НОВАЯ ЭРА НЕФТЕДОБЫЧИ:
КАК РОЖДАЮТСЯ УНИКАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Часть 1

Рассказывает заместитель директора по экспериментальным исследованиям Центра добычи углеводородов Сколтеха, к.т.н., профессор Алексей Николаевич Черемисин

В своем недавнем интервью журналу "Лаборатория и производство" директор Центра добычи углеводородов Сколтеха М.Ю.Спасенных кратко упомянул о направлениях работ лабораторий Центра.

Настало время познакомиться поближе с этими уникальными даже по мировым меркам научно-исследовательскими структурами. В первой части нашего репортажа заместитель директора Центра по экспериментальным исследованиям, к.т.н., профессор Алексей Николаевич Черемисин расскажет о лаборатории тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи.

Алексей Николаевич, вы руководите экспериментальными исследованиями Центра добычи углеводородов Сколтеха. Насколько они важны?

Роль углеводородов в жизни современного общества не нуждается в комментариях. Проблема в том, что это – исчерпаемые природные ресурсы. В России, как и во всем мире, большую часть нефти и газа все еще добывают из традиционных нефтегазовых месторождений, основываясь на традиционных же технологиях. Такие технологии в России позволяют извлекать не более 30% нефти, содержащейся в месторождении. У мирового технологического лидера в данном направлении – Норвегии – этот показатель выше, но и он не превосходит 50%. На фоне истощения традиционных месторождений добыча нефти во многих регионах снижается, лет через 15–20 разрабатываемые сейчас месторождения будут давать примерно вдвое меньше нефти и газа. Чтобы компенсировать такое падение, необходимо повышать коэффициент извлечения нефти на традиционных месторождениях и вводить в разработку трудно

* См. Спасенных М.Ю. Мы создаем прорывные технологии для нефтегазовой отрасли России // Лаборатория и производство. 2019. № 4. С. 26–34.

DOI: 10.32757/2619-0923.2019.6.10.22.31

извлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов. Но эффективные промышленные методы их добычи еще только предстоит создать. Это – сложнейшая научно-практическая задача, требующая консолидации многих современных технологических достижений. Для ее решения и был создан Центр добычи углеводородов Сколтеха.

В Центре сформирован уникальный даже по мировым меркам исследовательский комплекс. Уникальный, поскольку мы сумели сконцентрировать на одной площадке ряд дополняющих друг друга экспериментальных и аналитических лабораторий. И получили возможность исследовать практически полную гамму перспективных методов добычи углеводородов. В составе нашего Центра – лаборатории теплового, газового и химического методов воздействия на пласт, геомеханики, петрофизики, органической геохимии и геокриологии. В каждой из них трудятся специалисты высочайшего уровня – ведущие в мире в своих областях. Что не менее важно, лаборатории укомплектованы наиболее совершенным, зачастую уникальным оборудованием. Это во многом обусловлено самим объектом исследований, поскольку мы изучаем процессы воздействия на нефтеносные пласты в естественных условиях их залегания – на глубине более 2 км. Воспроизведение таких параметров в лаборатории – задача нетривиальная, ведь речь идет о высоких давлениях и температурах. Для исследования тепловых методов увеличения нефтеотдачи необходимо проводить физическое моделирование процессов при давлениях до 42 МПа и температуре до 1000° С. В лаборатории мы исследуем образцы с различными масштабами неоднородностей, от пор нанометрового размера до составных моделей керна диаметром 10 см и длиной до двух метров.

Давайте начнем с лаборатории тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Над какими задачами работают ее специалисты?

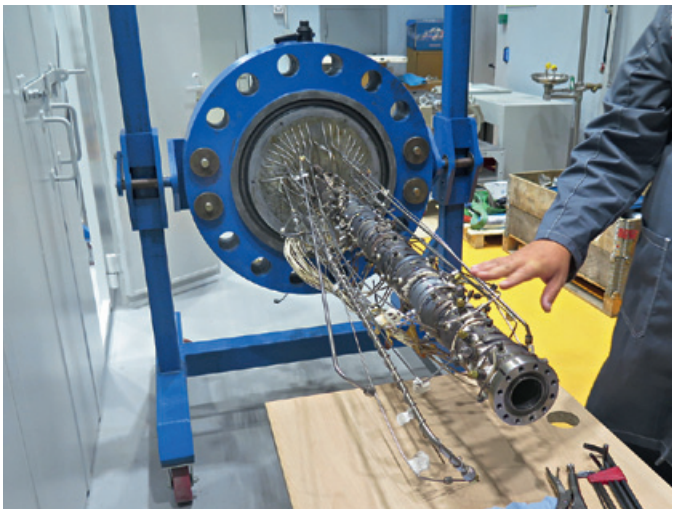
Сегодня одна из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой отраслью России, – разработка нетрадиционных коллекторов. Самое большое нетрадиционное месторождение России – баженовская свита, в которой содержится огромное количество углеводородов в твердой форме, в виде керогена. Причем массовая доля керогена в образце может доходить до 10–15%. Как использовать эти запасы? Можно подождать несколько миллионов лет, пока нефть сгенерируется естественным образом. А можно ускорить этот процесс, подогрев пласт до 300–350°С, тогда процесс генерации займет месяцы. Другая важнейшая задача для нашей страны – добыча тяжелой нефти. При разработке месторождений тяжелой нефти и природных битумов необходимо снижать их вязкость – иначе нефть не потечет. Здесь также эффективны тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Поэтому сегодня среди наиболее перспективных путей увеличения нефтеотдачи – развитие тепловых методов воздействия на пласт.

Одна из возможных технологий подогрева пласта – закачка теплоносителя, самый дешевый и эффективный из них – вода. Но с поверхности ее приходится качать при температуре более 400°С и соответствующем давлении, в подобных условиях она превращается в сверхкритическую жидкость. В промышленных масштабах такая технология может оказаться весьма затратной, хотя в ряде случаев она незаменима.

Другая перспективная технология – закачка в пласт воздуха, так называемый метод внутрипластового горения. При естественной температуре пласта 100–110°С закачка воздуха инициирует внутрипластовое горение углеводородов. Происходит не только генерация нефти из керогена, но и ее вытеснение к добывающим скважинам выделяющимися продуктами горения (прежде всего CO_2). Разумеется, такой процесс нужно контролировать. Необходимо подобрать условия, чтобы фронт горения распространялся достаточно медленно, разогревая выше- и нижележащие слои, а не прошел по высокопроницаемому пропластку, вытеснив лишь небольшую часть нефти.

Очевидно, что перед внедрением подобных методов в промышленную разработку углеводородов необходима огромная экспериментальная работа. Причем непосредственно с образцами из конкретного месторождения и в пластовых условиях – а это температуры свыше 1000°С и давление в сотни атмосфер. Для этого необходимо особое экспериментальное оборудование. Оно было создано нашими партнерами – специалистами Университета Калгари, мировыми лидерами в данной области. Разработанные ими установки позволяют исследовать технологии теплового воздействия на пласт при температуре до 1200°С и давлении до 420 атм. В 2017 году монтаж оборудования завершился, и мы приступили к работе.

В ходе исследований мы определяем скорость движения фронта горения, максимальные температуры реакций, состав выделяющихся газов и ряд других параметров. Эти данные необходимы при численном моделировании процесса закачки воздуха высокого давления и пара. Например, при экспериментах с закачкой воздуха в пласт на фронте горения была зафиксирована пиковая температура 950°С. В результате мы можем оценить, при каких условиях инициируется горение, каковы максимальные температуры в пласте. Изучаем, как про-

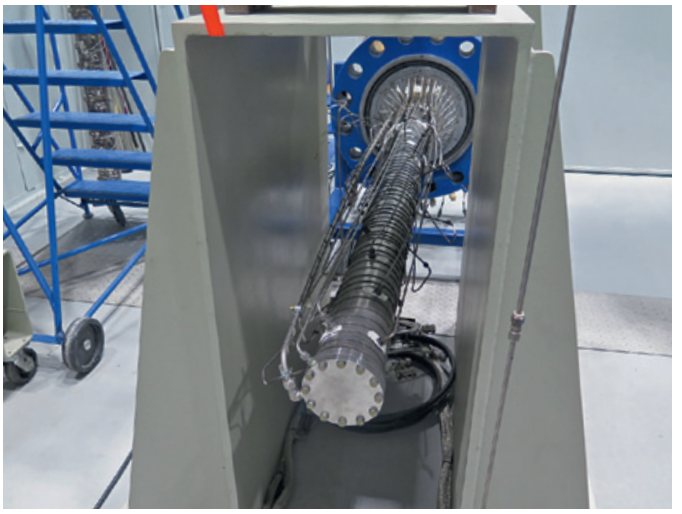


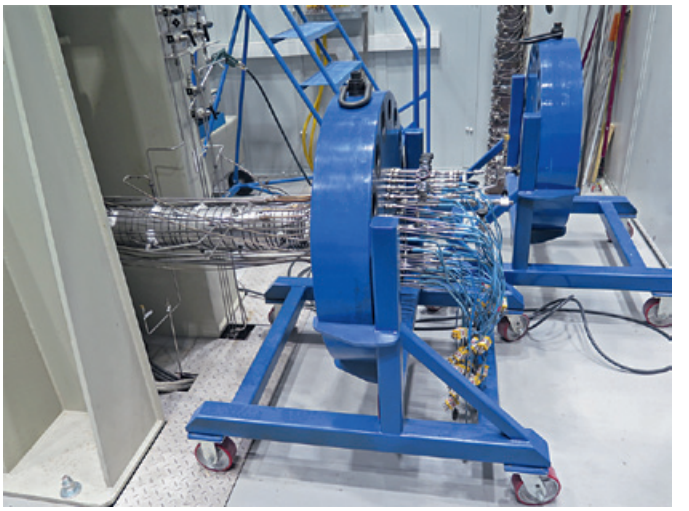
Сборка трубы горения перед экспериментом

текают процессы преобразования керогена в жидкие и газообразные углеводороды, определяем степень преобразования керогена в зависимости от температуры и времени теплового воздействия. Исследуем, как изменяются свойства нефти в результате теплового и химического воздействия.

Что представляют собой экспериментальные установки для исследования тепловых методов?

Мы располагаем двумя системами: высокого давления (до 420 атм) для нетрадиционных и легких нефтей и среднего давления (240 атм) для тяжелой нефти. Каждая из них представляет собой так называемую трубу горения, в которую помещаются образцы породы – консолидированные образцы или насыпная модель. Герметизированная труба горения длиной около 2 м разделена на ряд секций (например, на 33 для системы высокого давления), в каждой из которых независимо контролируется и поддерживается необходимая температура. Секции оснащены индивидуальными нагревателями, температура измеряется термопарами на поверхности стенки и в центре образца. Нагреватели снаружи закрыты теплоизолирующим материалом. Для поддержания давления, подачи и отвода флюидов служит система трубопроводов. При работе с тяжелой нефтью трубки подачи флюидов подогреваются. Установки позволяют работать с различными флюидами – паром, горячей водой, воздухом, с теплоносителями, содержащими различные катализаторы, поверхностно-активные вещества и т.д. В результате мы можем





Смонтированная труба горения на фланце готова к установке во внешнюю трубу

моделировать практически любые технологии теплового воздействия на пласт, подчеркну – в реальных условиях пласта, на глубинах более 4 км.

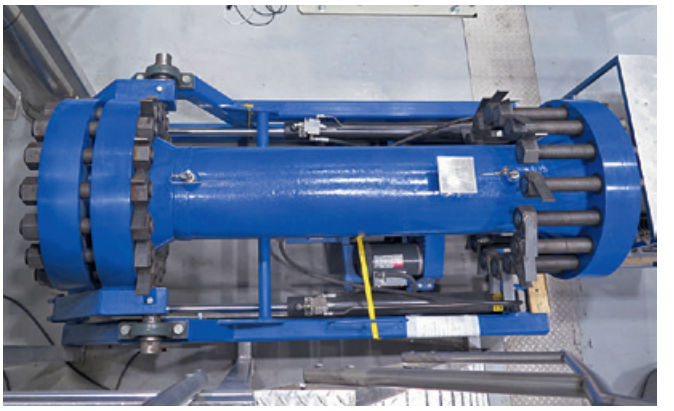
Поскольку внутренняя труба – тонкостенная (толщиной стенок 1,5 мм), а рабочее давление в ней может достигать 420 атм, вся конструкция помещается во внешнюю толстостенную трубу, а межтрубное пространство для выравнивания давления заполняется гелием. При экспериментах вся конструкция весом 2,5–3 т может устанавливаться как в горизонтальном, так и в вертикальном положении. Обычно мы располагаем ее вертикально, что позволяет избежать гравитационного разделения газов и флюидов.

Выходящие из трубы горения флюиды подаются на сепаратор, охлаждаются и через газовые счетчики поступают на систему дожигания. Небольшая часть потока отводится на три газовых хроматографа – два непосредственно для анализа компонентов в режиме реального времени, третий анализирует гелий либо выступает дублирующим. До и после эксперимента порода также подвергается различным геохимическим исследованиям.

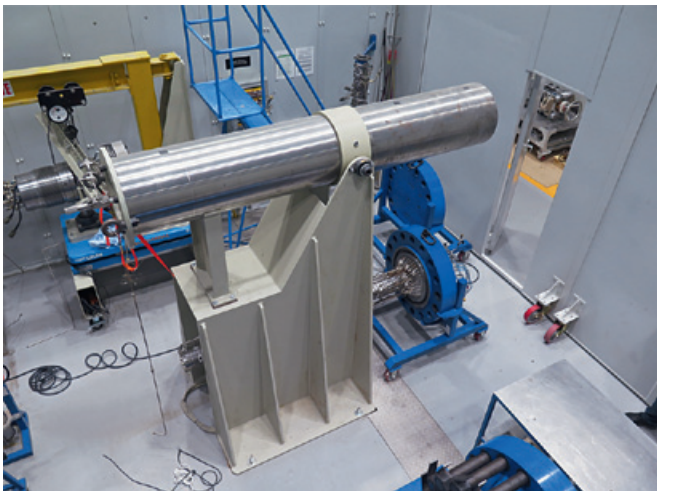
Для работы с установками разработаны специальные контрольные панели. Управление полностью автоматизировано. Если что-то случится с управляющим компьютером, предусмотрены органы ручного регулирования температуры и давления. В двух установках используется порядка 400 термопар, несколько километров трубопроводов высокого давления, в том числе – проложенных под полом. Суммарное пиковое потребление электроэнергии – 0,5 МВт, однако одновременно мы установки не включаем.

Разумеется, соблюдаются все необходимые меры промышленной безопасности. Поскольку толстостенные трубы с гелием под давлением 420 атм – это фактически бомбы, установки окружены периметром, защищающим от разлета осколков. Его конструкция очень надежна – два слоя стали по 2,5 мм, между ними – 25-миллиметровый слой песка, обща масса около 22 т. Разумеется, во время горячей фазы эксперимента внутри периметра нет персонала, все управление и анализ сосредоточены во внешней зоне.

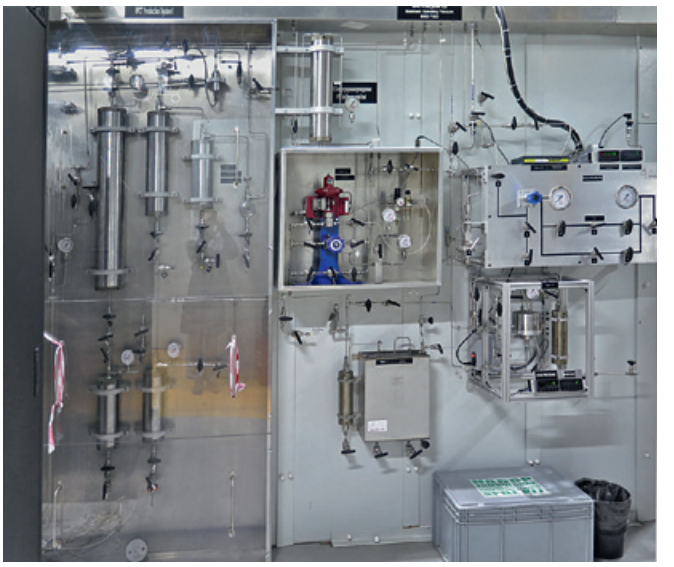
Кроме того, некоторые нефти (как правило, тяжелые, но не только) оказываются высокосернистыми. При высоких температурах из них выделяется сероводород. У нас создана вся инженерная инфраструктура для безопасного обращения с этим ядовитым газом. Мы не выбрасываем его в атмосферу, используем систему дожигания. Для мониторинга газовой обстановки предусмотрены как стационарные, так и индивидуальные газоанализаторы. Система вентиляции – с тройным



Внешняя труба установки высокого давления



Установка среднего давления внутри защитного периметра



Система пробоотбора на выходе из труб горения

Контрольная панель установки исследования тепловых методов

резервированием. Тем не менее сотрудники обеспечены устройствами автономного дыхания, позволяющими работать в течение часа в случае аварийных ситуаций.

Еще одна установка в лаборатории тепловых методов предназначена для ступенчатого температурного окисления. Это фактически единственный метод анализа кинетики окислительных и пиролитических процессов в системе порода-вода-нефть, причем при высоком давлении. Процесс отчасти похож на эксперименты в трубе горения. В данной установке используется проточный реактор, работающий под высоким давлением. Исходный образец породы – консолидированный либо измельченный керн – помещается в кернодержатель и располагается внутри реактора. Реактор находится в защитной трубе, заполненной теплоизоляционным материалом. В межтрубное пространство нагнетается гелий. Реактор целиком нагревается до температур порядка 500°С, причем очень медленно – со скоростями 0,5°/мин и ниже. В реактор под давлением до 42 МПа подается окислитель – как правило, воздух с различным содержанием кислорода, но возможна подача воды и азота для исследований не только окислительных, но и пиролитических процессов. Поскольку реактор работает под давлением, вся установка окружена защитным периметром из поликарбонатного материала LEXAN.

В реакторе семь независимых зон контроля. Вся конструкция оснащена термопарами (по оси реактора, на стенках и в межтрубном пространстве) и датчиками давления. Мы смотрим, в каких зонах идет реакция, каковы пики температур, численно моделируем процесс и восстанавливаем кинетические параметры. В ходе окисления и пиролиза породы выделяются CO и CO_2, их концентрации измеряются на выходе из реактора. На основе этих данных, в частности, можно определить процентный состав органического вещества в образце.

Особо отмечу проблему подготовки образцов керна к таким испытаниям. Проще работать с измельченным керном, поскольку крошку можно засыпать в многоразовую трубку кернодержателя. Работа с консолидированным керном требует специальной подготовки модели. Фактически это камень. Чтобы прокачать через него флюиды, необходимо поместить керн в трубу и изолировать его стенки. В традиционных установках фильтрации для этого используется резиновая манжета. К сожалению, пока не придуман материал, который выдерживал бы температуру до 1000°С в агрессивной среде, оставаясь при этом эластичным для герметичного обжатия образцов керна. Мы цементируем образцы в металлическую трубу, но и цемент, устойчивый при 1000°С, подобрать очень сложно. Поэтому мы разработали и патентуем собственную оригинальную технологию работы с консолидированным керном.

Каковы практические результаты экспериментов на столь уникальном оборудовании?

Мы начинали с моделирования закачки пара в пласт. Конечно, паротепловое воздействие исследовали и до нас, в том числе – в России. Для этого использовали толстостенные цилиндры, их полностью разогревали и затем качали пар. Но ведь в реальном пласте совершенно другие условия, и процессы при закачке пара происходят иначе! Поэтому наши результаты столь уникальны.

Одно из исследований было направлено на анализ эффективности закачки пара в карбонатное месторождение тяжелой нефти. В частности, мы выяснили, что при закачке пара в модель пласта более 70% общего объема нефти вытесняется паром при температуре 283°С. Повышение температуры пара до 305°С позволяет увеличить добычу нефти на 10–15%. Примечательно, что при закачке воздуха в ту же модель пласта после закачки пара удалось получить стабильный фронт горения со скоростью 14,3 см/ч. Мы установили, что горение инициируется при 200°С. В результате в модели достигнут высокий коэффициент вытеснения – около 80% первоначального объема нефти.

Сейчас мы готовимся к очередному эксперименту по вытеснению горячей водой сверхтяжелой нефти из низкоконсолидированного коллектора. Там нефть в принципе нетекучая. Обычно мы численно моделируем процесс в экспериментальных моделях и подбираем параметры, чтобы затем переносить отработанную технологию на месторождение. Поэтому необходимо опытным путем определить оптимальную температуру закачки пара. Мы проанализировали флюиды, керн, предложили метод добычи и приступаем к реализации технологии.

Разумеется, особое место в наших работах занимают исследования методов теплового воздействия на нефтематеринские породы баженовской свиты. В частности, мы исследовали воздействие закачки воздуха высокого давления на насыпную модель из образцов породы, отобранных на нескольких месторождениях Западной Сибири. Модель насыщалась пробой дегазированной нефти, отобранной из добывающих скважин баженовской свиты. До и после теплового воздействия мы изучили компонентный состав нефти и выполнили пиролитический анализ породы. В частности, эксперименты по нагнетанию воздуха в трубе горения показали несколько пиков температуры в каждой из секций. По нашим предположениям, они соответствуют горению исходной пробы нефти, синтезированной нефти и керогена. В результате экзотермической реакции горения была достигнута максимальная температура 925°С. После прохождения фронта горения суммарная остаточная нефтенасыщенность насыпной модели составила 2%. Как и ожидалось, минимальная остаточная нефтенасыщенность соответствовала зонам с максимальной температурой, максимальная – зонам с минимальными температурами на фронте горения. Причем в области перед фронтом горения наблюдалось преобразование керогена.

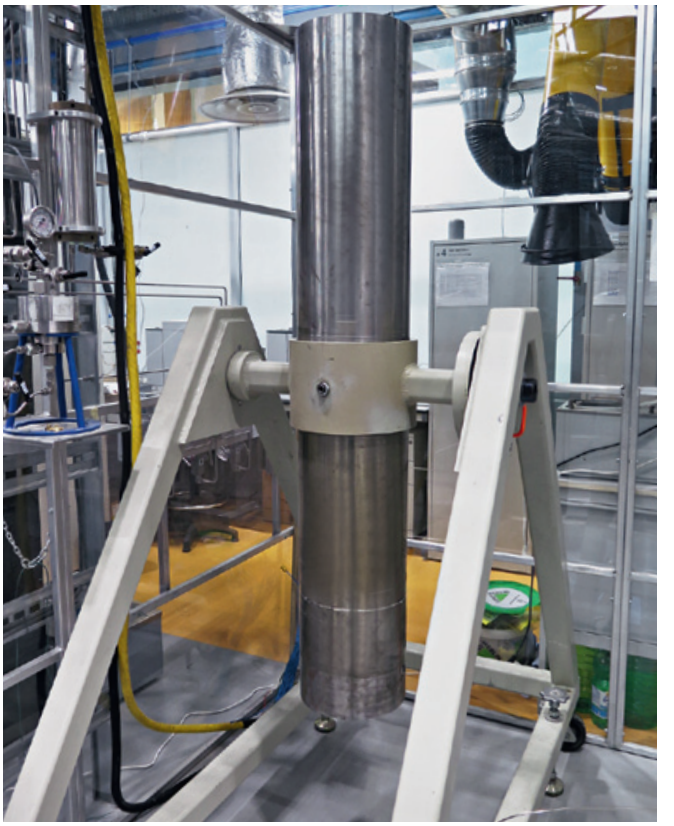
Когда мы проводим такие эксперименты, а это в среднем 2–3 недели в месяц, работа ведется круглосуточно. Реально мы способны проводить 10–15 подобных тестов в год, поскольку порядка двух-трех недель тратится на подготовку эксперимента, сама горячая фаза длится 10–12 ч, а затем образцы два-три месяца анализируются.

Разумеется, тепловое воздействие на пласт – лишь часть всего арсенала методов увеличения нефтедобычи. Не менее важную роль играют газовые и химические методы.

Какие задачи решает лаборатория газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи?

Роль технологий вытеснения нефти с использованием различных методов химического и газового воздействия на пласт трудно переоценить. Мы исследуем методы закачки в пласт различных газов, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров. Для этого необходимо разнообразное, зачастую уникальное оборудование.

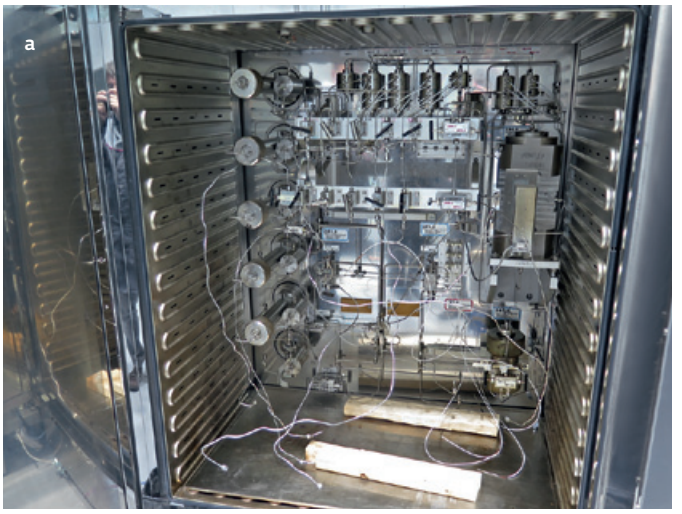
В частности, для исследований многофазной фильтрации в керне служит специальная установка, созданная по нашему техническому заданию компанией АО "ГеоЛогика". Она позволяет создать при высоком давлении и температуре прецизионные потоки трех фаз: воды, нефти и газа либо неких добавок реагентов. Перед проведением экспериментов на керновой модели для закачки газа в смешивающемся режиме мы проводим определение минимального давления смесимости на модели тонкой трубки, это 24-метровый капилляр. Установка полностью термостабилизирована, все насосы, разделительные емкости, кернодержатель, сепаратор высокого давления находятся в едином термостатируемом объеме термокамеры (компании Memmert). Что немаловажно, сепаратор позволяет визуально наблюдать разделение фаз.

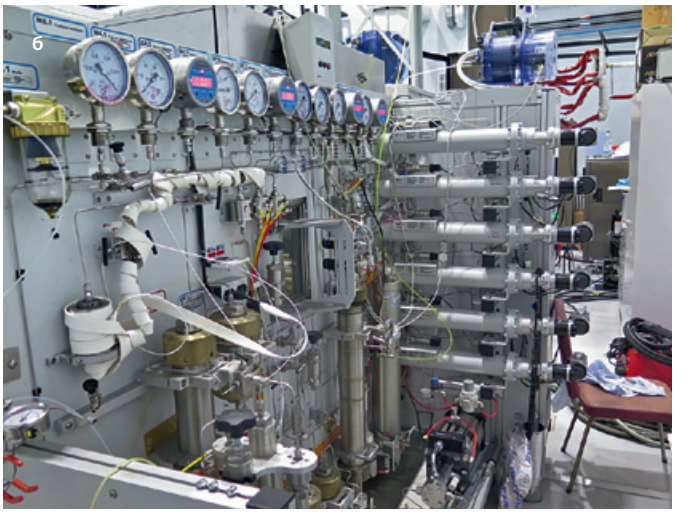


Внешняя труба реактора системы ступенчатого температурного окисления

Поскольку мы занимаемся нестандартными исследованиями, установка конфигурируется под каждую конкретную задачу. Например, на ней мы исследовали процессы вытеснения газоконденсатных систем, причем в газовом конденсате постоянно происходит обмен компонентами между фазами, соответственно, необходим покомпонентный хроматографический анализ в реальном времени.

В условиях пласта, под высоким давлением, нефть и растворенный в ней газ находятся в фазовом равновесии. Поскольку глубинный отбор пробы – процесс дорогостоящий, для фильтрационных исследований обычно берут поверхностную пробу нефти. Однако для экспериментов ее нужно восстановить, т.е. привести к пластовым условиям. Для этого служит специальная установка рекомбинации флюидов. Она также разработана и изготовлена АО "ГеоЛогика".



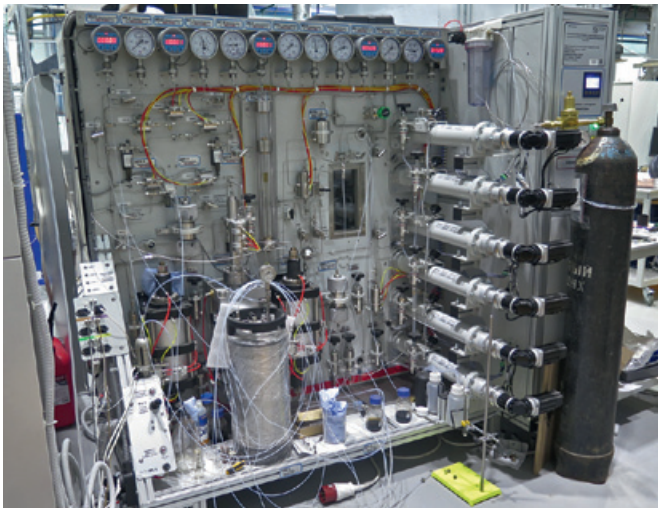


Установка для исследований многофазной фильтрации в керне (АО "ГеоЛогика"): а) вид со стороны термокамеры; б) вид с обратной стороны

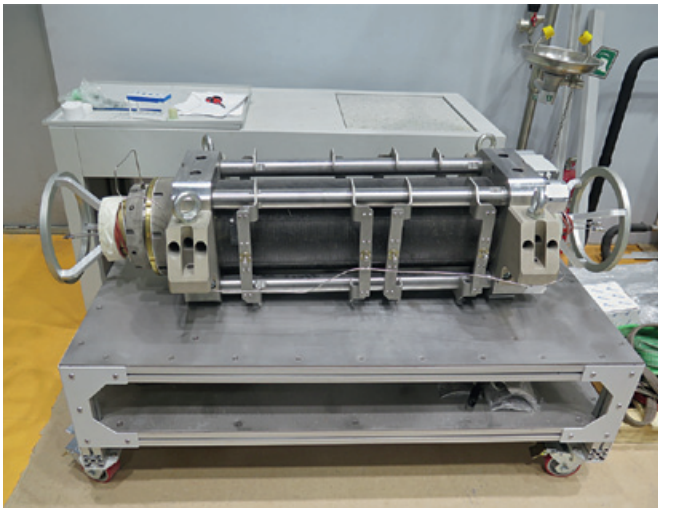
Для анализа насыщенности в керне известно несколько методов. Например, можно измерять электрическое сопротивление керна, которое зависит от объема находящейся в нем пластовой воды. Но этот метод хорошо работает лишь для высокопористых образцов. Как только речь заходит о низкопроницаемых образцах либо о фильтрации углеводородных газов, он бессилен. Поэтому мы используем рентгеновский анализ распределения флюидов в образцах. Основной инструмент таких исследований – рентгеновский сканер, позволяющий изучать керны диаметром от 30 мм до 100 мм. Эту уникальную установку также создало по нашему заказу АО "ГеоЛогика". Рентгеновская система обеспечивает высокий фазовый контраст, что важно для анализа насыщенности керна. Сканирование идет вдоль оси образца. Благодаря поворотной каретке образцы можно располагать как вертикально, так и горизонтально.

В установке используется рентгенопрозрачный кернодержатель из углепластика. В него в специальной резиновой манжете загружается керн диаметром до 100 мм. Гидравлическая система создает обжимное и поровое давление до 800 атм, температуру можно поддерживать в пределах до 150°С. Тем самым воспроизводится широкий спектр внутрипластовых условий.

Для более детального изучения распределения флюидов, микроструктуры образцов и ряда других задач

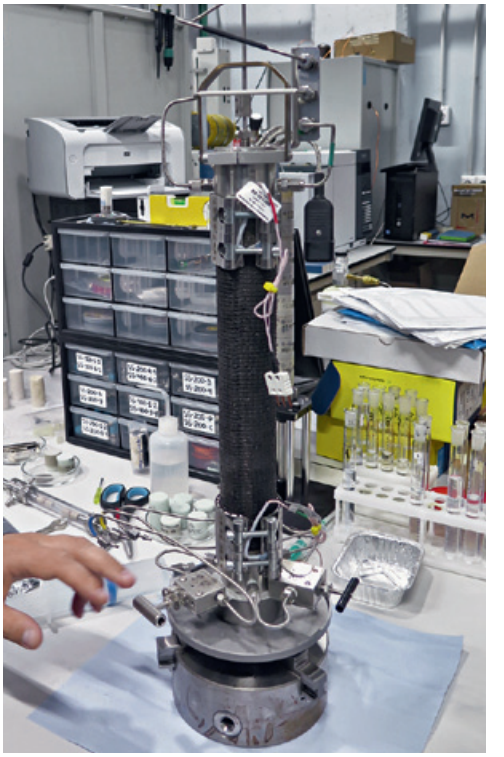


Система подачи флюидов установки рекомбинации флюидов (АО "ГеоЛогика").



Кернодержатель для рентгеновского сканера (АО "ГеоЛогика").

Внутри камеры рентгеновского томографа phoenix v|tome|x L 240 (General Electric). Видны две рентгеновские трубки, на транспортере – образец в кернодержателе



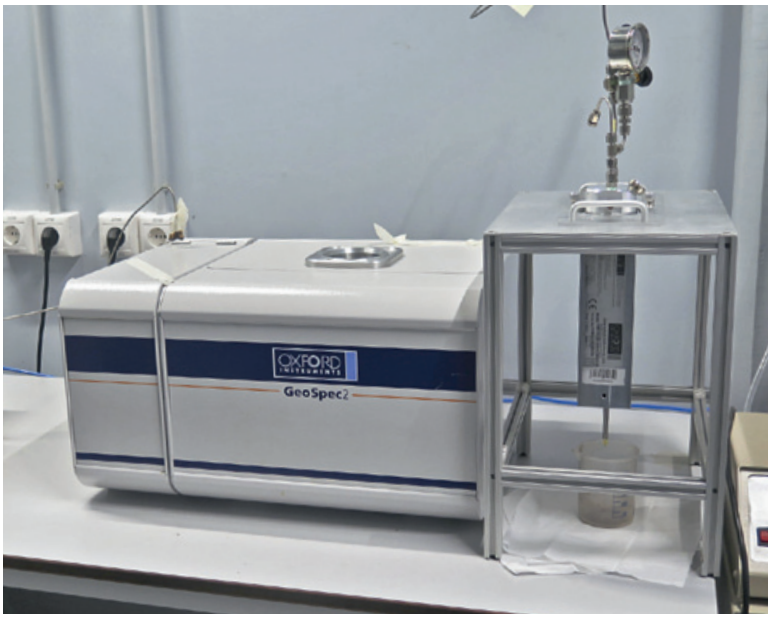
Кернодержатель с системой формирования давления и нагрева для исследований в рентгеновском томографе

лаборатория оснащена промышленным рентгеновским томографом phoenix v|tome|x L 240 (компания General Electric). Этот инструмент предназначен для исследования крупных объектов – диаметром до 80 см, высотой до 1,3 м и массой до 50 кг. Размер области при 3D-сканировании – 0,5 м диаметр и 0,6 м в высоту, что заведомо перекрывает все наши потребности. Система оснащена двумя рентгеновскими трубками – "микрофокусной" с ускоряющим напряжением 240 кВ и "нанофокусной" с напряжением 180 кВ. Более мощная трубка позволяет формировать изображение полноразмерного керна, выявлять зоны неоднородности, отдельные структурные образования. С помощью "нанофокусной" трубки можно получать 3D-изображения заинтересовавших объектов с разрешением до 1 мкм. А отдельные их фрагменты мы исследуем более детально средствами электронной микроскопии, благо, в структуре Сколтеха такие возможности сосредоточены в отдельном подразделении. Тем самым решаются задачи "цифрового керна".

Для томографа разработаны специальные рентгенопрозрачные кернодержатели, рассчитанные на керн диаметром от 4 мм до 70 мм. Внутрь керна можно закачивать несколько фаз и на томографе наблюдать их распределение. Кернодержатели оснащены системой нагрева до 150°С, в них встроены гидропоршень и пресс, формирующие давление до 700–800 атм и по оси образца, и по объему. В результате под контролем рентгеновской томографии возможно проводить даже геомеханические испытания.

Характерный пример исследований с помощью томографа phoenix v|tome|x L 240 – работы, выполненные по заказу компании "Русвьетпетро". Речь шла о нефтяном месторождении во Вьетнаме, расположенном в твердых породах под осадочным чехлом – в так называемом фундаменте. Подобный коллектор – это фактически непроницаемая матрица и набор трещин. Как подобрать оптимальный режим его разработки, чтобы нефть выдавливалась из трещин, но при этом сами трещины не закрывались? Задачу можно было решать только экспериментально, под контролем рентгеновского томографа.

Другой пример – подбор параметров подготовки технологической воды. Сегодня порядка 80% нефти по-прежнему добывают методом заводнения – в одну скважину нагнетают воду, из других извлекают нефть. В процессе такой разработки нередко ухудшается приемистость нагнетательных скважин. Причина тому – явление кольматации, когда мелкодисперсные частицы в воде начинают забивать поры



ЯМР-релаксометр GeoSpec2 (Oxford Instruments) с ячейкой для создания пластовых условий

Реометр MCR 302 компании Anton Paar

породы. Чтобы противодействовать этому процессу, необходимо очищать воду. Поскольку объемы закачки огромны, очистка воды для системы поддержания давления – весьма затратное мероприятие. Поэтому необходимо как можно точнее определить реально требуемый уровень очистки воды. Специалисты нашего центра строят математическую модель процессов агломерации частиц и кольматации. В лаборатории мы проверяем эту модель экспериментально. Изготавливаем искусственный образец с контролируемым распределением пор по размеру, спеченный из стеклянных шариков. А затем через него фильтруем воду и наблюдаем с помощью томографа, как частицы примеси распределяются по образцу, где они агломерируются.

Томограф позволяет решать и задачи смежных центров Сколтеха. Например, анализ пористости, внутренней структуры композитных материалов, которые создает Центр новых материалов. Мы эксплуатируем томограф фактически круглосуточно, чем немало удивили представителей компании-поставщика – у них еще не было случаев, чтобы установка работала столь интенсивно.

Рентгеновский анализ – очень мощный инструмент. Однако для ряда фильтрационных исследований его недостаточно. В этом случае выручают методы на основе ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Наша лаборатория оснащена ЯМР-релаксометром GeoSpec2 компании Oxford Instruments с рабочей частотой 2 МГц. Он позволяет определять распределение атомов водорода и тем самым наблюдать флюиды в пористой среде. С помощью ЯМР-релаксометра мы в основном анализируем емкостные свойства керна – пористость, распределение пор по размерам, проницаемость, насыщенность образцов керна различными флюидами. Это один из немногих методов, который позволяет увидеть насыщенность пород с низкими пористостью и проницаемостью. Исследования проводим как в атмосферных условиях, так и в фильтрационной ячейке высокого давления и температуры.

Подобные эксперименты выполняются в рамках целой серии проектов. Например, мы используем метод ЯМР-рефлексометрии для изучения эффективности циклической закачки CO_2 для вытеснения нефти из сланцевых формаций, прежде всего для баженовских. При температурах порядка 110°С и давлении 260–300 атм CO_2 становится сверхкритическим, поэтому он весьма перспективен для подобных задач. Проблема в том, что в стандартном образце (диаметр и длина – 30 мм) при пористости 1–2% пустотное пространство составляет 0,2–0,4 мл. Чтобы выявить, как меняется насыщенность столь малого объема в ходе закачки CO_2, ЯМР-рефлексометр трудно заменить. С его помощью мы исследовали даже процессы проникновения CO_2 в поровое пространство за счет молекулярной диффузии. Кроме ЯМР, других методов для этого нет.

Сейчас с помощью ячейки высокого давления с помощью ЯМР-рефлексометра мы исследуем многофазную фильтрацию при закачке в образец одновре-

Тензиометр на основе метода вращающегося капилляра компании Kruss

Измеритель проницаемости SMP-200 компании Core Laboratories

менно воды, газа и нефти. Необходимо пронаблюдать изменение насыщенности этих фаз. Стандартных методик не существует, над их созданием работают во всем мире, в том числе и мы.

Деятельность лаборатории газовых и химических методов не ограничивается фильтрационными исследованиями?

Разумеется, мы проводим множество других работ. Например, для разработки технологий добычи тяжелой нефти необходимо понимать зависимость вязкости нефти от температуры, поскольку при закачке пара температуры могут составлять 350–400°С, а при нагнетании воздуха высокого давления – до 600°С. Для таких исследований мы применяем реометр MCR 302 компании Anton Paar, оснащенный ячейкой высокого давления (температура до 400°С и давление до 1000 атм). Он позволяет изучать реологические зависимости как низковязких флюидов на водной основе, так и нефтей со сверхвысокой вязкостью, до 1 млн спз.

Одна из технологий повышения нефтеотдачи – применение ПАВ, которые доотмывают нефть из коллекторов. Важно определить, насколько эффективно те или иные ПАВ снижают угол межфазного натяжения. В частности, совместно со специалистами австралийского Кертиновского технологического университета (Curtin University) мы изучаем метод повышения нефтеотдачи за счет применения смеси наночастиц с ПАВ. Наночастицы снижают адсорбцию ПАВ на поверхности и тем самым повышают их эффективность. Для определения межфазного натяжения на границе двух жидкостей используется тензиометр на основе метода вращающегося капилляра компании Kruss. Немаловажно, что прибор позволяет работать при температурах до 200°С.

При моделировании процессов гидравлического разрыва пласта, когда резко увеличивается площадь притока, нужно понимать проницаемость собственно матрицы породы, без учета трещин. Мы решаем данную задачу с помощью прибора SMP-200 компании Core Laboratories. Он позволяет определять проницаемость дробленой породы в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-15} дарси. Дробление позволяет исследовать сверхнизкую проницаемость исходной породы (матрицы) без учета трещин.

Измельченный образец помещается в камеру прибора, она заполняется гелием под давлением 16,9 атм, а затем регистрируется снижение давления за счет проникновения гелия в образец в течение длительного времени. Конечно, этот метод достаточно оценочный, но если брать обычный образец, с проницаемостью на уровне нанодарси, то стандартные измерения его проницаемости могут длиться до полугода.

Безусловно, исследования тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи далеко не исчерпывают сферу деятельности нашего Центра. Мы активно занимаемся геокриологией, геомеханикой, тепловой петрофизикой и геохимией. О задачах и возможностях этих лабораторий мы непременно поговорим в следующий раз.

Спасибо за интересный рассказ.

С А.Н.Черемисиным беседовала О.А.Шахнович

Продолжение следует.