования методами дифракционного рентгеновского анализа, сканирующей электронной микроскопии, количественной оценки минералов методом сканирующей электронной микроскопии, низкотемпературной азотной адсорбции, экспериментального моделирования, в результате которых были сделаны следующие выводы.

1. В сланцах QSK преобладают поры глинистых минералов. В иллите и иллит-сметитовом смешанном слое в основном развиваются микропоры и мезопоры с эквивалентным диаметром менее 50 нм, а в хлорите – макропоры с диаметром 50–100 нм и более 800 нм.

2. Пористость сланцев увеличивается с ростом содержания глинистых минералов.

3. Выявлены два генетических механизма образования: иллитизация в иллито-сметитовом смешанном слое и иллитизация в альбите. Иллитизация способствует увеличению пористости сланцев.

4. Сланцы с высоким содержанием глинистых минералов соответствуют высокому содержанию общего органического углерода и пиролитических углеводородов (S1). Полученные результаты дают новое представление о перспективных зонах добычи сланцевой нефти озерного генезиса.

Комплексные лабораторные исследования образцов бурового шлама

*О.Г. Михалкина, Д.Р. Крайн, Д.А. Пушкарева, В.Т. Исмаилов,
А.А. Константинов, И.А. Мосолов, Т.Д. Хабибуллин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Геологоразведочные работы на континентальном шельфе проводятся в экстремальных природно-климатических условиях и характеризуются высокой капиталоемкостью и наукоемкостью.

В интервалах, не освещенных керном, источником прямой геологической информации о свойствах и составе пород коллекторов и флюидоупоров являются образцы бурового шлама. В результате бурения образцы шлама поступают практически непрерывно и характеризуют весь разрез скважины без пропусков. Геологоразведочные работы на морских участках характеризуются меньшими объемами поисково-разведочного бурения. Отбор кернового материала сводится к отбору керна для целевых интервалов и точечному отбору образцов керна боковыми грунтоносами. В отсутствие кернового материала для получения данных о геологическом строении целесообразно использовать результаты комплексного исследования образцов бурового шлама. Отбор образцов бурового шлама проводится при бурении всех шельфовых скважин и регламентируется документами на ее строительство.

Комплексные исследования образцов бурового шлама проводятся в лаборатории в качестве дополнения к стандартному комплексу ГТИ для получения следующей информации:

- ёмкостные свойства пород (определенные различными методами);
- литолого-минералогические характеристики;
- вторичные изменения пород.

В работе представлены результаты комплексного лабораторного исследования образцов бурового шлама скважин арктического шельфа. Проведено сопоставление результатов, полученных по образцам шлама, с результатами исследований кернового материала.

Определение пластового давления на стандартных образцах керна

Д.Г. Лавренкин, Д.А. Асташкин, Е.А. Капранова, А.И. Галанцев
(ФГБУ «ВНИГНИ»)

Пластовое давление – одна из составляющих движущей силы для нефти и газа в пласте. Не всегда имеется возможность определить пластовое давление непосредственно в скважине. Скважинные исследования не проводятся в непродуктивных пластах, покрышках. В основе исследования лежит методика, описанная в книге Б.Л. Александрова. Для изучения была подобрана коллекция образцов, в интервалах которых были проведены испытания с помощью испытателя пластов на трубах скважины Новоякимовская 1, а именно интервал 2474–2515 м суходудинской свиты K1sd и интервал 3904–4029 м гольчихинской свиты J2-K1gch.

Теория упругости рассматривает деформации, возникающие в элементе горной породы в результате воздействия внешней механической силы. В расчетах делается допущение, что горные породы состоят из идеально-упругого, однородного, изотропного, сплошного материала, а прикладываемые к ним нагрузки достаточно малы и кратковременны. В этом случае все изменения, вызванные внешней силой, линейно зависят от ее величины и полностью обратимы. Образцы, предварительно высушенные при температуре 105 °С, постепенно нагружались в кернодержателе с шагом 2 МПа в минуту с одновременной регистрацией линейной деформации. В дальнейшем по результатам лабораторных исследований построены зависимости $\Delta h_{обр} = f(P_{вс.})$ в линейном и полулогарифмическом масштабах, на графиках отслеживается точка перехода образца в область упругопластической деформации. Точка перехода на деформационной кривой соответствует $P_{эф.мах}$. Зная $P_{эф.мах}$, пластовое давление можно рассчитать по формуле $P_{пл} = (P_{гор} - P_{эф})/n$.

Полученные результаты хорошо коррелируются с результатами испытаний в открытом стволе. Так в интервале суходудинской свиты давление на забое восстановлено до 22 МПа, а в интервале гольчихинской свиты – до 42 МПа. По данным практических исследований получены значения пластового давления 23 и 41 МПа для суходудинской и гольчихинской свит соответственно.

Изучение аномального разреза баженовской свиты методом ИК-Фурье-спектроскопии

*С.А. Борисенко, Э.Э. Колчев, П.В. Кошкин
(ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Метод инфракрасной Фурье-спектроскопии является одним из наиболее информативных неразрушающих профильных видов исследования керна. Результатом является спектр поглощения электромагнитного излучения отдельными группами атомов в ближней и средней области ИК-диапазона. Достоинством методов колебательной спектроскопии по сравнению, например, с рентгеновским анализом является то, что они допускают исследование практически любого неорганического или органического вещества в любом агрегатном состоянии – газе, жидкости, растворах, кристаллах или аморфной фазе, в то время как другие методы исследования для этих целей не пригодны (например, кремнезем в баженовской свите – много аморфного SiO_2).

Исследования выполнялись на керновом материале аномального баженовского горизонта Западной Сибири, вскрытого скважиной № 1 параметрическая Заозерная. Результаты инфракрасного профилирования в режиме диффузного отражения рассматривались комплексно с данными ГИС, а также петрофизических, геохимических и литолого-минералогических исследований. В результате показана возможность выделения отдельных литологических пачек и интервалов нефтенасыщения, а также однородных участков для отбора групп образцов для комплексных специальных исследований, получения массивов литолого-петрофизической информации с необходимой дискретностью по глубине выноса керна.

Метод изучения горных пород методом инфракрасной Фурье-спектроскопии может быть особенно полезен при исследованиях керна по малогабаритным дубликатам, находящимся на постоянном хранении и не допускающим разрушающих исследований и отбора образцов.

Модели эффективной теплопроводности горных пород в широком температурно-барическом диапазоне

*А.А. Аливердиев, Р.М. Алиев (ИПГВЭ ОИВТ РАН),
Б.А. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Ю.П. Заричняк (Университет ИТМО),
В.Д. Бейбалаев, М.Р. Эфендиева
(Дагестанский государственный университет),
А.А. Амирова
(Институт физики имени Х. Амирханова ДФИЦ РАН)*

Понимание и моделирование процессов, протекающих в недрах земли на разных глубинах, невозможно без изучения теплофизических свойств горных пород в условиях естественного залегания.

В докладе обсуждаются температурно-барические зависимости эффективной теплопроводности магматических, метаморфических и осадочных пород в температурном диапазоне $\sim 0-1000$ °С и барическом – от атмосферного до 10 ГПа (т.е. для параметров от приповерхностных до соответствующих верхним слоям мантии), выполненный на основе обработки экспериментальных данных, полученных с использованием различных технологий и опубликованных в последние годы.

В рамках вопросов мониторинга и прогноза температурного поля в пласте и призабойной зоне скважин особое внимание уделяется температурным зависимостям теплопроводности сланцев из различных нетрадиционных пластов.

Проводится сравнительный анализ собственных и литературных аппроксимаций, обсуждаются температурные и барические диапазоны их применимости, число и физический смысл входящих в них параметров и др. Рассматриваются условия необратимых структурных модификаций, вызванных термическим, барическим и термобарическим воздействиями.

ЯМР-релаксометрия – перспективный метод изучения осадкообразования в водных растворах

*А.Р. Ракитин, А.Г. Скрипкин
(АО «ТомскНИПИнефть»)*

Понимание закономерностей образования малорастворимых ионных соединений в водных средах имеет большое практическое значение для предсказания совместимости пластовых вод и использования последних в качестве сырья с целью извлечения ценных компонентов. Традиционные экспериментальные подходы к изучению осаждения, подразумевающие периодический отбор и анализ проб или введение в раствор датчиков, зачастую трудоемки и недостаточно информативны. Вода, в которой протекают реакции между ионами, представляет собой структурированную жидкость со сложной системой водородных связей. В зависимости от заряда и радиуса ионы классифицируются как космотропы и хаотропы, соответственно упорядочивающие и разупорядочивающие структуру растворителя в силу различной напряженности электрического поля. Время T_2 спин-спиновой релаксации протонов характеризует скорость спада поперечной намагниченности за счет потери когерентности прецессии спинов и является чувствительным индикатором подвижности молекул воды. Образование твердой фазы с выводом из раствора части ионов в ходе осаждения оказывает непосредственное влияние на строение гидратных оболочек и связанные с этим релаксационные процессы. Эксперименты по исследованию кристаллизации карбонатов, сульфатов и гидроксидов кальция, магния и бария выполнялись при 40 °С на ЯМР-анализаторе с резонансной частотой ^1H 23 МГц. Период наблюдения за реакцией составлял 20–50 ч. Средневзвешенное T_2 рассчитывали с помощью аппроксимации сигнала импульсной последовательности Карра – Парселла – Мейбума – Гилла суммой двух экспонент. Время спин-спиновой релаксации исследованных смесей варьировалось в широком диапазоне 100–3500 мс. Во всех случаях наблюдался рост T_2 от первоначально низких значений, обусловленных координацией диполей воды субмикронными кристаллическими зародышами и интеркаляцией в слоистые структуры, к величинам, соответствующим ионному составу водной фазы. Полученные результаты подтверждают применимость ЯМР-релаксометрии для контроля кинетики осадкообразования с минимальным разрешением по времени около 30 сек. Уникальное преимущество метода заключается в одновременном получении информации о протонах в растворе и твердой фазе при неразрушающем характере измерений, не требующих отбора проб или внесения в систему возмущений в виде электродов, зондов и т.п.

Новый метод измерения удельного сопротивления анизотропных пластовых пород и его применение в полевых условиях

Хэ Циньхуан

*(НИИ разведки и разработки Юго-Западной нефтегазовой
промысловой компании, КННК,
Школа аэрокосмической инженерии Университета Цинхуа)*

Удельное сопротивление горных пород является важным физическим параметром горных пород в инженерной геологии, геотехнике, геотермической разведке и разведке нефти и газа. Раньше, чтобы оценить анизотропию горных пород, инженерам приходилось разрезать цилиндрические керны, составляющие 99 % горных пород, найденных по всему миру, на образцы квадратной формы. Для решения проблемы анизотропии был разработан метод радиального удельного сопротивления для цилиндрических образцов. Применяя теорию сложных функций, была создана математическая модель для решения проблемы радиального удельного сопротивления. Этот метод широко применим и имеет такие преимущества, как отсутствие необходимости в специальной обработке образцов и неразрушающий контроль. Метод позволяет измерять осевое и радиальное удельное сопротивление цилиндрических образцов горных пород и материалов в различных ориентациях и получать характеристики анизотропии удельного сопротивления образцов.

Эта методика была успешно применена для определения анизотропии удельного сопротивления в сланцах, песчаниках и кавернозных карбонатных коллекторах. Методика позволила получить данные для интерпретации кривых резистивного каротажа в горизонтальных скважинах, чем был внесен значительный вклад в разведку и разработку месторождений природного газа в Сычуаньском бассейне.

Геомеханические исследования керна методом толстостенного цилиндра

*Р.Р. Габидинов, Я.Э. Юрил, Д.А. Панюков,
А.Б. Дерендяев, В.А. Селиванов, А.В. Янковский
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одной из актуальных задач при разработке Ковыктинского ГКМ в условиях зоны водонасыщенных коллекторов является оценка механической устойчивости необсаженных горизонтальных стволов эксплуатационных скважин и эффектов пескопроявления при критической депрессии. Важным входным параметром модели для прогноза пескопроявления является предел прочности горной породы, определяемый методом толстостенного цилиндра. Эксперимент на толстостенном цилиндре позволяет имитировать нагружение открытого ствола скважины или перфорационного канала в термобарических условиях.

Основной проблемой является то, что не существует единого нормативного документа на проведение исследований методом толстостенного цилиндра. В различных лабораториях такие исследования выполняются по своим внутренним методикам, которые, как правило, не имеют метрологического обеспечения. В результате полученные данные не обеспечивают необходимую достоверность при прогнозировании эффектов пескопроявления.

В докладе приводится описание геомеханических исследований методом толстостенного цилиндра, выполненных в лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Рассматриваются проблемы, возникающие при проведении исследований. Приводится обзор испытательного оборудования и анализ полученных результатов исследований методом толстостенного цилиндра.

Применение машинного обучения в нефтегазовой отрасли

*А.С. Цховребов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)*

Главными задачами нефтегазовой отрасли являются обеспечение энергетической безопасности страны на основе эффективной добычи, переработки и транспортировки углеводородов. Нефтегазовые компании и их владельцы стремятся к оптимизации затрат и внедрению более эффективных высокотехнологичных решений. В настоящее время рассматривается возможность интеграции машинного обучения (МО) и петророботизации промышленных процессов для эффективного использования ограниченных ресурсов производства.

В последние годы все активнее происходит внедрение ИИ в процессы системного анализа колоссальных объемов геологических, промысловых, транспортных и экологических данных, обучения моделей ИИ. Цикл решения задач нефтегазового моделирования состоит из следующих этапов: Задача – Метод – Алгоритм – Технологии программирования – Программа – ПО системного уровня – Высокопроизводительные вычислительные комплексы.

Растет детализация геолого-промысловых моделей месторождений: наблюдается последовательный переход от мегамоделей (10^6 ячеек) к гигамоделям (10^9 ячеек). Например, для мегамодели залежи мы имеем 10^6 (точек сетки) \times 10 (функций) \times 500 (операций) \times 500 (шагов по времени) = 2500 млрд вычислительных операций. Компании ПАО «Газпромнефть» и ПАО «Роснефть» объявили в этом году о построении первых в России гигамоделей месторождений углеводородов.

При активном участии ООО «Газпром морские проекты» происходит дальнейшее развитие Интеллектуальной системы предупреждения осложнений и аварий при строительстве скважин на суше и на море с использованием моделей машинного обучения.

Лабораторная оценка воздействия диоксида углерода на породы-флюидоупоры различного литологического типа

*А.А. Борисенко, Н.А. Прокудина, Е.П. Микляева,
К.Ю. Оленова, В.А. Муфтахов, Ф.Б. Исаходжаев
(ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Работа посвящена вопросу геосеквестрации диоксида углерода.

Дана оценка изменениям свойств пород-флюидоупоров различного литологического типа после воздействия диоксида углерода в термобарических условиях за время в диапазоне от 1 недели до 6 месяцев.

Фазовый состав пород до и после воздействия диоксида углерода определен с помощью метода рентгенофазового анализа.

Анализ изменения порового пространства проведен с привлечением методов рентгеновской компьютерной томографии, растровой электронной микроскопии, а также оптического метода исследования горных пород в шлифах.

Прецизионная автоматизированная микроминералогия образцов керна песчано-алевритовых коллекторов

И.Г. Марясев, В.Я. Шкловер
(ООО «СМА»)

Микроминералогическое профилирование – это современное направление в детальном (наноуровень) определении минералогического состава породы. В нем выделяются несколько направлений:

- микроминералогическое картирование (MAPs);
- микроминералогическое профилирование (ММП) геологического разреза;
- интеграция микроминералогических данных в цифровую модель породы.

Технологически минералогический состав исследуемой породы определяется путем попиксельного сканирования аншлифа на специализированном сканирующем электронном микроскопе. На стандартный шлиф приходится от 0,25 до 10 млн замеров. В связи с высокой плотностью сканирования на один минерал приходится несколько точек измерения, что статистически повышает точность определения. Компьютерная обработка полученных замеров в рамках специализованного ПО практически исключает возможность ошибочного определения для основных породообразующих минералов. Высокое разрешение аппаратуры также позволяет выявить различные стадии процесса перекристаллизации, что важно для определения пористости, связанной с выщелачиванием поверхности слабоустойчивых минералов.

Изготовление образца для сканирования возможно из керна любого размера, бурового шлама или скола породы в несколько сантиметров.

Микроминералогическое (ММ) картирование – это визуализация минерального состава образца, включающая цветовую идентификацию каждого минерала и изображение среза поверхности кристаллов или зерен перпендикулярно поверхности аншлифа.

Результаты картирования могут использоваться одиночно, для литофациальных, седиментологических, палеогеографических и прочих ретроспективных геологических исследований, а также последовательно для создания микроминералогических профилей скважин, шахт или геологических обнажений.

Микроминералогическое профилирование – это последовательное изображение геологического разреза с привязкой к глубине отбора и гистограммной визуализацией процентного содержания каждого минерала в объеме образца.

Возможности применения ММ профилирования очень широки. Начиная от выделения циклов и циклитов седиментационного процесса, идентификации направления сноса терригенного материала, движения морской береговой линии, более детальной корреляции клиноформ, магматических интрузий и сложнопостроенных геологических тел. Также по ММ

профилям возможно выявление внутрипластовых экранов различного генезиса, а также зон разуплотнения пород или гидротермальной циркуляции. И, наконец, решение локальных тектонических задач по прогнозу вторичного заполнения разломов.

Интеграция ММ данных в цифровую модель породы – это учет состава и геометрии минеральных зерен при создании 2D и 3D цифровых моделей пород-коллекторов или пород-покрышек. Данная интеграция позволяет переводить цифровые модели породы на более высокий, качественный уровень, поскольку появляется возможность учитывать межзерновые связи различных минералов.

Это дает возможность моделировать процессы диффузии в покрышках, более корректно (по объему) определять различные типы пористости (включая вторичную матричную) и моделировать течение флюидов с учетом данной высокодетальной петрографической информации.

Все вышеперечисленные типы ММ исследований успешно применяются на производстве на всех этапах от геологоразведки до разработки месторождений, а также для утилизации CO₂.

Контроль достоверности параметров для создания цифровых двойников

*И.А. Кутыгин
(ИПНГ РАН)*

Основное преимущество использования цифровых двойников объектов ГДП – в их способности значительно повышать эффективность и надежность работы. Эти виртуальные модели позволят решать множество критически важных задач, начиная от оптимизации и прогнозирования производственных процессов до предотвращения аварий.

Основным источником информации являются системы, поставляющие информацию в реальном масштабе времени, которые в свою очередь имеют средства сбора информации. Для системы датчики являются своеобразными органами чувств, поэтому к ним предъявляются высокие требования.

Системы обеспечивают накопление данных о процессе во времени. Существует множество инженерных способов борьбы с недостоверными значениями параметров в производстве. Эти приемы не способны помочь в случае, если значение датчика плавно выходит за границу допустимого диапазона.

Опыт показывает, что определение только явной неисправности недостаточно для решения задач управления ГДП, которые заключаются в определении оптимальных технологических режимов работы каждого из объектов и всего предприятия в целом.

Поэтому статистическая обработка замеров должна быть обязательной компонентой любого комплекса моделирования, функционирующего в режиме онлайн.

Основная проблема в реализации такого рода комплекса заключается в сложности оценки достоверности данных. Решение этой проблемы предлагается осуществить на основе интеграции средств имитационного моделирования. Основными компонентами процедур анализа данных и подготовки моделей к эксплуатации в расчетных задачах должны быть обучаемые и масштабируемые.

В предложенном подходе для определения достоверности параметров обобщаются опыт системы управления, опыт и знания эксплуатации ГДП, а также методы имитационного моделирования. Реализация представленной модели может быть осуществлена как на основе программного пакета моделирования, так и на основе средств промышленной автоматизации.

Применение технологии цифрового анализа керна для оценки изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов после геомеханического воздействия

*В.В. Химуля, В.И. Карев, С.О. Барков
(Институт проблем механики имени А.Ю. Ишлинского РАН)*

Современное развитие подходов к разработке месторождений углеводородов характеризуется тенденцией к усложнению и детализации геомеханических и гидродинамических моделей с внедрением цифровых решений на всех технологических этапах. Применение методов цифрового анализа керна для определения физических свойств коллектора позволяет дополнить результаты лабораторных исследований, хотя и не заменяет традиционные испытания керна. Цифровой керн позволяет экономить керновый материал, дает возможность проведения численных экспериментов, не реализуемых в лабораторных условиях, а также ускоряет получение ряда физических характеристик пород в десятки раз.

В докладе представлены результаты разномасштабных комплексных исследований фильтрационно-емкостных свойств горных пород на примере коллекторов ряда месторождений. На базе методов цифрового анализа проведена оценка изменений структуры и коллекторских свойств пород после моделирования геомеханического воздействия на призабойную зону пласта. Исследования проводились на научном оборудовании лаборатории геомеханики ИПМех РАН: цифровая часть работ выполнена с использованием высокоразрешающего рентгеновского микротомографа ProCon CT-MINI, геомеханические испытания реализованы на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН).

Для высокопористых пород водоносного пласта Арбузовского ПХГ описана методика получения цифровой 3D модели коллектора на поровом уровне, проведено изучение геометрии порового пространства и скелета породы, выполнена оценка изменений фильтрационных свойств с помощью численного моделирования потоков фильтрации. На примере низкопроницаемого коллектора Ковыктинского ГКМ описан подход к изучению геометрических свойств макротрещин, образованных в результате геомеханического воздействия, и оценке их влияния на рост проницаемости пород.

Показано, что применение технологий цифрового анализа позволяет упростить получение данных о характеристиках кернового материала, а также дополнить результаты лабораторных и натуральных исследований свойств пластов.

Применение методов машинного зрения для автоматической характеристики трещиноватости кернового материала

О.А. Волкова

(Сколковский институт науки и технологий),

Е.Е. Барабошкин, Д.М. Орлов, Д.А. Коротеев

(Сколковский институт науки и технологий / ООО «ДП»)

Анализ керна является наиболее важным этапом в нефтегазовой отрасли, он позволяет дать оценку свойств пласта – тип пород, состав, пористость, проницаемость, насыщенность флюидами и т.д. Данный шаг позволяет уточнять геологические модели месторождений и оптимизировать процессы добычи, что в свою очередь приводит к повышению эффективности разработки всего месторождения.

На сегодняшний день анализ керна по большинству направлений производится вручную, что зачастую приводит к затратам значительного количества времени, труда и ресурсов. Однако развитие цифровых методов анализа данных открывает новые возможности для улучшения и упрощения процессов анализа керна.

Данное исследование посвящено разработке методов машинного зрения для автоматической интерпретации изображений полноразмерных кернов. В ходе исследования использовались библиотеки компьютерного зрения OpenCV, Scikit-image и модели искусственного интеллекта Open AI Segment Anything Model (SAM), а также язык программирования Python для разработки подходов для автоматического:

- выделения и подсчета трещин;
- определения угла наклона и направления трещин;
- расчета раскрытости трещин.

Разработанные подходы позволят сэкономить время и ресурсы геологов, а также помогут создать базу знаний, которая позволит геологам принимать обоснованные решения в процессе разведки и добычи нефти и газа.

Благодарим за отзывы и комментарии в процессе работы над функционалом коллег из горнорудной и нефтегазовой отраслей, а также коллег из ЗАО «МиМГО».

Роль атомистического моделирования в задачах нефтегазовой промышленности

*Н.Д. Кондратюк (МФТИ),
В.В. Писарев (НИУ ВШЭ)*

Прогнозирование физико-химических свойств существующих углеводородных жидкостей, а также поиск новых соединений с необходимыми параметрами представляют большой промышленный интерес, так как данные соединения лежат в основе смазочных и топливных жидкостей. Важным аспектом для добывающей промышленности являются поверхностные явления. Их характеризует коэффициент поверхностного натяжения флюидов на границе раздела и краевые углы на поверхностях.

В докладе продемонстрирована применимость методов атомистического моделирования для расчета уравнений состояния и коэффициентов переноса для жидких углеводородов и растворов органических молекул. Предсказанные без наличия экспериментальных данных коэффициенты вязкости смесей совпадают с опубликованными позднее экспериментальными данными. Для модельных систем (вода–*n*-додекан и вода–толуол) проведены расчеты поверхностного натяжения в потенциалах с различной степенью детализации, а также контактных углов на неорганических поверхностях. Разработанные методики применяются для уточнения гидродинамических симуляторов течения флюидов сквозь пористую среду.

Также в последние десятилетия активно исследуются свойства составляющих нефтеносных сланцев – керогенов разной степени зрелости. Состав керогена меняется в зависимости от возраста и истории изменения исходной породы, при этом керогены становятся более богатыми углеродом с течением времени. В работе исследуются упругие свойства незрелых (IA) и перегретых (IID) керогенов, в частности, объемный модуль упругости и модуль Юнга, а также их зависимость от присутствующего метана в матрице. Рассматривается взаимосвязь этих параметров с пористостью структуры. Проводится анализ диффузии метана в матрице керогена на основе длинных расчетов до 5 мкс.

Модель машинного обучения для прогноза вязкости углеводов на основе молекулярных дескрипторов

*В.В. Писарев, Я.Р. Мкртчян, Г.С. Смирнов
(НИУ ВШЭ)*

В последние годы наблюдается рост интереса к методам машинного обучения (ML – machine learning) для предсказания различных теплофизических свойств органических жидкостей, однако ограниченное количество экспериментальных данных затрудняет построение корреляционных зависимостей. В данной работе рассматривается гибридный метод, где характеризующие вещество дескрипторы рассчитываются из моделирования методом молекулярной динамики (МД) и используются для построения ML моделей. Метод МД позволяет получать «многочастичные» дескрипторы, учитывающие взаимодействие молекулы с окружением, а также зависимость таких дескрипторов от температуры и давления. В настоящей работе исследована возможность включения в ML регрессию парной энтропии – параметра, легко рассчитываемого из функций радиального распределения частиц. Рассмотрено 23 углеводорода, для которых в базе данных NIST ThermoML есть зависимость вязкости от температуры и давления. Для каждого из них выбраны 5 точек в диапазоне температур T от 270 до 500 К и давлений P от 0,1 до 250 МПа. При каждом заданном значении T и P для всех соединений были рассчитаны более 100 различных дескрипторов из МД расчетов с потенциалом OPLS-AA. Дескрипторы использовались в линейной регрессионной модели с гауссовским шумом. На основе статистического анализа выбраны два дескриптора (парная энтропия и плотность), температура T и давление P , наиболее значимые для регрессии. Ошибка предсказания вязкости при больших давлениях не превышает 20 %. Ошибка может быть значительно уменьшена за счет включения в обучающую выборку новых соединений. Также планируется расширение созданной модели на новые классы органических соединений и их смесей.

Исследования выполнены в рамках программы фундаментальных исследований НИУ ВШЭ с использованием суперкомпьютерного комплекса НИУ ВШЭ.

Применение высокопроизводительных эффективных вычислительных методов для решения задач течения в пористой среде на гибридных аппаратных системах

*Н.М. Евстигнеев, О.И. Рябков
(ФИЦ «Информатика и управление» РАН),
А.Н. Хлюпин (МФТИ),
К.М. Герке (МФТИ, Институт физики Земли
имени О.Ю. Шмидта РАН)*

Обычно цифровая модель керна представлена набором вокселей, полученных с помощью рентгеновской томографии и дальнейшей сегментации изображений. В дальнейшем такое воксельное изображение используется как область расчета. Необходимо определить тензор проницаемости для данной области расчета, построить кривые относительной проницаемости. Такого класса задачи часто возникают в практическом ключе при анализе породы, определении репрезентативности образцов, проведении изысканий и построения в целом концепции «цифрового керна». Для получения указанных характеристик могут быть использованы как поросетевые модели (приближенные методы моделирования, где поровое пространство представлено сетевой структурой с аналитическим и полуаналитическим вычислением физических свойств в приближенных геометриях), так и прямое моделирование (на основе дискретного представления законов сохранения механики сплошной среды).

В докладе рассматривается вопрос применимости прямого моделирования на современном уровне развития вычислительных методов и технологий. Несмотря на вычислительную сложность данного подхода и требовательность к аппаратным ресурсам, на данном этапе возникает возможность получения асимптотически оптимальных алгоритмов, позволяющих существенно сократить время расчета. Авторы реализуют концепцию применимости данных методов к гибридным вычислительным архитектурам, что позволяет применять разработанные методы как на персональных ноутбуках и рабочих станциях, так и на высокопроизводительных кластерных системах. В докладе разобраны основы таких алгоритмов, показана важность применения блочных неявных методов решения к указанным задачам в пористой среде. При этом основными трудностями являются эффективная формулировка линейных операторов – матриц линеаризации задачи, их решение и глобализация нелинейных методов. Большая часть доклада посвящена применению композитных блочных преобуславливателей на основе алгебраических многосеточных методов, ориентированных на гибридные вычислительные архитектуры. Обсуждаются особенности реализации самых затратных вычислительных частей на гибридных и графических сопроцессорах и особенности их программной реализации, затрагивается вопрос о применении операций уровня $blas_1$ на графических сопроцессорах и повышение точности этих операций на основе методов компенсации ошибки при сохранении базового типа представления числа с плавающей точкой.

В заключение продемонстрированы новые результаты работы асимптотически оптимальных методов решения стационарных уравнений Стокса для пористой среды как на локальной рабочей станции, так и на суперкомпьютере «МГУ-270» в МГУ имени М.В. Ломоносова.

Новые физико-химические явления и механизмы влияния на термодинамику и транспортные свойства жидкостей и газов в нанопористых средах: шаги к объединению масштабов

*А.Н. Хлюпин, И.С. Нестерова, Н.Д. Кондратюк (МФТИ),
К.М. Герке
(МФТИ, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН)*

Нетрадиционный пласт представляет собой многомасштабную систему, в которой поры размером в несколько нанометров могут достигать 80 % от общего объема пор. В нанопорах взаимодействие молекул флюида с твердой поверхностью существенно влияет на компонентный состав, термодинамические, фазовые и транспортные свойства. Глубокое исследование данных явлений представляет особую ценность для практических задач нефтегазовой промышленности: разработка технологий эффективной добычи и проектирования методов повышения нефтеотдачи пластов требует новых подходов к моделированию и пониманию процессов, происходящих на молекулярном уровне.

С помощью молекулярно-динамического моделирования (МД) можно исследовать широкий спектр явлений, происходящих на молекулярном масштабе, однако, МД является вычислительно затратным методом, и расчеты могут занять от нескольких часов до нескольких дней. Для существенного ускорения расчета равновесного состояния жидкости и особенностей течения в многомасштабной системе пор разработаны новые гибридные подходы, объединяющие современную классическую теорию функционала плотности и МД.

В докладе представлены современные модели перехода на следующий масштаб на основе порово-сетевого подхода с учетом термодинамических эффектов в нанопорах. Рассматриваются современные исследовательские рубежи и новые обнаруженные эффекты, влияющие на термодинамику и многофазные течения в нетрадиционных месторождениях, а также пути для будущих теоретических и вычислительных разработок.

О необходимости анализа структуры породы до проведения многомасштабного моделирования в технологии «Цифровой керн»

*К.М. Герке, М.В. Карсанина
(МФТИ, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН),
А.С. Зубов, Е.В. Лаврухин, Н.Д. Кондратюк, А.Н. Хлюпин (МФТИ),
Н.М. Евстигнеев (ФИЦ «Информатика и управление» РАН)*

Структуры породы, полученные, например, с помощью рентгеновской томографии, а затем используемые для моделирования в масштабе пор, на самом деле многое говорят о применимости полученных результатов моделирования. Например, чтобы использовать классическую схему гомогенизации и получить свойства в масштабе сплошной среды, такие как проницаемость, относительные коэффициенты проницаемости и многие другие, необходимо установить репрезентативность, которая на самом деле равнозначна структурной однородности образца. Хотя ни одна естественная геологическая структура не является строго стационарной, в работе показано, что слабая стационарность может быть эффективно установлена в целях репрезентативности путем анализа изображений, полученных в результате стационарных случайных процессов. Но где находится этот порог между однородными и неоднородными структурами и почему он важен для моделирования в технологии «цифровой керн»?

Первый вопрос высвечивает центральную проблему размытой границы раздела между гетерогенным и однородным, которая также зависит от метрик, используемых для ее идентификации. Исследования авторов раскрывают физику количественной оценки структурной стационарности, основанной на корреляционных функциях и кластеризации, основанной на этих функциях, отличающихся между подобластями изображений. Применяя методологию к широкому спектру синтетических и реальных изображений бинарных пористых сред, было подтверждено с помощью вычислений, что строго стационарными являются только структуры с периодическими элементарными ячейками и изображения, полученные в результате стационарных процессов с разрешением, близким к бесконечности. Естественные структуры без повторяющихся элементарных ячеек являются слабостационарными. Авторы разработали физически значимое определение для этих типов стационарности и их отличие от нестационарности. Кроме того, подчеркивается и обсуждается важность информационного наполнения выбранных показателей.

В докладе освещаются такие аспекты, как:

- методология анализа изображений пористых сред для определения их однородности;
- важность стационарности для определения репрезентативного объема REV;
- решающая роль анализа изображений с использованием структурных показателей перед любым моделированием с помощью технологии «цифровой керн».

Показано, что анализ изображений, основанный на структурных показателях, необходим перед моделированием. Обсуждаются все детали, необходимые для разработки протокола для такого анализа, и излагаются основные методологические подходы.

СЕКЦИЯ «С». **ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ И ИХ КОМПОНЕНТЫ**

Результаты исследований методом прецизионной адиабатической калориметрии фазового поведения углеводородов

*В.М. Булейко, Б.А. Григорьев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В предлагаемой работе представлены основные направления исследований, проводимыми авторами в настоящее время в Московском центре исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

1. Исследование влияния сорбционно-десорбционных процессов на фазовое поведение пластовых углеводородных флюидов в водонасыщенных пористых средах при термобарических условиях залегания пласта.

Сорбционно-десорбционные процессы играют важную роль в фазовых превращениях в продуктивном коллекторе, в распределении углеводородных компонентов между неподвижной и извлекаемой частями системы. Явления, обусловливаемые молекулярным взаимодействием флюидов со стенками пор, играют большую роль в условиях газоконденсатного или нефтяного пласта, представляющего собой пористую высокодисперсную среду с развитой поверхностью. Для описания фазового поведения флюида в поровом пространстве следует располагать данными о количестве адсорбированных углеводородных компонентов в зависимости от давления при различных температурах. Получение этих данных возможно при использовании прецизионного оборудования, позволяющего существенно повысить точность и достоверность получаемых результатов.

2. Исследование процессов образования и разложения газовых гидратов.

Изучение процесса образования газовых гидратов в водонасыщенных пористых средах различного типа, выявление влияния особенности строения пористых сред (структура, морфология, минеральный состав) на принципиальную возможность и принципиальную невозможность процесса гидратообразования имеет важное фундаментальное и прикладное значение. В качестве базового компонента при исследовании процессов гидратообразования используется чистый метан. Исследование процессов образования и разложения гидратов углеводородных смесей реализуется на основе этой простейшей системы, путем добавления более тяжелых углеводородных и неуглеводородных компонентов.

3. Исследование фазового поведения и построение фазовых диаграмм углеводородов.

Экспериментальные данные являются основой современных методов построения фазовых диаграмм углеводородных смесей. Точность расчетных методов в значительной степени предопределена возможностью эксперимента выявлять все фазовые переходы и, как результат, возможностью локализовать все фазы системы. Метод прецизионной адиабатической калориметрии позволяет с высокой точностью строить фазовые диаграммы многокомпонентных смесей, определить тип фазового перехода и свойства сосуществующих фаз по характеру температурной зависимости теплоемкости и термодинамических производных основных измеряемых параметров, включая давление. Целью исследований является изучение фазового поведения углеводородных флюидов и построение на основе полученных экспериментальных данных фазовых диаграмм углеводородов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда. Грант № 23-29-00088.

Самообучающийся виртуальный анализатор компонентно-фракционного состава углеводородных потоков

*Т.А. Закарин, Д.М. Орлов, Д.А. Коротеев
(Сколковский институт науки и технологий),
А.Г. Касперович (ООО «Газпром переработка»)*

Для контроля технологических процессов промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется лабораторный аналитический контроль качества потоков углеводородов, а также проводятся измерения их параметров и показателей. К таким показателям относятся физико-химические свойства (ФХС), давление, температура и компонентно-фракционный состав (КФС). Определение последнего параметра необходимо для решения вопросов, связанных с планированием производства, составлением прогнозных материальных балансов и календарных планов переработки сырья. Однако проблема заключается в том, что определение КФС проводится лишь периодически в производственных лабораториях. В то же время измерение плотности добываемого конденсата производится практически непрерывно. Поскольку состав конденсата определяет его ФХС, существует математическая связь между КФС, термобарическими параметрами и свойствами. Следовательно, имея результаты непрерывных измерений температуры, давления и любых свойств конденсата, с одной стороны, и периодических лабораторных определений его КФС, с другой стороны, можно разработать модель непрерывного определения состава потока, своего рода самообучающийся виртуальный анализатор (ВА) КФС.

Данная работа посвящена разработке ВА, способного прогнозировать КФС деэтанализованного газового конденсата на основе непрерывных измерений его термобарических параметров и плотности с помощью методов машинного обучения. На начальном этапе исследования выполнена подготовка исходных данных и имплементация нескольких методов расчета плотности жидких углеводородов на основе КФС для оценки качества его прогноза. Различные алгоритмы машинного обучения, в том числе нейронные сети, основанные на физике, были рассмотрены как потенциальные инструменты прогноза КФС. С помощью базовых статистических метрик был определен алгоритм наиболее оптимальной для рассматриваемой задачи, и на его основе разработан ВА. Особое внимание в работе уделено оценке и анализу точности прогноза КФС, в том числе и с точки зрения его физичности.

Механизм определения состава добываемой продукции при управлении добычей промысла

А.В. Новиков, Е.А. Рейтблат
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Оптимизация режимов работы скважин и мощностей для подготовки товарной продукции является важной задачей планирования разработки газоконденсатных месторождений и напрямую влияет на показатели экономической эффективности добычи.

Поскольку максимизация добычи конденсата не всегда является приоритетной, в задаче оптимизации корректно рассматривать реализацию механизма определения и управления компонентным составом входного потока газа на УКПГ, что позволяет регулировать как состав товарной продукции, так и регулировать соотношение выхода отдельных товарных продуктов, в частности стабильного конденсата и ШФЛУ.

При этом технологическая возможность контроля компонентного состава потока непосредственно на входе в УКПГ зачастую отсутствует как по прямым замерам, так и по материальному балансу составов и массы товарных продуктов в силу неполноты измеряемых параметров. Наличие многофазных расходомеров на скважинах дает возможность получить эту информацию.

В докладе представлены основные этапы и результаты работы по разработке метода и созданию автоматизированного инструмента для аналитического расчета состава флюида на входе в УКПГ по первичным данным многофазной расходомерии в добывающих скважинах и результатам газоконденсатных и лабораторных исследований.

В основе методики расчета лежит использование набора корреляционных зависимостей, построенных на основе статистических данных исследований состава пластового газа, отражающих связь между замеренным на многофазных расходомерах конденсатно-газовым фактором (КГФ) и потенциальным содержанием фракций C_{5+} (ПС C_{5+}) в продукции скважин, а также между ПС C_{5+} и массовым содержанием индивидуальных компонентов в составе продукции. Для воссоздания состава входного потока на уровне УКПГ используется принцип сохранения массового баланса потоков продукции со скважин в сети сбора.

Использование данных многофазной расходомерии позволяет усовершенствовать методику оперативного планирования технологических режимов работы скважин исходя из целевого состава входного потока на УКПГ, тем самым влияя на подготовку товарной продукции, в том числе снижая технологические потери при производстве и обеспечивая безопасную и устойчивую работу мощностей инфраструктуры.

Разработка инструмента оценки актуальности флюидальных моделей для многофазных расходомеров

Е.А. Рейтблат, А.В. Новиков
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Для учета добычи продукции на уровне скважин на газоконденсатном месторождении используются многофазные расходомеры.

Для корректной оценки дебитов фаз в рабочих и стандартных условиях при исследовании каждой скважины в программное обеспечение многофазного расходомера подгружается ее индивидуальная флюидальная модель, которая создается по результатам исследования проб линейных флюидов, отобранных на этой скважине.

Модель должна обеспечивать корректную работу расходомера в определенном диапазоне рабочих давлений и температур. При существенном изменении термобарических условий, состава добываемой продукции модель нуждается в обновлении, поскольку свойства флюидов существенно меняются.

В докладе представлены основные этапы и результаты работы по разработке метода и созданию автоматизированного инструмента для оценки актуальности флюидальных моделей, используемых в многофазной расходомерии.

Основные этапы работы:

- по итогам многовариантных вычислений были определены те свойства фаз, изменение которых приводит к значимому увеличению погрешности определения дебитов УВ;
- получены количественные характеристики влияния изменения этих свойств и их комплексный эффект на погрешности МФР;
- создан алгоритм прогнозирования изменения свойств линейных флюидов в зависимости от пластового давления для сравнения текущих свойств газа и конденсата со свойствами, рассчитанными с помощью действующей модели FluidsID.

По результатам сравнения свойств инструмент позволяет оценить текущую ошибку измерений, сделать заключение об актуальности применяемой модели и сигнализировать о необходимости ее обновления.

Дополнительно функционал разработанного инструмента позволяет оценить срок актуальности модели для того, чтобы запланировать и провести отбор и исследование проб, избегая при этом избыточности исследований и оптимизируя производственные затраты.

Развитие направления исследований пластовых флюидов и тестирования химических реагентов для решения ключевых задач нефтегазодобычи

*С.А. Заночуев, Е.А. Громова, С.С. Магденко,
С.В. Мелехин, А.В. Поляков
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Достоверность и полнота информации о составе и свойствах добываемых флюидов оказывают значительное влияние на снижение рисков при использовании расчетно-аналитических моделей прогнозирования добычи углеводородов из продуктивных пластов. Развитие исследовательских направлений в условиях поддержания технологического суверенитета связана с внедрением собственных технологий и развитием внутренних компетенций компаний. В ООО «ТННЦ» накоплен значительный опыт исследований не только состава и свойств, но и фазового поведения нефтяных и газоконденсатных систем, в том числе околокритических. Внедрение в практику исследований новых экспериментальных методов позволяет успешно проводить физическое моделирование процессов, связанных с методами увеличения углеводородоотдачи, что является экспериментальной основой для создания корректных математических моделей.

В рамках представленной работы освещены решения, позволяющие проводить исследования на макроуровне в «свободных» объемах, что обеспечивает определение технологических свойств пластовых систем или реагентов, знание которых необходимы для корректного моделирования процессов добычи углеводородов. На основе получаемой информации не только оценивается фазовое поведение пластового флюида при изменении тех или иных внешних условий, но и выбирается рецептура агента воздействия для обеспечения наилучшего технологического эффекта. Выбранная на этапе лабораторных исследований рецептура проходит специализированные фильтрационные тесты на основе которых оцениваются не только технологические, но и экономические эффекты, связанные с дополнительной добычей углеводородов.

Также в докладе затрагиваются вопросы эффективной организации процессов добычи и учета продукции из газоконденсатных месторождений, сложность которых связана с постоянно меняющимся составом продукции из-за ретроградных процессов при снижении давления. Физическое моделирование подобных процессов в лаборатории позволяет обеспечить поиск наиболее эффективных технологий повышения конденсатоотдачи.

Комплексный подход к планированию, проведению и интерпретации газоконденсатных исследований на низкопроницаемых коллекторах

*А.А. Гимазов, Д.Н. Купоросов, Д.Ф. Хамидуллин, В.М. Бабин
(Группа компаний «Газпром-Нефть»)*

Корректные данные по составу и свойствам пластового газа на газоконденсатных объектах имеют принципиально важное значение. Широкий диапазон неопределенности в этих данных существенно повышает риски неверных инвестиционных решений, ошибочных прогнозных профилей добычи газа и в особенности конденсата. Однако в условиях низкой проницаемости и высокого потенциального содержания тяжелых компонент в пластовом газе отбор кондиционных проб затруднен и часто невозможен по объективным причинам. В таких случаях выходом может быть подход, когда проводится отбор обедненных проб пластового флюида с последующим их донасыщением до состояния пластового газа. Однако для этого донасыщения необходима дополнительная информация, которая в стандартных исследованиях не фиксируется, поэтому подход должен быть комплексный, включающий в себя планирование исследований в поле и в лаборатории и последующую интерпретацию.

Для планирования исследований разработан прототип программного обеспечения, позволяющий на одном графике и/или таблице продемонстрировать все возможные режимы работы скважины. Анализ данного графика позволяет дать оценку возможности отбора кондиционных проб в зависимости от компоновки и заканчивания скважины, спрогнозировать осложнения, которые могут возникнуть в ходе проведения исследования. При отсутствии возможности отобрать кондиционные пробы прототип позволяет подобрать режимы отбора некондиционных проб таким образом, чтобы их можно было впоследствии интерпретировать. Разработаны дополнительные требования к лабораторным исследованиям, необходимым для дальнейшей интерпретации обедненных проб, требования к настройке PVT-моделей и сами методы интерпретации.

Разработанный подход протестирован на численных моделях и продемонстрировал высокую точность определения начального содержания C_{5+} и давления начала конденсации пластового газа. На текущий момент планируется проведение опытно-промышленных испытаний в полевых условиях.

Определение особой (критической) точки на фазовой диаграмме жидкость – твердое тело бензола

*Б.А. Григорьев (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Бейджан Ибрагимоглу (Фонд развития и образования плазменных
технологий Бейджана Ибрагимоглу, Турция)*

Точка, определенная экспериментально на конце кривой жидкость – пар Ш.К. де ла Туром в 1822 г., была позднее определена Т. Эндрюсом в 1861 г. как критическая точка, а температура, давление и плотность в этой точке были определены как критические параметры (T_{cr} , P_{cr} , ρ_{cr}).

Неопределенность кривой равновесия «твердое вещество – жидкость» и граничной зоны жидкой фазы на фазовой диаграмме $P - T$ все еще не разрешена и остается одной из наиболее важных проблем физики и химии.

В настоящем исследовании с целью изучения неопределенности, зависящей от давления граничной зоны жидкой фазы, была разработана специальная экспериментальная модель.

Была построена диаграмма «температура – время» для экспериментов с метастабильной фазой «жидкость – твердое вещество» наряду с кривой замерзания бензола при высоких давлениях, и с использованием аксиоматической и фрактальной геометрии была определена критическая точка, при которой жидкий бензол перестает существовать из-за приложенного давления.

Калориметрические методы исследования фазового состояния углеводородных флюидов в продуктивном коллекторе

*В.М. Булейко, И.В. Денисов, К.Р. Тагиев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Д.В. Булейко (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В Московском центре исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии проводятся исследования углеводородов, насыщающих водонасыщенные пористые среды различного типа, включая природные керны, а также проводятся исследования углеводородов в свободном (без пористой среды) объеме.

Уникальность метода прецизионной адиабатической калориметрии, при высокой точности измерения, обусловлена возможностью решения очень широкого круга задач. Фактически, широта охвата решаемых задач предопределяется лишь умением исследователя корректно ставить эти задачи. В докладе рассматриваются три направления исследований, проводимыми авторами в настоящее время с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии.

1. Исследование фазового поведения и построение фазовых диаграмм углеводородов. Экспериментальные данные являются основой современных методов построения фазовых диаграмм углеводородных смесей. Точность расчетных методов в значительной степени предопределена возможностью эксперимента выявлять все фазовые переходы и, как результат, возможностью локализовать все фазы системы. Метод прецизионной адиабатической калориметрии позволяет с высокой точностью строить фазовые диаграммы многокомпонентных смесей, определить тип фазового перехода и свойства сосуществующих фаз по характеру температурной зависимости теплоемкости и термодинамических производных основных измеряемых параметров, включая давление. Цель исследований – изучение фазового состояния углеводородных флюидов и построение на основе полученных экспериментальных данных фазовых диаграмм углеводородов.

Эффективным способом моделирования газоконденсатных систем является представление этих систем как комбинация простейших смесей газоконденсатной углеводородной системы.

Определяя простейшую смесь газоконденсатной углеводородной системы, авторы исходят из фундаментального свойства компонентов гомологического ряда алканов, предопределяемого нормальной температурой их кристаллизации. Температура кристаллизации чистого компонента зависит от его молекулярного веса (числа атомов углерода) и предопределяет его фундаментальные свойства в растворе. В общем случае, чем больше молекулярный вес углеводородного компонента, тем выше температура его кристаллизации. Исключение из правила – метан, этан и пропан. Метан, этан и пропан, являющиеся составной частью смеси, форми-

руют макрофазу. Компоненты фракции C_{4+} формируют микрофазы. Простейшая смесь газоконденсатной углеводородной системы включает макрофазу и один из компонентов фракции C_{4+} .

На основе результатов исследования фазового поведения простейших смесей газоконденсатной углеводородной системы, а также исходя из изоморфности этих смесей, комбинируется реальная углеводородная система.

2. Исследование влияния сорбционно-десорбционных процессов на фазовое поведение пластовых углеводородных флюидов в водонасыщенных пористых средах при термобарических условиях залегания пласта. Сорбционно-десорбционные процессы играют важную роль в фазовых превращениях в продуктивном коллекторе, в распределении углеводородных компонентов между неподвижной и извлекаемой частями системы. Высококипящие компоненты пластовой углеводородной смеси, сорбируясь на стенках поровых каналов, изменяют состав фильтрующегося флюида. Уменьшение сечения фильтрационных каналов может сопровождаться снижением проницаемости пласта и, как следствие, углеводородоотдачи.

Явления, обусловливаемые молекулярным взаимодействием флюидов со стенками пор, играют большую роль в условиях газоконденсатного или нефтяного пласта, представляющего собой пористую высокодисперсную среду с развитой поверхностью. Однако механизм этих явлений не познан настолько, чтобы при разработке углеводородных залежей их можно было учитывать количественно. Для описания фазового поведения флюида в поровом пространстве следует располагать данными о количестве адсорбированных углеводородных компонентов в зависимости от давления при различных температурах. Получение этих данных возможно при использовании прецизионного оборудования, позволяющего существенно повысить точность и достоверность получаемых результатов.

Интенсивность (скорость) сорбционно-десорбционных процессов предопределяется следующими факторами:

- составом флюида;
- морфологией порового пространства;
- минеральным составом скелета продуктивного коллектора;
- водонасыщенностью, минерализацией и т.д.

Метан, этан и частично пропан плохо сорбируются сухой поверхностью пористой среды. Однако хорошо растворяются в сорбированной фазе, например, в сорбированной фазе, образованной более высококипящими компонентами.

3. Исследование процессов образования и разложения газовых гидратов. Целью исследований является изучение процесса образования газовых гидратов в водонасыщенных пористых средах различного типа, выявление влияния особенности строения пористых сред (структура, морфология, минеральный состав) на принципиальную возможность и принципиальную невозможность процесса гидратообразования.

В качестве базового компонента при исследовании процессов гидратообразования используется чистый метан (исследование возможности

образования гидратов в сенонских отложениях месторождения Медвежье). Исследование процессов образования и разложения гидратов углеводородных смесей реализуется на основе этой простейшей системы путем добавления более тяжелых углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда. Грант № 23-29-00088.

Экспериментально-расчетный метод определения удельного содержания углеводородов C_{3+} высшие в попутном нефтяном газе

В.П. Альтшулер
(РУП «ПО «Белоруснефть», «БелНИПИнефть»)

В качестве сырья Белорусского газоперерабатывающего завода используется попутный нефтяной газ (ПНГ), добываемый на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Для ежегодного формирования производственной программы завода необходима актуальная информация о планируемых количественных (объем добываемого газа) и качественных (содержание целевых компонентов) характеристиках смешанного сырьевого потока, поступающего на переработку. Качественный показатель добычи ПНГ (усредненный потенциал) – расчетная величина, при формировании которой учитываются показатели газодобычи по эксплуатируемым объектам разработки: планируемый объем добычи ПНГ, а также удельное содержание углеводородов C_{3+} высшие в газе (показатель принят по результатам исследования глубинных проб). Планирование усредненного потенциала ПНГ, основанное на неточной информации, изначально предполагает значительную погрешность расчета. С целью получения актуальных данных о свойствах добываемого ПНГ была разработана программа исследований, одним из этапов которой являлось определение удельного содержания углеводородов C_{3+} высшие в ПНГ расчетно-экспериментальным методом. Данный метод основан на программном моделировании процесса промысловой сепарации, где в качестве исходных данных использовались физико-химические свойства нефти, свободного и растворенного газов, полученные по результатам испытания устьевых проб.

Практическая реализация метода предусматривала выполнение промыслового, лабораторного и расчетного этапов исследования. *Промысловый этап* предполагал организацию отбора газа в свободной фазе и водонефтяной эмульсии из выкидной линии добывающей скважины. Особенность этапа состояла в необходимости отдельного отбора жидкой и газовой фаз при термобарических условиях нефтелинии без применения сепарационной емкости. В процессе отбора вертикально-установленный жидкостной контейнер промывался потоком газо-жидкостной смеси, после чего производилась стабилизация флюида, находящегося в пробоотборнике при линейном давлении. Проба свободного газа, находящаяся в верхней части контейнера, отбиралась в стеклянную емкость методом вытеснения насыщенного раствора NaCl. Далее производилось удаление газовой фазы из контейнера и заполнение объема пробоотборника сырой нефтью (либо водонефтяной эмульсией). *Лабораторный этап* исследования предусматривал получение экспериментальных данных, необходимых для последующего выполнения расчетов: компонентные составы свободного и растворенного газов; плотность, компонентный состав сепарированной нефти, а также количество газа, растворенного в сырой нефти (остаточное газосодержание). В процессе разгазирования нефти в пробоотборнике поддерживались термобарические условия, близкие к условиям

нефтелинии, что повысило точность определения количественных и качественных параметров растворенного газа. *Расчетный этап* исследования заключался в программном моделировании процесса промышленной сепарации. Схема предусматривала смешение двух входных потоков (газ сепарации и нефть с остаточным газосодержанием), сформированных с использованием результатов лабораторных испытаний, последующую сепарацию флюида, полученного после смешения, в соответствии с существующей промышленной схемой, с учетом текущих термобарических условий ступеней сепарации. Удельный расход газового потока при расчете выбран по результатам промышленных замеров газового фактора по скважинам, эксплуатирующим исследуемую залежь, либо основан на среднем газовом факторе, принятом для данного объекта разработки. При моделировании промышленной сепарации учтено влияние на параметры ПНГ технологии стабилизации нефти, назначение которой состоит в дополнительном отделении легких углеводородов в газовую фазу и стабилизации товарной нефти при температуре 60–65 °С (на практике фактический расчет количества продукта от стабилизации выполняется по особому алгоритму и отдельно учитывается в общем балансе газоперерабатывающего завода). Конечным результатом моделирования являлось расчетное значение удельного содержания углеводородов C_{3+} выше в суммарном выходном газовом потоке.

В процессе реализации программы по уточнению качественных параметров ПНГ на ряде скважин выполнялся отбор глубинных проб. Расчетно-экспериментальным методом на тех же скважинах определена жирность ПНГ по устьевым пробам. Схожие компонентные составы суммарных потоков ПНГ, полученные двумя разными способами: расчетным (расчетно-экспериментальный метод с использованием устьевых проб) и экспериментальным (исследование глубинных проб методом ступенчатой сепарации), подтверждают представительность расчетно-экспериментального метода.

Количество газа в свободной фазе, выделившегося в термобарических условиях нефтелинии, является фактором, от которого в значительной степени зависит конечный результат расчета жирности ПНГ. Для повышения точности метода в настоящее время отборы проб совмещены с замером газового фактора на ГЗУ, что позволило определять не только качественные, но и количественные параметры ПНГ, добываемого на отдельных скважинах.

Унификация форматов и методологии определения составов и свойств псевдокомпонентов углеводородных флюидов газоконденсатных месторождений

*И.А. Прудников (ПАО «Газпром»),
О.А. Омельченко, Б.Д. Донских (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.Г. Касперович (ООО «Газпром переработка»)*

Составы и свойства углеводородных флюидов (УВФ) являются основой решения широкого спектра задач проектирования и эксплуатации газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений. Для их адекватного решения должен формироваться единый комплекс достоверной унифицированной информации о составах и свойствах псевдокомпонентов (ПК) УВФ, однако обобщенная методология получения и обработки такой информации и ее дальнейшего применения в различных аспектах до настоящего времени фактически не выработана экспертным сообществом.

Для решения этой проблемы ПАО «Газпром» инициирована работа по анализу и систематизации нормативной базы, методических наработок и практического опыта в данной области. Она направлена на совершенствование экспериментальных методов, приборной базы и программного обеспечения для обработки результатов измерений. В числе приоритетов вопросы унификации форматов составов УВФ и степени их детализации в зависимости от назначения. Важнейшим направлением является формирование методологии получения необходимого набора характеристик ПК – узких фракций УВФ, определяемых газохроматографическим способом. С этой целью опробуется моделирование фракционной разгонки газовых конденсатов и анализируются его возможности, в том числе с применением элементов искусственного интеллекта в перспективе.

Большое внимание уделяется вопросам терминологии, систематизации научных, проектных и производственных задач, требующих информации о составах и свойствах ПК, оптимизации форматов их представления и приведение к требуемым единицам измерения для эффективного использования в зависимости от назначения и области применения.

В качестве результата данной работы на первом этапе планируется выпуск ГОСТ Р «Конденсат газовый нестабильный. Состав и физико-химические свойства. Общие положения», с последующей разработкой комплекса стандартов для развития и реализации выработанных в данном документе позиций и направлений создания унифицированной методологии определения составов и свойств псевдокомпонентов УВФ в целях дальнейшего формирования единой надежной базы составов и свойств УВФ ГКМ и НГКМ, разрабатываемых в Российской Федерации.

Обоснование метода учета отдельных видов полезных ископаемых в продукции, добываемой из различных залежей ОНГКМ

*О.В. Рязанцева, Т.В. Фролова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В настоящее время на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ) выделены 8 отдельных залежей. На Государственном балансе лицензионного участка ООО «Газпром добыча Оренбург» по каждой из нефтегазоконденсатных залежей ОНГКМ стоят запасы нефти, газового конденсата, растворенного газа, газа газовой шапки.

Списание запасов отдельных видов полезных ископаемых из залежей осуществляется в соответствии с их добычей. Однако разделение добываемой продукции по видам полезных ископаемых связано с определенными сложностями, обусловленными следующими факторами: поступление в газовые и нефтяные скважины одновременно пластовых флюидов из газовых шапок и нефтяных оторочек, системой подготовки газа на установках (УКПГ) не предусмотрена отдельная подача добываемого сырья из различных залежей. В связи с этим в 2020 г. ЦКР Роснедр приняла решение о разработке методики дифференцированного учета добычи углеводородов применительно к условиям ОНГКМ.

Для решения поставленной задачи были изучены физико-химические свойства жидких углеводородов, добываемых газоконденсатными и нефтяными скважинами различных залежей ОНГКМ, а также газоконденсатные характеристики газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей. На основании проведенного анализа были определены методические подходы и чувствительные параметры для осуществления отдельного учета газового конденсата и нефти, добываемых из различных залежей месторождения.

Принятый метод основан на математических зависимостях содержания нефти и конденсата в углеводородных жидкостях от их плотности и количества легких (Φ_{50-100}) и тяжелых ($\Phi_{300-кк}$) фракций. Полученные для каждой залежи зависимости использовались в дальнейшем для определения содержания нефти и конденсата в жидких углеводородах, добываемых из различных залежей.

По фактическим промысловым данным об общей добыче жидких углеводородов и газа можно рассчитать по отдельности добычу нефти и растворенного газа из нефтяных оторочек, добычу конденсата и газа из газовых шапок залежей.

Геологические гипотезы единства и постоянства свойств пластовых флюидов как методологическое основание мониторинга разработки залежи отборами проб

*А.А. Лобанов (Казанский федеральный университет),
А.Б. Фукс (ФБГУ «ВНИИГНИ»)*

Тот факт, что свойства пластового флюида даже внутри одной гидродинамически связанной области пласта могут меняться в пространстве и времени, неизбежно ставит вопрос о методологических основаниях выделения какой-либо корреляции их свойств. Особенно остро данный вопрос встает при обосновании точеных и локальных корреляций – основных объектов анализа при обосновании свойств пластового флюида конкретного объекта. Авторы выделяют две основные гипотезы, применяемые при такого рода анализе: гипотезу о единстве и гипотезу о постоянстве свойств пластового флюида.

Гипотеза о единстве свойств флюида подразумевает, что свойства начального пластового флюида описываются единым уравнением состояния в любой точке выделенной области пласта. Гипотеза о постоянстве свойств флюида подразумевает, что свойства текущего пластового флюида полностью определяются известными свойствами начального пластового флюида и могут быть спрогнозированы исходя из техногенного воздействия на пласт.

Данные гипотезы позволяют строить корреляции и применять их результаты в двух случаях:

1. Объективное отсутствие достоверной изученности объекта пробами (к примеру, на этапе исследований первой поисково-оценочной скважины).

2. Отсутствие устойчивых противоречий между результатами исследований наличествующих проб; выявленной зависимости изменения свойств по площади или глубине залежи, а также исторических и эмпирических предпосылок к наличию такой зависимости.

Авторы обобщили практики по оценке свойств пластового флюида в условиях соблюдения и нарушения гипотез с учетом исторически сложившихся подходов в рамках подсчета запасов и формирования ГДМ. В докладе представлена система понятий и подходов, описывающих их применение.

Эффективный метод подбора аналогов пластового флюида для объектов со слабой степенью изученности

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

Важным этапом разведки залежей углеводородов является подсчет запасов нефти, горючих газов и газового конденсата для их постановки на государственный учет. Использование недостоверных свойств пластовой нефти или газа, принятых на начальном этапе, может стать причиной не только некорректной оценки запасов, но и ошибок при проведении различных технологических расчетов, в основу которых закладываются данные о составе и свойствах углеводородов.

В случаях, когда отсутствуют собственные пробы (глубинные или рекомбинированные), удовлетворяющие требованиям к их представительности, регламентными документами для проведения расчетов допускается использование состава и свойств по аналогии с уже открытыми и более изученными месторождениями.

В докладе представлен опыт создания и применения автоматизированной системы подбора аналогов флюида, имеющего охарактеризованные свойства узких фракций/групп углеводородов. Подход позволяет повысить достоверность исходной информации, принимаемой по аналогам и используемой для решения различных практических задач нефтегазовой отрасли. Выполнен обзор действующих регламентных документов относительно рекомендаций по подбору пластов-аналогов при обосновании подсчетных параметров, обусловленных свойствами пластовых флюидов. Приведен практический пример подбора пласта-аналога для реальной нефтяной залежи, показывающий, что разработанные авторами подходы позволяют с высокой степенью достоверности производить поиск подходящего объекта даже на начальной стадии изучения, в условиях отсутствия собственных глубинных проб и слабой степени разбуренности. Преимуществом метода также является исключение влияния субъективного мнения специалиста, которое возможно в случае подбора аналогов «в ручном режиме». Полученные результаты представляют интерес для повышения точности подсчета запасов углеводородов, гидродинамического моделирования, проектирования разработки, строительства инфраструктурных объектов и, как следствие, наиболее корректной экономической оценки различных вариантов разработки.

Геохимические исследования конденсатов среднеюрского и мелового комплексов одного из НГК месторождений п-ова Ямал

*Д.В. Яковлев, Н.В. Морозов
(Передовая инженерная школа СПбГУ)*

В работе представлены результаты геохимических исследований составов конденсата, нефтей и газов на одном из НГК месторождений п-ова Ямал для залежей группы пластов НП и Ю₂₋₆.

Пробы флюидов отобраны на 31 скважине в процессе проведения ГКИ с использованием ПКИОС или устьевого сепаратора. Лабораторные исследования выполнялись для проб стабильного конденсата с ПТС и газа сепарации с МТСУ. В процессе исследований использованы методы газовой хроматомасс-спектрометрии, газовой хроматографии и изотопного анализа.

В границах месторождения выделены три типа конденсатов: конденсаты с долей нефтяной оторочки; конденсаты с нормальным рядом н-алканов; биodeградированные конденсаты с редуцированным рядом н-алканов.

Общая вертикальная дифференциация состава конденсатов залежей НП₁₋₀, НП₂₋₃, НП₄, НП_{5-1а} и Ю₂₋₆ указывает на гидродинамическую разобщенность. При этом в районе некоторых скважин отмечается локальная вертикальная связанность залежей НП₁₋₀ – НП₂₋₃ – НП₄.

Для залежей пластов НП₁₋₀ и НП₂₋₃ по площади оконтурены группы скважин близких по составу конденсатов, что может свидетельствовать о блоковости строения.

По результатам изучения газов выявлено влияние закачки попутного нефтяного газа на изотопный и компонентный состав газов конденсата залежей НП. При этом изотопный состав СН₄ позволяет достоверно разделять газы юрского и мелового комплексов. Изменение изотопного состава газов пластов НП₁₋₀ и НП₂₋₃ в целом соответствует блоковости, выделенной на основании типизации составов конденсата.

Таким образом, по составу газов и конденсата с помощью методов резервуарной геохимии возможно проводить выделение отдельных блоков внутри единых залежей и выявлять зоны локальной вертикальной общности. Кроме прочего, наличие признаков биodeградации в конденсатах в залежах с нефтяной оторочкой может характеризовать эти ГКС как вторичные, т.е. новообразованные, связанные с переходом жидких УВ нефтяного ряда в газовую фазу при их ретроградном испарении. Подобная особенность может отражаться на увеличении КГФ внутри залежи при приближении к ГНК.

Применение метода рассеяния света для высокоточного анализа высаждения парафинов из углеводородного сырья

*В.А. Дешабо, В.И. Косов, Д.И. Юдин,
И.К. Юдин (ИПНГ РАН)*

Статическое и динамическое рассеяние света широко используется для анализа коллоидных свойств тяжелых фракций в углеводородном сырье. Особенно эффективно данные методы используются для исследования процессов агрегации асфальтенов и смол. Однако гораздо реже метод рассеяния света применяется для исследования процессов высаждения парафинов из нефти и газоконденсата. Для исследования парафинов использовалась разработанная в лаборатории института универсальная установка Photocor Petrotest. Эта установка имеет два лазера для проведения измерений в видимом (450 нм) и инфракрасном (980 нм) свете, для которого нефть в значительной степени прозрачная. Это значительно упрощает и повышает точность измерений. В качестве фотоприемника используется система счета фотонов на лавинном фотодиоде, что также значительно повышает точность измерений.

Для измерений использовалось несколько видов углеводородного сырья: высокопарафинистая нефть, газоконденсат и модельная система – природные парафины, растворенные в октане. Исследуемые образцы нагревались до температуры заведомо выше температуры плавления парафина, после чего производилось медленное охлаждение системы. При некоторой существенно более низкой температуре наблюдалось появление наночастиц парафина. Похожая картина высаждения парафинов наблюдалась для всех исследуемых образцов. Естественно, что температура выпадения парафинов зависела от типа исследуемого углеводородного сырья и качественного состава парафинов в нем. Интересно отметить, что температура высаждения парафинов значительно ниже температуры плавления парафинов, что объясняется влиянием растворителя, в котором находится парафин. Можно было надеяться, что прецизионный метод рассеяния света позволит выделить различные температуры выпадения различных парафинов. Однако этого не наблюдалось, скорее всего вследствие интегрирующего воздействия растворителя.

Работа частично выполнялась в рамках Программы фундаментальных исследований РФ. НИР № 122022800364-6.

Интенсивность рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга

*В.Д. Куликов
(ИПНГ РАН)*

В рамках флуктуационной теории критических явлений (теории скейлинга) и концепции изоморфизма критических явлений в смесях получено простое, аналитическое выражение для интенсивности рассеяния света в бинарной смеси на пограничных кривых в переменных давление–температура и плотность–температура в широкой окрестности критической точки жидкость–газ. Интенсивность рассеяния выражена через универсальные величины, так называемые универсальные восприимчивости, ведущие себя сингулярным образом в окрестности критической точки. Эти восприимчивости являются вторыми производными от сингулярной части термодинамического потенциала, в качестве которого было выбрано давление, по скейлинговым полям h_1 и h_2 . Сами поля h_1 и h_2 являются линейными комбинациями отклонений температуры и химических потенциалов компонентов от их значений в критической точке смеси. Для расширения области применимости данной модели в восприимчивостях была учтена первая неасимптотическая поправка.

Получено условие применимости выражения для интенсивности рассеяния как явной функции величин $|T/T_c(x) - 1|$ или $|\rho/\rho_c(x) - 1|$, где $T_c(x)$ и $\rho_c(x)$ – критические температура и плотность бинарной смеси с концентрацией x . Подгоночными параметрами модели являются так называемые не-универсальные амплитуды и значения критических параметров смеси $T_c(x)$ и $\rho_c(x)$.

Развитый подход был использован для описания полученных в лаборатории института экспериментальных данных для бинарной смеси метан-пентан (0,818 м.д. C₁+0,182 м.д. C₅). Показано, что экспериментальные данные и теория хорошо согласуются друг с другом. В результате процедуры оптимизации были установлены значения критических параметров смеси, которые оказались весьма близкими к экспериментальным оценкам этих величин.

Работа выполнялась в рамках Программы фундаментальных исследований РФ, НИР № 122022800364-6.

Нахождение точки росы газоконденсатной смеси методом тепловой линзы

*Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек
(ИПНГ РАН)*

Предложен новый оптический способ идентификации точки росы газоконденсатной смеси с низким содержанием конденсата, т.е. находящейся при температуре, близкой к предельной температуре существования двухфазного состояния (крикондентерму). Способ использует эффект тепловой линзы, возникающей вследствие локально теплового воздействия лазерного луча на пленку конденсата, выделяющуюся с началом конденсации на вертикальной поверхности оптической ячейки, заполненной исследуемой смесью. Тепловая линза возникает вследствие локального изменения коэффициента преломления конденсата и величины поверхностного натяжения границы конденсат–газ. Эффект выражается в фокусировке лазерного луча в объеме образца и появлении интерференционных полос в пятне от прошедшего через образец луча.

Способ апробирован на установке измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света с контролем температуры и давления образца. Установка собрана по классической оптической схеме с горизонтальной плоскостью рассеяния, проходящей через середину высоты вертикально стоящей оптической ячейки. В состав установки входят: источник света – маломощный красный диодный лазер; программно управляемый термостат с помещаемой в него оптической ячейкой; фотоприемник рассеянного излучения под углом к входящему в ячейку лазерному лучу и две видеокамеры, передающими изображение луча в объеме образца и пятна от луча, прошедшего через образец. В качестве образцов выступали модельных УВ смеси алканов метанового ряда.

Оптические измерения проводились при медленном охлаждении смеси из области однофазного состояния со скоростью 3 °С/час без перемешивания образца на серии изохор, покрывающих на фазовой диаграмме смеси окрестность крикондентерма. Эффект фокусировки, связанный с началом конденсации, выражался в значительном (в 3–5 раз) сужении ширины лазерного луча после прохождения через вертикальное оптическое окно. Эффект наблюдался при достаточно большой интенсивности лазерного излучения. Для исследованных модельных УВ смесей эффект устойчиво наблюдался при мощности лазерного излучения порядка 4–10 мВт.

Работа выполнялась в рамках Программы фундаментальных исследований РФ, НИР № 122022800364-6.

СЕКЦИЯ «D». **ФИЛЬТРАЦИЯ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ**

Универсальный инновационный отечественный комплекс оборудования для решения задач строительства и эксплуатации скважин нефтегазоконденсатных месторождений

*А.Ф. Соколов, В.М. Троицкий, А.В. Мизин,
В.П. Ваньков, А.С. Рассохин, А.Е. Алеманов,
С.В. Малышев, О.М. Монахова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и изготовлен опытный образец Универсальной автоматизированной установки для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта, представляющей собой комплекс экспериментального оборудования, включенного в Реестр инновационной продукции (№ 1.53.2.1) для внедрения в ПАО «Газпром» 16.06.2021, ТУ 034-31323949-182-2020. В настоящее время осуществляется тиражирование установки согласно Программе внедрения инновационной продукции ПАО «Газпром».

Разработанный комплекс позволяет получать исходные данные для подсчета запасов углеводородов, проектирования процессов разработки, решать широкий спектр актуальных для ПАО «Газпром» экспериментальных задач:

- моделирование процессов многофазной многокомпонентной фильтрации в широком диапазоне термобарических свойств;
- разработка технологий физико-химического, механического воздействия на пластовую систему с целью увеличения компонентоотдачи пласта;
- моделирование фильтрационных процессов в пластовых системах, содержащих ТРИЗ, включая исследование процессов гидратообразования, эффективность парогазового воздействия на нефтяной пласт;
- обоснование методов углеводородоотдачи на поздних стадиях разработки месторождений;
- исследования влияния буровых, тампонажных растворов, различных технологических жидкостей (буферные жидкости, жидкости глушения, ГРП и кислотных обработок) на фильтрационно-емкостные свойства коллектора призабойной зоны скважины и продуктивного пласта;
- формирование цементного камня в термобарических условиях в присутствии породы пласта;
- определение механических и петрофизических свойств образцов керна и тампонажного камня в пластовых условиях для решения задач строительства скважин;

– разработка технологий интенсификации работы скважин, повышения их приемистости, продуктивности и безаварийности (пропанты, гидроразрыв пласта, кислотные обработки, исследование проницаемости/проводимости пропантной упаковки, определение критической скорости потока пластового флюида, при которой осуществляется лавинообразное разрушение пропантной упаковки (вынос пропанта), испытания пропантов на сопротивление раздавливанию).

Разработка удостоена Премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2023 год.

Прямые аналоги инновационной разработки отсутствуют.

О результатах экспериментального определения фазовых проницаемостей в системах «газ – нефть – вода» с учетом гистерезиса процессов фильтрации «дренаж-пропитка» в моделях пласта Южно-Киринского НГКМ

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

Методом физического лабораторного моделирования проведены исследования по определению фазовых проницаемостей по нефти, газу и воде в керновых моделях пласта Южно-Киринского месторождения.

Измерения выполнены по рециркуляционной схеме в условиях стационарной фильтрации флюидов на установке двухфазной фильтрации. Всего исследованы четыре модели пласта при пластовых температурно-барических условиях Южно-Киринского месторождения.

На трех моделях пласта с абсолютными проницаемостями 10, 80, 1045 мД соответственно выполнены исследования по определению фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ – связанная вода». Измерения проведены как в процессе дренирования модели газом, так и в процессе пропитки нефтью.

Анализ полученных результатов показывает, что зона двухфазной фильтрации в системе «нефть – газ – связанная вода» значительно шире, чем зона фильтрации в системах «нефть – вода» и «газ – вода».

На моделях пласта при двухфазной фильтрации в системе «нефть – газ – связанная вода» обнаружен эффект гистерезиса проницаемостей: значения ОФП по нефти в режиме дренирования газом (при увеличении доли газа в фильтрационном потоке) оказываются значительно меньшими, чем в случае пропитки модели пласта нефтью (при увеличении доли нефти в фильтрационном потоке).

Обнаруженный эффект требует внимания и учета в процессе разработки таких нефтегазовых залежей, как Южно-Киринского месторождения.

В работе приводятся доказательства необходимости проведения компенсирующих мероприятий от рисков поступления нефти в газосодержащий пласт, расформирования газовой залежи и нарушения режимов работы эксплуатационных скважин.

Метод управления температурным полем при эксплуатации геотехнических сооружений

*Н.И. Сидняев, А.А. Федотов
(МГТУ имени Н.Э. Баумана)*

В работе представлены результаты математического моделирования нестационарной трехмерной многофазной задачи Стефана в энтальпийной формулировке в области криолитозоны с одной вертикальной сезоннодействующей охлаждающей установкой (СОУ), двумя такими установками, а также двумя охлаждающими установками и нефтедобывающей скважиной.

Исследовано распределение температурных полей в массиве грунта для рассмотренных случаев. Изучено влияние охлаждающей установки на окружающую многофазную среду. Для постановки задачи использован энтальпийный метод, основанный на введении понятия удельной энтальпии, нелинейная зависимость которой от температуры учитывает процессы выделения и поглощения тепла при фазовом переходе. Граница фазового перехода определяется по изотерме температурного поля без необходимости выписывать уравнения отдельно для талой и мерзлой зон и дополнительное уравнение баланса на фронте перехода.

Задача Стефана решена численно методом контрольного объема. Построена явная схема численного решения с переменным коэффициентом теплопроводности. Проведено прогнозное моделирование распределения температурных полей в грунте в районе с заданными температурными параметрами окружающей среды в области влияния одной и двух охлаждающих установок в течение 20 лет, а также двух термостабилизаторов и скважины нефтедобычи в течение 10 лет. Построены графики распределения температур для различных моментов времени в плоскостях сечений области решения для изучения поведения фронта фазового перехода «вода – лед» во времени.

Проведенные исследования показали, что прогнозирование изменений температурного режима грунтов в области влияния сезоннодействующих охлаждающих установок является необходимым условием для обоснования строительства жилых и промышленных сооружений в районах распространения вечномерзлых грунтов.

Экспериментальные исследования и моделирование процессов фильтрации флюидов и выноса механических примесей в слабоконсолидированных коллекторах

А.И. Ермолаев

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

Н.Н. Ефимов (АО «ПОЛИЦЕЛЛ»),

А.А. Кильмаматов (ООО «НТЦ НИС-Нафtagас»)

В настоящее время отсутствует общепринятая лабораторная методика выбора и адаптации технологий, направленных на предупреждение выноса песка из слабоконсолидированных коллекторов. Несмотря на невозможность точного моделирования реальных скважинных условий (состав пород, пластовое давление, обводненность продукции, депрессия на пласт и др.), сравнительное тестирование различных подходов и исключение заведомо неуспешных на стадии лабораторного эксперимента в значительной степени способствуют повышению эффективности опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважине.

Анализ осложнений, сопровождающих эксплуатацию скважин на объектах добычи компании «НИС-Нафtagас», обзор имеющихся на рынке технологий, результаты лабораторных экспериментов и математического моделирования скважинных процессов позволили для полевых испытаний рекомендовать химическую технологию укрепления призабойных зон скважин, основанную на закачке кремнийорганической смолы в прискважинную зону. На первом этапе ОПИ операции по закачке смолы оказались успешными только в 40 % случаев. При этом следует отметить, что положительный результат достигался на скважинах, где медианный диаметр слагающих призабойную зону частиц составляет более 0,1 мм. Дополнительным осложняющим фактором может служить сложный гранулометрический состав коллектора (коэффициент сортированности > 20 , коэффициент однородности > 5) и большая доля мелких частиц (содержание фракции менее 44 мкм > 10 %). Дальнейшая экспериментальная работа и моделирование пластовых процессов были направлены на поиск и апробирование решений, позволяющих снизить влияние негативных факторов. К таким решениям относятся:

- предварительная продувка призабойной зоны пласта и насыщение закачиваемой смолы инертным газом; в лабораторных условиях это дало возможность снизить водонасыщенность керновых образцов до 40 % после закачки 20–25 поровых объемов газа, а замеры вязкости смолы на капиллярном вискозиметре показали снижение до 100 и более раз;

- лабораторные исследования на образцах, обработанных смолой различной концентрации; интерпретация экспериментальных результатов позволила определить оптимальную по критерию максимума дебита концентрацию смолы на уровне 36 %; по результатам применения геомеханических моделей прочности Моги – Кулона, Мора – Кулона и модификации модели Ладэ был сделан вывод, что при закачке смолы с концентрацией 36 % прогнозируется достаточная прочность крепления пород, а фазовая

проницаемость по нефти падает лишь на 12 %. При этом запас прочности обработанного коллектора и возможность увеличения депрессии на пласт позволяют компенсировать снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

Повышение успешности обработок скважин на втором этапе ОПИ подтвердили эффективность усовершенствований, разработанных на основе фильтрационных экспериментов и математического моделирования, и позволили перейти к серийному применению технологии.

Моделирование формирования техногенных трещин в низкопроницаемых коллекторах на основе квазиодномерного приближения

*Д.П. Метелева, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв
(ФГАОУ Во «Тюменский государственный университет»)*

Низкопроницаемые коллекторы при использовании системы поддержания пластового давления, сопряженной с закачкой воды, подвержены риску образования техногенных трещин вблизи нагнетательных скважин – трещин автогидроразрыва пласта (автоГРП). В частности, такое явление наблюдалось на участках Приобского месторождения. Развитие трещин вызвано необходимостью поддержания высоких темпов закачки, при которых создаются существенные давления в призабойной зоне пласта, превышающие предельное давление, которое выдерживает порода. Прогнозирование развития трещин невозможно без математического моделирования, причем существующие модели предназначены либо для описания гидроразрыва пласта, либо содержат большой объем входной информации. Поэтому целью работы является создание математической модели формирования техногенных трещин в низкопроницаемых коллекторах на основе квазиодномерного приближения. Впервые учитывается удерживание частиц примеси, содержащихся в воде, вблизи границ трещины в пласте в рамках подхода глубокого проникновения суспензии в пористую среду. Математическая модель основана на законах сохранения массы частиц и воды, законе сохранения импульса и геомеханических соотношениях. Поток суспензии по трещине и ее отток в пласт рассчитываются отдельно в рамках одномерного приближения, уравнения связаны через источники члены. Рассчитана динамика основных параметров трещины автоГРП. Показано, что скорость потока по трещине уменьшается с увеличением координаты по закону Пуазейля, а также на забое скважины в силу выполнения закона сохранения массы при увеличении площади поперечного сечения трещины. Определены ее длина и время ее стабилизации из-за компенсации притока массы в трещину оттоком флюидов.

Повышение точности измерений фазовых проницаемостей горных пород при их определении в области докритических насыщенных водой

М.Г. Ложкин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Исследование фазовых проницаемостей для газовых месторождений в настоящее время осуществляется методом стационарной фильтрации, который позволяет проводить измерения при совместном течении газа и воды. Режимы работы газовых скважин не допускают течения такого рода, поэтому фазовые проницаемости, полученные таким способом, малоинформативны. Большую часть времени месторождения эксплуатируются при росте водонасыщенности за счет подъема воды капиллярными силами при снижении пластового и капиллярного давления, что определяет область докритической насыщенности. При этом результаты определения фазовых проницаемостей стационарным методом экстраполируются в эту область, как правило, полиномиальной функцией, что приводит к неизвестным погрешностям. Кроме того, определение фазовых проницаемостей в области двухфазной фильтрации на пробах горных пород при соблюдении рекомендуемых значений критериев подобия Эфроса приводит к погрешностям измерений в 10 % для несмачивающего флюида и в 20 % для смачивающего.

Для повышения точности измерений фазовых проницаемостей в системе «газ – вода» целесообразно проводить измерения в области докритической водонасыщенности. Измерения в этой области позволяют проводить измерения предлагаемым методом, для которого рекомендуемые значения критериев подобия Эфроса позволяют проводить измерения с методической погрешностью, не превышающей 2,5 %. Кроме того, предлагаемая интерполирующая функция позволит избежать неизвестной погрешности экстраполяции, что также повышает точность измерений.

Предлагаемый метод (указанный в патенте на изобретение RU2806536) состоит в организации фильтрации газа через образцы горной породы, в котором постепенно повышается водонасыщенность вследствие подачи воды совместно с газом. При этом измеряют проницаемость горной породы по газу, что позволяет проводить измерения непосредственно с начала фильтрации.

Новый метод решения обратной задачи интерпретации результатов трассерных исследований

К.М. Федоров, А.Я. Гильманов, И.Л. Михайлин, А.П. Шевелёв (ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»), А.А. Изотов (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

В настоящее время при разработке месторождений остро стоит проблема высокой обводненности добываемой продукции. Одной из причин такого явления считается наличие в пласте каналов низкого фильтрационного сопротивления. Для диагностирования их наличия используются трассерные (индикаторные) методы исследования, заключающиеся в закачке специальных меток через нагнетательные скважины и замере динамики их концентрации в добывающих скважинах. Такие методы позволяют определить параметры канала низкого фильтрационного сопротивления. Однако существующие методы используют предположение о том, что канал формируется между нагнетательной и добывающей скважиной по кратчайшему расстоянию. Поэтому целью работы является создание нового метода интерпретации результатов трассерных исследований, который бы рассчитывал длину всех каналов. В таком методе впервые учитывается диссипация концентрации трассера. Метод основан на решении системы уравнений, включающей соотношение между потоком, пошедшим в канал низкого фильтрационного сопротивления, и потоком, уходящим в пласт, закон Дарси для определения потока по каналу, связь объема оторочки с ее линейным размером и уравнение диссипации концентрации трассера. Коэффициент диссипации трассера определяется настройкой расчетной динамики концентрации трассера на промысловые данные с минимизацией отклонения по методу градиентного спуска. По данным скважин одного из месторождений Западной Сибири проведена апробация разработанного метода. Определены параметры каналов низкого фильтрационного сопротивления для выбранных скважин. Установлено, что в большинстве случаев длина кратчайшего канала низкого фильтрационного сопротивления практически совпадает с расстоянием между нагнетательной и добывающей скважинами, а проницаемость такого канала является наименьшей по сравнению с остальными, которые сформировались в пласте в течение более длительного времени.

Применение технологии цифрового ядра для геологической оценки сланцевого газа в Сычуаньском бассейне

Чжун Кесу, Ши Сюэвен, Ло Чао

*(Юго-Западная нефтегазовая промышленная компания, КННК,
Главная лаборатория провинции Сычуань по оценке и добыче
сланцевого газа)*

В настоящее время параметры оценки коллектора для сланцевого газа в Сычуаньском бассейне в основном включают макроскопические параметры, такие как ТОС, пористость, содержание хрупких минералов и газов, тогда как влияние микроскопических параметров, таких как структура пор, не рассматривается. Однако микроскопическая структура пор может отражать осадочную среду и диагенез сланцевых коллекторов и непосредственно влиять на появление свободного или адсорбированного газа в сланце, что делает ее незаменимой для оценки сланцевых коллекторов. Предыдущие исследователи провели обширную характеристику поровой структуры сланцевых коллекторов с помощью технологии цифрового ядра, однако стандарты оценки поровой структуры не были установлены, что не способствует проведению точной оценки коллектора. В данной статье с помощью сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) и самостоятельно разработанной технологии получения изображений высокого разрешения с большой площади, а также технологии количественной идентификации и анализа минералов проведено исследование тонкого разделения литологии и отдельных параметров поровой структуры коллекторов, начиная с Вуфенг и заканчивая Лонгмакси. Используя шесть параметров, включая ООУ (СЭМ), пористость, поверхностную пористость, удельную поверхность и проницаемость, и основываясь на методе серой корреляции, был создан стандарт оценки литофаций на основе макро-, микропараметров сланца, что позволило получить точную оценку различных литофаций от макро- до микромасштаба. Результат показывает, что кремнисто-сланцевая фация является оптимальной литофацией, обладающей наилучшей структурой и физическими свойствами. Оптимальная зона развивается в районе от Лучжоу до Юйси. Данное исследование позволило успешно оптимизировать и оценить размещение скважин на благоприятных участках сланцевого газа в южной части провинции Сычуань.

Особенности разработки и метрологической аттестации методики измерений коэффициента восстановления проницаемости горных пород в призабойной зоне пласта

*И.А. Паршуков, М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин,
Ю.А. Ашихмин, А.А. Тарасов, О.Г. Зотагин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Коэффициент восстановления проницаемости горной породы характеризует степень снижения фазовой проницаемости по пластовому флюиду после воздействия на нее буровыми растворами или другими технологическими жидкостями, используемыми при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин. Важной задачей недропользователей является выбор буровых растворов и технологических жидкостей для использования на объектах газодобычи, которые обладают минимальными показателями снижения фильтрационных характеристик порового пространства горных пород, для обеспечения максимальных дебитов скважинной продукции.

Тюменский центр исследования пластовых систем (керн и флюиды) выполнил разработку способа оценки измерения проницаемости призабойной зоны пласта (получен патент на изобретение № 2807536), разработку методики измерений коэффициента восстановления проницаемости горных пород в призабойной зоне пласта, совместно с Корпоративным научно-техническим центром метрологического обеспечения провел ее метрологическую аттестацию.

В докладе представлена информация о проведенной серии лабораторных измерений, результаты которой позволили сформировать методический подход при выполнении, изучена нелинейность фильтрации газа при различных перепадах давления, обоснован диапазон измерений коэффициента восстановления проницаемости и обозначены проблемы, которые были решены при выполнении метрологической аттестации методики измерений.

Экспериментальное исследование влияния бурового раствора на полимерной основе на проницаемость низкопроницаемого коллектора

*С.Ю. Рукавишников, А.А. Rogozin, Я.А. Леонов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Процесс вскрытия пласта бурением является ключевым этапом строительства скважины, влияющим на будущие показатели добычи. На этом этапе происходит значительное снижение естественной проницаемости пласта, что особенно важно в контексте разработки коллекторов трудноизвлекаемых запасов. При этом имеется крайне ограниченное количество исследований влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемых коллекторов.

В данной работе представлены результаты исследования влияния раствора на полимерной основе на проницаемость керна с низкой абсолютной проницаемостью (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Экспериментально установлено отсутствие влияния фильтрата бурового раствора рассматриваемого состава на проницаемость керна. Показана возможность практически полного восстановления исходной проницаемости коллектора. Это возможно в случае использования раствора на полимерной основе, если размер частиц твердой части бурового раствора больше размера пор.

В работе также представлены результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств трех образцов керна (абсолютная проницаемость: $0,290 \cdot 10^{-3}$ мкм², $0,640 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $0,857 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и бурового раствора на полимерной основе. При исследовании реологических характеристик бурового раствора установлено несоответствие широко распространенной в промысловой практике модели Бингама – Шведова фактическим значениям напряжения сдвига. Различие особенно заметно в области малых значений скоростей сдвига, характерных для реальных условий бурения. Предложено использовать модель Гершель – Балкли, которая лучше описывает реологию растворов на полимерной основе со структурообразователем.

Цифровое моделирование течения флюидов в пустотном пространстве горных пород

Д.А. Ивонин, В.Я. Шкловер
(ООО «Системы для микроскопии и анализа»)

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нефти и газа традиционно могут быть оценены на основе данных каротажа или прямым образом измерены в процессе лабораторных экспериментов. Развитие инструментов визуализации внутренней структуры пористых сред, совершенствование методов компьютерного моделирования и повышение доступности высокопроизводительных вычислений привело к появлению третьего источника информации о фильтрационно-емкостных свойствах образцов керна – цифровых фильтрационных экспериментов. В настоящий момент цифровые эксперименты обладают всем необходимым для того, чтобы стать рутинным инструментом для геологов и петрофизиков. В докладе приведены примеры цифровых экспериментов, которые могут быть выполнены на рабочей станции потребительского класса, т.е. не требуют применения кластеров и суперкомпьютеров.

Рассмотренные цифровые эксперименты демонстрируют не только высокую сходимость с экспериментальными результатами, но и позволяют детально наблюдать процессы фильтрации в масштабе пор. Это позволяет использовать их для решения прикладных задач:

- обоснованного отбора образцов для последующих лабораторных экспериментов;
- поиска образцов-аналогов среди существующей коллекции;
- оценки ФЕС образца в условиях, которые затруднительно создать в лабораторном эксперименте;
- оценки ФЕС низкопроницаемых и неконсолидированных образцов в случаях, когда лабораторные исследования занимают длительное время или невозможны;
- оценки коэффициента остаточной водонасыщенности;
- оценки ОФП для различных пар флюидов на одном образце.

В то же время в процессе разработки месторождений нефти и газа цифровые фильтрационные эксперименты могут быть использованы для оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи, учета влияния кольматации пустотного пространства при бурении, оценки свойств пропанта под действием внешних нагрузок, а также ряда других задач.

Лабораторная оценка эффективности смешивающего и несмешивающегося режима вытеснения нефти при водогазовом воздействии

А.М. Горшков
(АО «Геология»)

Для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов в последнее время в России все больший интерес набирает метод водогазового воздействия (ВГВ / WAG). Поочередная циклическая закачка в пласт подтоварной воды и углеводородного газа обеспечивает более эффективное вытеснение нефти за счет увеличения охвата пласта воздействием, а также стабилизацию фронта вытеснения благодаря снижению прорыва газа. В зависимости от пластовых термобарических условий, состава нефти и состава углеводородного газа закачки могут формироваться смешивающийся и несмешивающийся режимы вытеснения нефти, которые будут влиять на гистерезис ВГВ.

Объектом исследования являлся процесс вытеснения нефти газом разного состава при водогазовом воздействии в лабораторных условиях на керновых моделях в пластовых условиях одного из месторождений Оренбургской области.

Подготовка образцов керна к фильтрационным исследованиям включала стандартные процедуры. В качестве пластовой нефти выступали рекомбинированные пробы нефти; в качестве газа закачки использовался углеводородный газ двух составов; для заводнения использовалась модель воды системы ППД на месторождении.

Водогазовое воздействие подразумевало циклическую закачку воды системы ППД и углеводородного газа в количестве 3 шт. Соотношение закачиваемой воды и газа составляло 1:3,5. По результатам фильтрационных тестов водогазовое воздействие в режиме несмешивающегося (IWAG) вытеснения показало высокую эффективность по сравнению с простым заводнением и закачкой газа в чисто нефтяную залежь. При смешивающемся вытеснении (MWAG) углеводородный газ является эффективным агентом вытеснения как в составе циклической закачки воды и газа, так и индивидуально.

Экспериментальные данные ВГВ позволят рассчитать параметр Лэнда; параметр снижения ОФП по газу при вторичном дренаже, а также параметр модификации остаточной нефтенасыщенности, которые необходимы для гидродинамического моделирования WAG-гистерезиса на месторождении.

Кислотная обработка кальцитных коллекторов растворами карбоновых кислот: 1. Механизм растворения

*Н.А. Прокудина, А.С. Габисов
(Апрелевское отделение ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Работа посвящена проблеме кислотной обработки карбонатных коллекторов в целях интенсификации добычи нефти. Проведены лабораторные исследования по растворению моделей кальцитной породы водными растворами карбоновых кислот различной основности: одноосновных муравьиной, уксусной, молочной и аскорбиновой, двухосновных яблочной и щавелевой, трехосновной лимонной.

С помощью весового и волюмометрического методов анализа выполнены кинетические исследования по обработке дезинтегрированных и монолитных образцов кальцита 0,005–1 М растворами карбоновых кислот при 22 и 80 °С.

Рассчитаны кинетические параметры (порядок кислотности, константа скорости реакции) поверхностной реакции химического взаимодействия кальцита с карбоновыми кислотами. Определены лимитирующие стадии и установлен механизм процесса растворения кальцита в растворах карбоновых кислот. Выявлена взаимосвязь константы скорости поверхностной химической реакции со свойствами карбоновых кислот (основность, показатель кислотности, наличие дополнительных функциональных групп).

Проанализировано образование поверхностного пограничного слоя на поверхности кальцита и его влияние на диффузию молекул кислоты и продуктов реакции. Установлена зависимость скорости растворения кальцита от растворимости образующейся на поверхности карбоксилатной соли.

**Кислотная обработка кальцитных коллекторов
растворами карбоновых кислот:
2. Фильтрационные, ЯМР и КТ исследования**

*А.С. Габисов, Н.А. Прокудина, П.В. Кошкин,
Ф.Б. Исаходжаев, А.В. Бондарь
(Апрелевское отделение ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Доклад посвящен проблеме интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов с помощью кислотной обработки.

По результатам исследований модельных систем выбраны карбоновые кислоты для обработки карбонатных коллекторов продуктивных отложений нефтяных месторождений. С помощью лабораторных фильтрационных испытаний проведена оценка воздействия различных карбоновых кислот на кальцитные породы в пластовых условиях для увеличения притока нефти из призабойной зоны к стволу добывающей скважины.

Определены параметры процесса образования доминантных червоточин в кальцитных коллекторах при их обработке растворами карбоновых кислот при 22 и 80 °С.

Изменения, происходящие в пористой структуре кальцитной породы после ее обработки растворами карбоновых кислот, проанализированы методами ядерно-магнитного резонанса и рентгеновской компьютерной томографии.

Исследование эффективности воздействия различных кислотных систем на породы аномального разреза баженовской свиты

*В.А. Ерофеев, А.В. Звездов
(ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Были проведены фильтрационные эксперименты по определению проницаемости по воде до и после закачки различных кислотных композиций на единичных стандартных образцах керна аномального разреза баженовской свиты в пластовых условиях для оценки влияния на фильтрационно-емкостные свойства и добычных возможностей отложений баженовской свиты, вскрытых параметрической скважиной.

Были использованы следующие кислотные системы: раствор соляной кислоты, раствор грязевой кислоты.

Был использован метод рентгенофазового анализа для определения изменения минерального состава пород аномального разреза баженовской свиты.

На основе комплекса экспериментов оценено влияние кислотных систем на изменение проницаемости пород аномального разреза баженовской свиты и был выбран оптимальный дизайн обработки призабойной зоны пласта.

Определение оптимального режима закачки кислотных растворов в карбонатный пласт

*Ю.А. Ашихмин, Я.Э. Юрил, Д.А. Панюков, А.Б. Дерендяев,
Т.Н. Ашихмина, А.А. Тарасов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Кислотные обработки карбонатных коллекторов являются наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи углеводородной продукции и гидроминерального сырья. Этот вид обработок позволяет искусственно улучшить гидродинамическую связь пласта со скважиной путем увеличения числа и размера дренажных каналов. Для формирования каналов фильтрации в карбонатных породах преимущественно используются кислотные составы на основе соляной кислоты.

На сегодняшний день существуют различные технологии проведения кислотных обработок: от кислотных ванн с низкой скоростью обработки до кислотного ГРП с высокой скоростью закачки. На экспериментальном уровне подбираются оптимальные режимы закачки кислотных составов, позволяющие сформировать в породе каналы растворения – червоточины.

В докладе представлены результаты лабораторных исследований по оценке эффективности воздействия кислотных составов на образцы керна, отобранного из карбонатного комплекса Ковыктинского ГКМ. Определена скорость химической реакции карбонатной породы с кислотными составами. Выполнены фильтрационные эксперименты при различных скоростях закачки кислотного состава в породу. Методом компьютерной томографии выполнена визуализация изменений пустотного пространства породы. По результатам лабораторных исследований в зоне повышенных коллекторских свойств установлен оптимальный режим скорости закачки кислотного состава, позволяющий сформировать доминирующий канал растворения.

Фильтрационные свойства гироидных структур

*В.Б. Демьяновский, А.С. Дрозд, Д.А. Каушанский
(ИПНГ РАН)*

В нефтяной и газовой промышленности из коллектора выносятся песок, что приводит к серьезным осложнениям, особенно на поздних стадиях разработки месторождения, быстрому износу скважинного и наземного оборудования и резкому снижению темпов отбора. Для ограничения выноса песка и механических примесей используют противопесочные фильтры различных конструкций.

В данной работе предложен скважинный фильтр, фильтрующая поверхность которого представляет собой трижды периодическую минимальную поверхность типа гироид.

Сегодня достаточно актуальным направлением является исследование гироидных структур в различных сферах науки, направленное в основном на прочностные свойства гироида, без затрагивания вопросов фильтрации. В данной работе речь пойдет как раз о фильтрационных свойствах данной структуры.

Изготовление физических образцов гироидной структуры происходит с использованием систем автоматизированного проектирования, специальных программ для подготовки файла к печати и 3Д-печати. Для испытаний были подготовлены образцы гироидного фильтра с различной пористостью: 30, 40, 50 и 60 %.

Для определения проницаемости подготовленных образцов используется установка для исследования фильтрационных свойств и закон фильтрации Дарси.

По результатам фильтрационных исследований можно сделать вывод, что полученная структура обладает высокой проницаемостью и использовать ее для фильтрации жидкостей и газов целесообразно. Также проницаемость можно регулировать перед началом печати, в широком диапазоне. На данном этапе разработки проводятся исследования по подбору методики удержания механических примесей, а также подана заявка на изобретение. Стоит отметить, что данные исследования являются актуальными, требуют внимания и дальнейшего изучения.

ЗАОЧНЫЕ ДОКЛАДЫ

Прогнозирование фазового состояния пластовых флюидов и нефтяных фракций на основе SAFT-уравнений состояния с применением нейросетевого моделирования

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

Применение уравнений состояния для оценки фазового состояния нефтяных и газоконденсатных систем сопряжено с рядом трудностей, обусловленных отсутствием уравнений состояния для плохо исследованных компонентов смеси и расчетом констант уравнений (псевдокритических свойств, критериев подобия, параметров потенциала межмолекулярного взаимодействия) применительно к псевдокомпонентам, которыми моделируются фракции и «тяжелый» остаток пластовых флюидов.

Перспективными для моделирования фазовых равновесий сложных углеводородных смесей, по мнению авторов доклада, являются уравнения состояния, разработанные в рамках SAFT- подхода. Подобные уравнения описывают не только отдельный гомологический ряд, но и различные группы веществ, характер межмолекулярных взаимодействий в которых описывается потенциалом, заложенным в данное уравнение состояния. Это позволяет рассчитывать свойства как углеводородных, так и неуглеводородных компонентов пластовых флюидов уравнением состояния единой формы.

В докладе представлен метод идентификации характеристических констант CP-PC-SAFT уравнения состояния применительно к псевдокомпонентам, которыми моделируется «тяжелый» остаток пластовых флюидов. Метод базируется на обученной нейронной сети, входными параметрами для которой являются псевдокритические параметры псевдокомпонентов. Обучение сети производилось на массиве данных о критических константах углеводородов различного строения. Представлены результаты тестирования на массиве экспериментальных данных о давлениях начала кипения и конденсации газовых конденсатов и фракций нефти. Показано, что точность описания фазовых равновесий соответствует точности современных многоконстантных и кубических уравнений состояния. При этом математически модель значительно проще и численно устойчивее, в частности, вблизи точки начала замерзания смеси, где применение эмпирических уравнений состояния может приводить к «нефизическому» виду пограничной кривой.

Применение технологии машинного обучения при прогнозировании плотности сложных углеводородных систем

*Б.А. Григорьев
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Д.В. Болдырев, А.И. Колдаев
(Северо-Кавказский федеральный университет,
Невинномысский технологический институт (филиал))*

Предложен новый подход к использованию уравнения состояния PC-SAFT для определения плотности нефтепродуктов. Использована «квази-одножидкостная» модель, согласно которой нефтепродукт рассматривался как вещество с известной мольной массой M и относительной плотностью ρ_4^{20} . Параметры m , σ и ε/k уравнения состояния PC-SAFT найдены путем обработки данных о плотности 59 образцов в интервале температур 20–200 °С при давлениях до 60 МПа. Образцы существенно различались физико-химическими свойствами и групповым углеводородным составом. Для прогнозирования значений m , σ и ε/k использована технология машинного обучения. Исследованы модели искусственных нейронных сетей с различным количеством скрытых слоев, обучение и перекрестная проверка которых проводились с использованием тренировочного набора данных по различным алгоритмам. Оценка качества прогнозирования проводилась с использованием тестового набора данных, не включенных в обучение. По критериям максимальной точности и минимальных вычислительных затрат для независимого определения каждого параметра наилучшей признана нейронная сеть с тремя скрытыми слоями с архитектурой (2-50-20-50-1), обученная по алгоритму байесовской регуляризации. Она показала высокую степень соответствия значений m , σ и ε/k , определенных по экспериментальным данным о плотности нефтепродуктов и их прогнозируемых значений. Тестирование уравнения состояния PC-SAFT с прогнозными значениями m , σ и ε/k в широком интервале температур и давлений показало, что средняя погрешность определения плотности сопоставима с погрешностью ее измерения.

Предложены двухпараметрические уравнения для нахождения m , σ и ε/k как функций M и ρ_4^{20} , обеспечивающие среднюю погрешность расчета плотности по уравнению состояния PC-SAFT 0,5 %. Их применение признано целесообразным в условиях отсутствия эмпирической информации о плотности нефтепродуктов.

Варианты основных гидродинамических моделей гетерофазного многокомпонентного флюида при нефтегазодобыче

*В.Н. Сокотущенко (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Е.Б. Григорьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Построение гидродинамических моделей нефтегазодобычи и их применение на практике при разработке месторождений углеводородного сырья выполняется в соответствии с проектом разработки конкретной залежи. Поэтому способы построения уточненных гидродинамических моделей весьма актуальны в ходе проектирования систем разработки залежей. Эти модели применяются в том числе для установления закономерностей течения добываемого флюида со сложным составом пластовых флюидов и аномальными термобарическими условиями с целью повышения нефтегазоотдачи. В частности, в настоящее время востребованы модели поведения пластовых смесей с низким конденсатным фактором (содержание конденсата менее 80 г/м^3 и мольной долей компонентов C_{5+} менее 2 %), характерных для таких нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений Группы Газпром, как Чаяндинское и Ковыктинское.

Для указанных месторождений углеводородного сырья разработан и предложен ряд уточненных вариантов гидродинамических моделей с учетом неравновесного поведения гетерофазного многокомпонентного флюида в пористой среде и в свободном объеме. Получена форма записи уравнений неразрывности с учетом неравновесных фазовых переходов. При этом основной смысл преобразований заключается в разделении уравнений на фазовые уравнения относительно плотностей и скоростей и уравнения относительно массовых долей компонентов в фазах. Такое разделение фазовых неизвестных и неизвестных относительно составов компонентов в уравнениях облегчает получение как численных, так и аналитических решений в задачах прикладной теории фильтрации при проектировании систем разработки залежей нефти и газа.

Разработанные уточненные варианты гидродинамических моделей с учетом неравновесной кинетики процессов массообмена между фазами и диффузионных потоков позволяют учесть такие эффекты, как неустойчивость работы газоконденсатных скважин, а также на макроуровне предложить рекомендации по управлению процессами разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Процессы в призабойной зоне газоконденсатных скважин

*Зиуани Сара (Университет М'хамеда Бугара Бумердеса,
Алжирский нефтяной институт),
Гареше Мурад (Университет М'хамеда Бугара Бумердеса)*

Добыча из газоконденсатных скважин представляет собой сложную задачу из-за блокировок в скважине, что требует проведения исследований для разработки эффективных технологий обработки. Эти исследования должны начинаться с определения типов, причин, механизмов, профилактики и методов обработки блокировок. Каждый метод обработки выбирается путем скрининга кандидатов и имеет свои преимущества и ограничения в зависимости от различных факторов, таких как геологические условия резервуара (например, состояние напряжений), производственные факторы (например, качество цементации и плотность простреливания, приводящие к песчаной блокировке), химический состав (например, ионы и компоненты в пластовой жидкости, вызывающие образование накипи), термодинамические условия (например, свободная вода, вызывающая образование гидратов), образование воска (например, осаждение молекул воска из газоконденсата) и динамика потока и конструкция скважины (например, факторы, вызывающие жидкостную загрузку). Этот обзор помогает не только выявить скважины, в настоящее время испытывающие проблемы в призабойной зоне, но и прогнозировать потенциальные проблемы в «здоровых» скважинах, что позволяет принимать упреждающие меры по их устранению.

Оценка воздействия пластовых сред на объекты газовых месторождений и подземных хранилищ газа в коррозионно-агрессивных условиях эксплуатации

Р.К. Вагапов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

На надежность и безопасность работы газовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) влияет ряд коррозионных факторов, определяемых пластовыми условиями. Основным способом оценки причин внутренней коррозии и степени ее опасности по отношению к газовым объектам являются коррозионные исследования. Важным дополнительным источником информации при определении технического состояния этих объектов могут быть исследования пластовых условий эксплуатации и их взаимодействия со стальными скважинным оборудованием и промышленными газопроводами. С помощью методов рентгеновской дифракции и сканирующей электронной микроскопии было проведено определение состава и свойств отложений, образующихся в процессе коррозии на внутренней поверхности газопроводов. В зависимости от пластовых условий на стали могут образовываться как плотные, так и несплошные, рыхлые, пористые отложения (продукты коррозии) с различными защитными свойствами.

По результатам анализа продуктов коррозии (FeS разной модификации и элементарная сера) была определена причина коррозионных повреждений на одном из ПХГ, которое произошло из-за продолжительного воздействия малых количеств H₂S. Такое воздействие привело к критическому утонению стенки газопровода по нижней его образующей в местах скопления и контакта с выносимыми из пласта водами при откачке газа из ПХГ.

Исследование отложений, образующихся при воздействии CO₂ или H₂S на стальные трубопроводы газовых месторождений, позволило установить ряд основных закономерностей и механизмов влияния пластовых условий на протекание углекислотной и сероводородной коррозий. При воздействии H₂S образуются две модификации FeS (тетрагональная и кубическая), которые отличаются по их соотношению и по общей толщине отложения в паровой и водной фазах. В CO₂-содержащей среде образуются сидериты стехиометрического или нестехиометрического состава, от свойств которых зависят их защитный функционал и развитие коррозионных процессов. В отложениях на газопроводах совместно с сидеритом в ряде случаев был обнаружен кварц из пластовых пород, который может как разрушать слой продуктов коррозии, так и встраиваться в их каркасную структуру.

Изучение анизотропии упругих и прочностных свойств образцов кернa Чаяндинского НГКМ

*С.А. Муминов (ИПНГ РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
С.Н. Попов (ИПНГ РАН),
В.Т. Исмаилов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В рамках рассмотренных исследований были проведены лабораторные эксперименты на образцах кернa, выбуренных под углом 45° , перпендикулярно и параллельно напластованию, по изучению анизотропии упругих и прочностных свойств пород-коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского НГКМ. Исследования проводились как статическим, так и динамическим методами.

Результаты, полученные динамическим методом, показали, что наблюдается небольшое отклонение скоростей пробега продольной и поперечной волны для образцов, выбуренных под углом 45° , и перпендикулярно напластованию в сторону уменьшения значений по сравнению с образцами, выбуренными параллельно напластованию. Аналогичный результат был получен для динамического модуля Юнга. Для динамического коэффициента Пуассона какая-либо связь между данной характеристикой для образцов, выбуренных под углом, перпендикулярно и параллельно напластованию отсутствовала – коэффициент корреляции близок к нулю, аппроксимирующая функция близка к линии равных значений, что говорит об отсутствии анизотропии для данной характеристики.

Согласно данным упругих свойств, определенных статическим методом, как и для динамических, наблюдается небольшое снижение величины модуля Юнга для образцов, выбуренных под углом и перпендикулярно напластованию. Проявление анизотропии для параметра коэффициента Пуассона не выявлено. Анализ величин пределов прочности при сжатии показал, что данная характеристика почти не отличается для образцов, выбуренных под углом 45° , перпендикулярно и параллельно напластованию.

По результатам лабораторных экспериментов можно сделать основной вывод о том, что для рассмотренных продуктивных пластов Чаяндинского месторождения анизотропия геомеханических характеристик пород-коллекторов явно не выражена, и данный факт может быть учтен при геомеханическом моделировании рассмотренного месторождения.

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов: вызовы и перспективы

*А.А. Константинов, В.Т. Исмаилов, С.П. Цыбульский,
Ш.Ш. Нурматов, Т.Д. Хабибуллин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТЗУ), такие как нефть и газ, находятся в труднодоступных районах или сложных геологических условиях, например, в арктических регионах и сланцевых пластах. Эти ресурсы становятся все более важными для мировой энергетики, так как запасы легко доступных углеводородов истощаются. Для добычи ТЗУ требуются специальные технологии, например, горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта, которые позволяют извлекать углеводороды из пластов с низкой проницаемостью.

Основные вызовы связаны с высокими затратами, сложными условиями добычи и значительным воздействием на окружающую среду. Например, разработка глубоководных или сланцевых месторождений требует значительных финансовых вложений и применения сложных технологий. Тем не менее инновации, такие как инжекция пара для добычи тяжелой нефти, использование фракционирующих агентов и сжиженного газа для увеличения проницаемости пластов, позволяют улучшить эффективность добычи.

Технологические инновации продолжают развиваться. Интеллектуальные системы управления скважинами, нанотехнологии и суперкритические флюиды помогают оптимизировать процесс добычи и снизить затраты. Наночастицы, например, могут улучшить проницаемость пластов и повысить эффективность фракционирующих агентов. Повторное бурение законсервированных скважин с использованием новых технологий также открывает доступ к ранее недоступным запасам.

Перспективы добычи ТЗУ зависят от дальнейшего развития технологий, которые помогут снизить затраты, повысить эффективность и минимизировать экологический ущерб. Важным направлением является создание экологически чистых технологий и оптимизация процессов добычи, что позволит странам, обладающим ТЗУ, повысить энергетическую независимость и экономическую стабильность.

Влияние термобарических условий на некоторые петрофизические параметры горных пород

*И.Б. Крюкова, Е.Б. Григорьев, Ш.Ш. Нурматов, С.П. Цыбульский
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Важной задачей исследования керна является получение интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин.

Разработка месторождений происходит в условиях изменяющегося эффективного давления. На установке высокого давления ПУМА-650, позволяющей моделировать термобарические условия, проведены исследования коллекции образцов песчаников в условиях эффективного давления, меняющегося в пределах 2–37 МПа. Целью эксперимента является оценка влияния эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств образцов горных пород. Получены зависимости пористости в пластовых условиях от пористости в атмосферных условиях, параметра пористости от пористости, интервального времени от пористости. Полученные результаты имеют большую значимость при построении петрофизических моделей.

Оценка перспектив нефтегазоносности слабозабуренных территорий по данным комплексных исследований ретро-керн (на примере южной части Припятского прогиба)

*В.В. Даниленко, А.А. Ерошенко, Е.А. Калейчик
(НПО «БелНИПИнефть»)*

Рассмотрены перспективы нефтегазоносности наименее изученного Южного структурного района Припятского прогиба. В основу работы положены результаты впервые проведенных современных исследований кернового материала, отобранного в скважинах старого фонда, пробуренных в 1970–1980 гг.

На основании результатов седиментологических, геохимических, минералогических и петрофизических исследований наибольший интерес с позиции перспектив нефтегазоносности представляют елецко-петриковские отложения, сформированные в областях отмели шельфа. В разрезе отложений получили развитие смешанные кварцево-карбонатные разности с высоким нефтегенерационным потенциалом. В таких породах фиксируются достаточно высокие значения как тяжелых, так и легких углеводородов. Содержание тяжелых УВ достигает до 40 мг и более УВ/г породы, легких УВ до 2–4 мг и более УВ/г породы. Тип органического вещества – смешанный (морской + континентальный).

Полученные результаты пиролиза ретро-керн методом Rock-Eval дали возможность провести геохимическое районирование территории. В частности, впервые для Припятского прогиба удалось построить карту зрелости органического вещества. По полученным данным, в пределах района выделяются два основных предполагаемых очага нефтегенерации – Ю-Валавский и Аравичский. В пределах подобных зон вероятнее всего происходило образование УВ и последующая их миграция.

Выделены две основные зоны аккумуляции УВ – Западно-Софиевская и Ельская. Среднее содержание органического углерода здесь достигает 2,0–2,4 %, при содержании по отдельным пробам – 6–9 %. Исходя из таковой картины, можно предположить, что в именно в эти зоны могли мигрировать УВ, образованные на юге в пределах основных очагов повышенных температур.

Впервые полученные результаты комплексных исследований ретро-керн положены в основу прогноза перспективных объектов на бурение в пределах слабозабуренного Южного структурного района Припятского прогиба.

**Всесторонняя характеристика кернового материала
нефтематеринских отложений – основа прогноза ресурсов
углеводородов нетрадиционных пород-коллекторов
(на примере отложений елецко-петриковского возраста
Припятской впадины)**

*А.А. Ерошенко, П.П. Повжик, Е.А. Калейчик, В.В. Даниленко
(РУП «ПО «Белоруснефть» НПО «БелНИПИнефть»)*

Успех геологоразведочных работ на поиск углеводородов в пределах любой нефтегазоносной провинции всегда определялся степенью изученности процессов их генерации, миграции и аккумуляции в залежи.

Выполненный комплекс камеральных и лабораторных исследований в направлении изучения нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста позволил доказать перспективы нефтеносности указанных отложений в пределах основных структурно-тектонических зон Припятского НГБ.

Цель работы: создание эффективного комплекса лабораторных и камеральных исследований для определения стратегии и тактики поисков и освоения зон нефтегазонакопления нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста ((нижний фамен) (D_{3el(tr)}-D_{3ptr})) с учетом специфики Припятского НГБ.

По результатам выполненного комплекса лабораторных исследований на керновом материале удалось установить:

- перспективы нефтегазоносности нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста (углеводородный и генерационный потенциалы);
- специфику распределения потенциального коллектора с подвижными углеводородами в разрезе (минералогия, фильтрационно-емкостные свойства);
- региональное распространение нетрадиционных пород-коллекторов елецко-петриковского возраста в пределах Припятского НГБ и их углеводородный потенциал.

Выполненный комплекс лабораторных исследований на керновом материале лег в основу выполнения работ по определению перспектив нефтегазоносности нетрадиционных пород-коллекторов; проведению корреляционных зависимостей нефть-нефть и нефть-нефтематеринская порода; созданию минералогической, литолого-фациальной, петрофизической, геологической, гидродинамической, геомеханической моделей; уточнению подсчетных параметров для нетрадиционного коллектора, оценке ресурсной базы УВ; размещения проектного фонда скважин; оценке перспектив освоения ресурсов УВ.

Результаты научно-исследовательских работ, направленных на повышение углеводородоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки

*А.Н. Волков, Т.Г. Ксёنز, К.Ю. Жданов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Эксплуатация крупных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений на режиме естественного истощения приводит к потерям значительных объемов высокомолекулярных углеводородов (УВ) и заземлению добываемого газа при активном развитии водопроявлений. На сегодняшний день разработка технологий воздействия на истощенные продуктивные пласты является актуальной задачей повышения УВ-отдачи разрабатываемых месторождений.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в том числе в филиале в г. Ухте, на протяжении многих лет выполнялись разнонаправленные научно-исследовательские работы, ориентированные на повышение УВ-отдачи нефтегазоконденсатных месторождений применительно к их поздней стадии разработки.

Исследования на основе физического и математического моделирования были направлены на изучение закономерностей фазовых превращений, возможностей образования техногенных оторочек и эффективности воздействия на продуктивные отложения и призабойную зону скважин различными технологиями.

На основе результатов выполненных работ были разработаны предложения по их промысловым испытаниям, в том числе применительно для Вуктыльского НГКМ.

Методический подход комплексной оценки качества и исследования глубинных проб пластовых флюидов

*А.О. Зубков, К.Е. Москвин, Р.Ш. Шумасов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Глубинные пробы пластовых флюидов отбираются для получения ценной информации о составе и свойствах пластового флюида на всех этапах жизненного цикла месторождения.

Основным условием получения достоверной информации является качество пробы, а именно, насколько близко отобранная проба воспроизводит по компонентному составу «истинную» пластовую систему.

Определение качества отобранных глубинных проб пластовых флюидов является одной из важных составляющих комплексных лабораторных исследований на всех этапах разработки месторождения.

Специалистами Тюменского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) разработан комплексный подход для оценки качества проб пластовых флюидов и их дальнейшего исследования.

В настоящий момент согласно СТО Газпром 2-3.3-1258-2021, регулирующим процедуру оценки качества, глубинная газоконденсатная проба признается качественной, если давление в пробоотборной камере отличается не более чем на 3 % от давления отбора и содержит не более 5 % жидкой фазы от объема пробоотборника.

Разработанный комплекс мероприятий по оценке качества глубинных проб, дополняющий существующие для более детальной оценки, включает:

- входной контроль поступивших в лабораторию проб, включающий внешний осмотр пробоотборников, а также анализ промысловой информации, сопровождающей пробу;
- проверка соответствия давления в пробоотборной камере давлению отбора при температуре отбора;
- перевод пробы из глубинного пробоотборника в лабораторный контейнер поршневого типа через вибрационный плотномер высокого давления для определения фаз по плотности флюида;
- проведение опыта стандартной сепарации и последующего хроматографического анализа для определения компонентно-фракционного состава и наличия возможного присутствия технологических примесей в отобранных пробах;
- определение давления начала ретроградной конденсации или насыщения пробы;
- анализ информации, полученной по результатам вышеперечисленных работ и принятие решения о целесообразности дальнейшего исследования пробы.

Используемый комплексный подход позволяет снизить риск получения недостоверной информации по результатам проведения лабораторных работ, а также снизить трудозатраты вследствие исключения некачественных проб из дальнейшей программы исследований.

Способы интенсификации притока газа к скважинам ПХГ при кольматации призабойной зоны

*С.А. Шулепин, О.В. Николаев, М.В. Пятахин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В связи с возникающими осложнениями при эксплуатации скважин ПХГ, в частности скважин Касимовского ПХГ, периодически проводятся хорошо зарекомендовавшие себя соляно-кислотные обработки (СКО) призабойной зоны пласта (ПЗП). При этом на ряде скважин положительный эффект не достигается в течение многих циклов обработок.

В ходе проведенной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» научно-исследовательской работы по интенсификации притока газа и регенерации гравийных фильтров в скважинах ПХГ были выявлены причины неэффективного применения СКО. В частности, была обнаружена кольматация (загрязнение) ПЗП солями сульфата кальция (CaSO_4) и их полная химическая инертность к известным маркам применяемых реагентов на основе соляной кислоты.

Проведенные модельные расчеты на основе гидрохимического состава пластовых вод различных горизонтов, анализ истории СКО, анализ накопленного в институте банка данных по образцам натурального кольматанта с ряда хранилищ позволили определить алгоритм выявления скважин, ПЗП которых сцементирована солями сульфата кальция.

В результате проведенных лабораторных исследований был получен принципиально новый реагентный состав ВКМР-9, полностью растворяющий натуральный кольматант на основе CaSO_4 и ранее не применявшийся на газовых скважинах.

Единовременно, в рамках поставленных задач, были проведены работы по разработке отраслевого реагентного состава ВКМР-8, представляющего собой усовершенствованный аналог продуктов, существующих на рынке поставщиков, на основе ингибированной соляной кислоты для растворения кольматанта ПЗП, содержащего соли карбоната кальция (CaCO_3).

Оба реагентных состава прошли успешные лабораторные испытания и были запатентованы так же, как и способы их применения. Разработан и утвержден Технологический регламент на проведение ремонтных работ такими составами.

Использование многодатчиковой технологии термогидродинамических исследований в горизонтальной скважине при определении работающих интервалов

*Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, Т.Р. Хабиров
(Ухтинский государственный технический университет),
А.И. Имаев, В.В. Баженов (ООО «ТНГ-Групп»)*

Наиболее информативным для определения параметров пласта и скважины является метод исследования формирования температурных полей на нестационарных режимах фильтрации, отражающий динамику неустановившихся процессов перераспределения полей давления и температуры в пласте, призабойной зоне пласта и в скважине. Скачкообразное снижение давления в скважине приводит к проявлению в начальные моменты времени адиабатического эффекта, а в дальнейшем при наличии работающих пластов и баротермического эффекта. В процессе исследования термограмма демонстрирует нестационарные процессы проявления термодинамических эффектов, характеризующих свойства горных пород, ствола скважины и работающие интервалы.

В работе рассматриваются результаты исследований формирования температурного поля в горизонтальной скважине по многодатчиковой технологии, включающей систему распределенных датчиков давления и температуры по длине ствола скважины. Данная технология позволяет получить мгновенную картину изменения полей давления и температуры по стволу скважины в процессе эксплуатации горизонтальной скважины. При нестационарном режиме фильтрации, возникающем при пуске, остановке или смене режима работы скважины, на забое скважины наблюдается совокупность проявления адиабатического и баротермического эффектов, а также конвективного и кондуктивного теплообмена. Все это создает возможность с использованием термогидродинамических симуляторов определить фазовое состояние флюида, работающие интервалы в горизонтальной скважине.

В работе приведена методика определения состава флюида и работающих интервалов на основе анализа данных изменения давления и температуры. Приведены результаты практических исследований по скважинам и результаты интерпретации с использованием математических моделей.

Решение задач экологии и оценка техсостояния скважины методом активной термометрии

*Д.В. Космылин, Ф.Ф. Давлетшин, Р.А. Валиуллин
(Уфимский университет науки и технологий)*

При увеличении пластовых давлений на месторождении в результате закачки воды в пласты; при проведении перфорационных работ; плохой цементации затрубного пространства; отсутствие своевременного ремонта скважин, эксплуатируемых длительное время, приводят к возникновению гидравлических связей между продуктивными пластами (вода/нефть). Гидравлические связи, или заколонные перетоки, негативно влияют на экологию, а именно приводят к загрязнению пресноводных горизонтов. Для нефтедобывающих компаний появление заколонных перетоков приводит к обводнению добываемой продукции.

Классические методы ПГИ не всегда однозначно могут обнаружить наличие заколонного перетока, особенно трудности возникают при заколонном перетоке сверху – вниз; в скважинах с коротким зумпфом; при наличии перетока без выхода во внутреннее пространство обсадной колонны.

В Уфимском университете разработана технология активной термометрии, суть которой заключается в наличии дистанционно управляемого индукционного нагревателя, создающего тепловую метку в стволе скважины. Наблюдая за ее формированием, движением, расформированием после выключения индуктора, можно решить различные задачи. При этом наблюдение за тепловой меткой осуществляется распределенными датчиками температуры, которые измеряют температуру внутренней стенки обсадной колонны.

Проведенные экспериментальные и теоретические исследования показали высокую эффективность выявления заколонных перетоков; возможность определения направления перетока; оценить количественно его интенсивность; определить секторный заколонный переток за счет распределенных датчиков; отличить переток за обсадной колонной от внутривластового перетока (конусообразование).

В докладе обсуждаются результаты математического моделирования, лабораторных экспериментов и опытных исследований методом активной термометрии в добывающих и нагнетательных скважинах.

Практика работы с керном на примере седиментологического анализа скважины у Соболах-Неджелинского месторождения (Восточная Сибирь)

*Е.В. Таскаева, Е.В. Цветкова, О.Ю. Мельничук
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Объектом исследований являются нижнеюрские терригенные отложения, слагающие I и II продуктивные горизонты геттанг–плинсбахского возраста, относящиеся к верхней части кызылсырской свиты, а также глинистые и кремнисто-глинистые отложения тоарского возраста – низы сунтарской свиты. Изучение пород проводилось на керновом материале скважины У Соболах-Неджелинского месторождения, которое находится в пределах Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции, и расположено в 125 км к востоку от г. Вилюйска на территории Кобяйского района Республики Саха (Якутия), а в тектоническом отношении приурочено к Хапчагайскому мегавалу Вилюйской синеклизы. Актуальность исследования связана не только с наличием продуктивных горизонтов в строении кызылсырской свиты, но и с тем, что рассматриваемые отложения фиксируют важное событие регионального масштаба – крупную юрскую трансгрессию.

I и II продуктивные горизонты (глубины залегания порядка 2070–2180 м) кызылсырской свиты в рассматриваемом разрезе представлены различными слоевыми ассоциациями, в состав которых входят песчаники от тонко- и мелко- до крупно-среднезернистых, крупно- и мелкозернистые алевролиты, аргиллиты с неравномерной примесью алевритового материала. Изученные песчаники и алевролиты сцементированы глинистым (слагает пленки и выполняет поры) и глинисто-карбонатным (поровым) цементом. По петрографическому составу песчаники отвечают полевошпато-кварцевым грауваккам. Среди глинистых минералов цемента в них преобладают каолинит и хлорит, а иллит содержится в меньших количествах.

При изучении кернового материала обнаружены характерные диагностические признаки, указывающие на формирование нижнеюрских отложений в условиях дельтового комплекса как его субаэральной, так и субаквальной части, что в целом не противоречит палеогеографическим реконструкциям общего характера. Авторами выделены фации русел нижней и верхней частей дельтовой равнины, межканальных заливов как изолированных, так и полуизолированных, глинистых приливных отмелей, песчаных приливных равнин с мелкими протоками, песчаных кос, маршей. Таким образом, склонны предполагать, что в дотоарское время на рассматриваемой территории существовала дельта смешанного типа – на ее субаэральную часть оказывали воздействие как приливы и отливы, так и волнения, а также различные, в основном литоральные, обстановки.

В верхней части изученного разреза можно наблюдать резкую смену условий осадконакопления, связанную с наступлением моря – здесь на углях с размывом, в том числе зафиксированным слоем (5 см) с крупными разнообразными по составу обломками, залегают переработанные волнениями и интенсивно биотурбированные (*Zoophycus*, *Chondrites*,

Macaronichnus) тонко- и мелкозернистые песчаные отложения затопляемого берегового склона (порядка 5,5 м), затем сменяемые аргиллитами с фрагментами ростров белемнитов и кремнисто-глинистыми породами открытой части мелководного шельфа.

Расчет депрессионной воронки для использования пластового и забойного давлений в качестве исходных данных методики измерений коэффициента восстановления проницаемости горных пород в призабойной зоне пласта

*И.А. Паршуков, М.С. Рогалев, Ю.А. Ашихмин,
А.А. Тарасов, Б.Б. Ханов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Тюменским центром исследования пластовых систем (керна и флюиды) разработана методика измерения коэффициента восстановления проницаемости горных пород в призабойной зоне пласта. Лабораторные исследования показали, что коэффициент восстановления проницаемости изменяется при разных перепадах давления в модели призабойной зоны.

Совместно со службами разработки месторождений был собран массив данных по пластовым и забойным давлениям для различных типов пород и режимов эксплуатации скважин, учитывая депрессионную воронку. Анализ данных показал, что для точных лабораторных измерений необходимо использовать реальные значения пластовых и забойных давлений вместо единых параметров фильтрации.

В докладе представлены расчетные формулы для определения пластовых и забойных давлений на всех стадиях фильтрации в модели призабойной зоны, массив исходных данных для подготовки к испытаниям и примеры измеренных коэффициентов восстановления проницаемости.

V Международная научно-практическая конференция

**Актуальные вопросы исследования
нефтегазовых пластовых систем
(ИПС-2024)**

Корректор М.В. Бурова
Верстка, обложка Н.А. Владимиров

Подписано к печати 02.10.2024 г.
Тираж 200 экз. Ф-т 60×84/16
Объем: 6,45 усл. печ. л.