

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Из недр планеты извлечено около 150 млрд. т нефти. На долю России приходится почти 18 млрд. т. Мировая практика показывает, что с помощью технологий поддержания пластового давления добывается около 30% нефти. В нашей стране на долю технологий заводнения приходилось более 99% добычи. В отличие от мировой практики, наши нефтяники отдавали предпочтение единственной, но чрезвычайно эффективной технологии поддержания пластового давления. Но эта технология демонстрирует свою максимальную эффективность при добыче высокопродуктивных запасов легкой маловязкой нефти, хорошо подходящей для хранения в резервуарах с прекрасными коллекторскими свойствами. Из 45 млрд. т добытых мировых запасов этой нефти на долю России приходится почти 40%. Подобная практика обеспечила более высокие, чем среднемировые, темпы развития нефтедобычи в нашей стране. Однако результаты были достигнуты за счет эксплуатации самых ценных нефтяных запасов. К настоящему времени их доля снизилась до 30%. Это означает, что в стране заканчивается время дешевой нефти и наступает новый этап в развитии российской нефтедобычи, который характеризуется возрастающей долей трудноизвлекаемых запасов.

Не менее сложная ситуация сложилась в газовой промышленности России. Более 30 лет основная добыча газа в стране обеспечивалась за счет базовых месторождений-гигантов Западной Сибири – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего, которые вступили в стадию падающей добычи и характеризуются постоянным снижением пластового давления. Добыча газа из сеноманских залежей этих месторождений ежегодно снижается на 20–25 млрд. куб. м. В то же время остаточные запасы так называемого низконапорного газа превышают 3 трлн. куб. м.

Естественное истощение традиционных месторождений, как правило на глубинах, не превышающих 2–3 км, вызывает необходимость масштабного промышленного освоения глубин 3–5 км, а в некоторых регионах 5–7 км.

Большие глубины – это более сложные горно-геологические условия, иная флюидодинамика, развитие

измененных катагенетическими преобразованиями коллекторов нефти и газа, это более высокие температуры и давления. Необходимы новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазонасности глубин 7–10 км, так и для возможности реальной нефтегазодобычи с этих глубин.

Негативные изменения структуры сырьевой базы, связанные прежде всего с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, могут резко снизить добычу нефти уже в ближайшей перспективе.

Для кардинального изменения ситуации в нефтяной промышленности необходимо пополнить запасы активной нефти и создать эффективные технологии добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов. Первая задача может быть решена в результате активизации геолого-разведочных работ в новых регионах (Восточная Сибирь, Арктический шельф) и интеллектуального, а затем и промышленного освоения больших глубин. Ухудшение структуры запасов можно компенсировать масштабным использованием современных инновационных методов увеличения нефтеотдачи: тепловых, газовых, химических, микробиологических – и быстрым наращиванием масштабов их применения. Поэтому особое внимание ученых сегодня сосредоточено на создании научных основ новых инновационных технологий добычи тех категорий нефти, которые преобладают в структуре трудноизвлекаемых запасов. Прежде всего это месторождения с тяжелой высоковязкой нефтью и обводненные месторождения.

Накоплен обширный фактический материал, свидетельствующий о полигенности нефти и газа. Речь идет о *подчиненности любых процессов образования нефти и газа глобальным процессам энергетики, динамики и дегазации Земли*. Верхние горизонты земной коры, в пределах которых размещаются разрабатываемые сегодня месторождения нефти и газа, являются объектом воздействия экзо- и эндогенных процессов, из проявлений которых возникают атмосферно-биосферно-литосферные взаимодействия. Все это находит отражение в специфике нефтегазообразовательных процессов и особен-

ностях формирования месторождений углеводородов. В концепции полигенеза определяющая роль в реализации процессов нефтегазообразования отводится энергетическому и флюидному потенциалу Земли. В самом деле, эндогенные энергетика и флюидодинамика являются определяющими факторами как в созревании органического вещества, образовании микронепти и сборе ее в залежи, так и в минеральном синтезе углеводородов.

Фундаментальные работы показывают возможность перехода от традиционных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений к созданию технологий управления энергетикой месторождения, механизмов и способов управления углеводородной системой. При этом необходимо будет сохранить первоначальные условия неустойчивого равновесия системы, формировавшейся миллионы лет и позволяющей максимально использовать собственную энергию системы, контролировать, а возможно, и управлять фазовым состоянием углеводородной системы.

Как известно, абсолютное большинство месторождений нефти в нашей стране эксплуатируется с использованием технологии поддержания пластового давления. При этом обводненность месторождений, то есть количество воды в добываемой продукции, превышает 70%, а на некоторых месторождениях достигает 96–98%. При длительном использовании технологии поддержания пластового давления вода выбирает наиболее проницаемые пропластки, обходя менее проницаемые участки, зоны, линзы, где как бы законсервированы значительные запасы нефти. Для добычи этой нефти надо направить потоки воды в слабопроницаемые пропластки и зоны.

Учеными РАН разработана полимерно-гелевая система «Темпоскрин». Новая технология физико-химического воздействия «Темпоскрин» предназначена для получения дополнительной нефти и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях сложного геологического строения. Эта технология нового поколения относится к категории так называемых умных реагентов. Система избирательно воздействует на высокопроницаемые обводненные пласты и устремляется в пропластки с максимальной скоростью вытесняющей нефть воды, снижая проницаемость этих пропластков, что обеспечивает выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменяет фильтрационные потоки. Подобные процессы приводят к снижению обводненности добываемой продукции, увеличению объемов добытой нефти и повышению нефтеотдачи продуктивных пластов. Эта система отличается не только однокомпонентностью, отсутствием солей тяжелых металлов, но и пространственной структурой гелей, которая обеспечивает высокие вязкоупругие и пластичные свойства и в конечном итоге приводит к лучшим технологическим и экономическим результатам. Технология испытана на 34 нефтяных месторождениях России, Казахстана и Азербайджана. К настоящему времени выполнено более 1 тыс. операций со скважинами.

В 1997 году в пределах Астраханского карбонатного массива по предложению ученых РАН было начато поисковое бурение на глубокие горизонты. С этой

целью было введено в бурение пять глубоких скважин. Одна из этих скважин на правом берегу Волги явилась первооткрывательницей газоконденсатного месторождения в карбонатно-терригенном комплексе среднего девона на глубине 6850 м в 2001 году были получены притоки углеводородов. Это открытие позволяет рассматривать Астраханский карбонатный массив как единое гигантское месторождение с уникальными запасами углеводородов. В связи с этим становится актуальной проблема формирования месторождений со столь высокой плотностью запасов. Положительные результаты бурения на Астраханском массиве, с учетом уже имеющихся сведений, указывают на региональную нефтегазоносность девонского комплекса Прикаспийской впадины. Именно с этих позиций следует пересмотреть прогнозную оценку УВ-потенциала, направление поисковых работ, региональных и научных исследований.

Открытие спрогнозированных учеными РАН трех новых месторождений в пределах Астраханского карбонатного массива позволило увеличить запасы газа до 5,0 трлн. куб. м. Однако увеличение добычи сдерживалось отсутствием эффективных технологий сепарации сероводорода от основной метановой продукции.

Не менее важной проблемой является добыча газов, содержащих сероводород. Доказанные запасы газа Астраханского газоконденсатного месторождения превышают 3,2 млрд. куб. м. Основная особенность месторождения – повышенное содержание сероводорода. На долю H_2S приходится более 25%. Для отделения сероводорода от метана построен газохимический комплекс, производительность которого 12 млрд. куб. м. Эти объемы определяют и темпы добычи газа.

Сегодня отечественными учеными разработана оригинальная сверхзвуковая 3S-технология сепарации углеводородных смесей. Технология базируется на современной аэродинамике, газовой динамике, теории ударных волн, термодинамике и теории фазовых превращений углеводородных смесей. Она обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными технологиями сепарации углеводородов из природного газа. Используется для решения следующих задач газовой промышленности: подготовка газа к транспортировке (дегидратация и выделение тяжелых углеводородов); сепарация пропан-бутана; сепарация сероводорода и углекислого газа от метана; выделение этана; сжижение сероводорода. Решение проблемы сепарации сероводорода непосредственно на устье скважины, низкая стоимость установки (она в десятки раз меньше стоимости завода) позволяют существенно увеличить добычу газа в пределах Астраханского карбонатного массива.

Ресурсы метана в газогидратных месторождениях на порядок превышают совокупные запасы газа всех открытых на сегодняшний день месторождений. Добыча газа из гидратных месторождений, несмотря на некоторое продвижение, до сих пор рассматривается как проблема отдаленного будущего. Учеными предложен новый подход, который может стать основой будущей технологии разработки гидратных залежей. Экс-



периментальные исследования показали возможность замещения метана на углекислый газ в газогидратных образованиях. Получены оптимальные режимы вытеснения и измерены характерные сроки процесса. При этом одновременно решается проблема консервации гигантских объемов углекислого газа, который, как известно, существенно влияет на темпы глобального потепления.

Уникальны возможности компьютерных технологий. Они позволяют обеспечить значительное продвижение в развитии методов трехмерного гидродинамического моделирования и адекватной имитации жизненного цикла разработки нефтяных и газовых месторождений. В сочетании с интегрированным мультидисциплинарным подходом к проблемам разработки месторождений подобное моделирование и мониторинг его реализации позволяют получить эффект, сравнимый с результатами применения «третичных» методов повышения нефтеотдачи пластов и даже превышающий их.

Как показали результаты фундаментальных исследований, некоторые газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, сложенные карбонатными породами, содержат не только запасы газа и конденсата, но и соизмеримые с ними по величине запасы матричной нефти – *природного высокомолекулярного сырья* углеводородного (смолы, асфальтены) и углеводородного (твердые парафины, масла и жидкие нефтяные углеводороды) состава. Это уникальное по своим свойствам природное образование, особый тип сингенетических залежей различной степени зрелости нефтей (матричные нефти). Оно обладает аномально высокими сорбционными свойствами по отношению к углеводородным газам с повышенным содержанием поликонденсированных твердых углеводородов, использующихся при создании наукоемких технологий нового поколения (при создании композитов нового поколения, в качестве селективных сорбентов компонентов попутного нефтяного газа и т.д.). Кроме того, исследования проб высокомолекулярных компонентов матричной нефти показали высокое содержание в них цветных и благородных металлов, а также редких и редкоземельных. Концентрация некоторых металлов настолько велика, что сравнима с концентрацией этих элементов в месторождениях рудных полезных ископаемых.

Матричная нефть является новой разновидностью углеводородного сырья, установленного в пределах карбонатных резервуаров газоконденсатных месторождений. Ресурсы матричной нефти выявлены впервые и поэтому не учитывались при традиционном подсчете запасов. По заключению экспертной комиссии Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Министерства природных ресурсов РФ от 3 июня 2005 года ресурсы матричной нефти Оренбургского газоконденсатного месторождения составляют 2,56 млрд. т н.э.

Одной из важнейших технических проблем России является транспортировка нефти и газа. Общая протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км, а магистральных газопроводов – более 160 тыс. км. Значительная часть нефтепроводов превысила нормативный срок службы. Около 40% нефтепро-

водов эксплуатируются свыше 30 лет и еще почти столько же имеют срок эксплуатации от 20 до 30 лет. Система магистральных газопроводов была введена в эксплуатацию позже, но и здесь возраст значительной части газотранспортной системы близок к завершению нормативного срока службы (средний возраст газопроводов близок к 25 годам и 15% газопроводов выработали нормативный срок службы). Следует иметь в виду, что стоимость нефтегазотранспортной системы составляет многие триллионы рублей.

Как показали выполненные учеными исследования, срок службы 70% трубопроводных систем (нормативный срок службы – 33 года) можно продлить на 12–15 лет за счет введения научно обоснованной системы мониторинга и своевременного проведения работ по ремонту, реконструкции и техническому перевооружению транспортных систем. Установлено, что наиболее частые аварии происходят на трубопроводах, находящиеся в зонах геодинамической активности, напряженного состояния недр, в зонах разломов и на участках активной эманации агрессивных глубинных газов. Большое влияние на формирование стресс-коррозии и разрушение трубопроводов оказывают магнитные, электрические и тепловые аномалии, а также уровень технической подготовки нефти и газа к транспортировке. При этом на отдельных участках линейных частей трубопроводов аварии происходят с разными временными интервалами (3–4, 10–12, 15–20 лет). Но даже при истечении нормативного срока службы трубопроводов имеются участки труб, практически не затронутые коррозией и повреждениями. Выделение зон и участков, на которых происходят регулярные аварии, тщательный контроль за состоянием трубопроводов, своевременная перезоляция позволяют увеличить нормативный срок службы более половины трубопроводных систем до 45, а в некоторых случаях до 50 лет и сконцентрировать силы и средства на наиболее опасных участках трубопроводов. Реализация подобного подхода позволит сэкономить многие сотни миллиардов рублей.

В 2005 году на Международную конференцию по освоению нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа RAO-05 был представлен доклад, подготовленный российскими и норвежскими учеными и специалистами, который открывает новую эпоху в сфере транспорта природного газа. В настоящее время газы хранят, транспортируют в сжиженном или сжатом состоянии. Каждый из этих методов имеет свои преимущества и недостатки. Первый требует применения специальных материалов и систем охлаждения и является громоздким и дорогостоящим; кроме того, часть транспортируемого и хранимого газа испаряется. Второй метод нуждается в высоких давлениях, требует высокопрочных материалов для изготовления емкостей, собственная масса которых во много раз превышает массу транспортируемого или хранимого газа. Для снижения себестоимости операций по хранению и перевозке метана в сжатом виде используются сорбенты-накопители с высокосорбционной емкостью, загружаемые непосредственно в емкость вместе с газом. В качестве сорбентов-накопителей в последние



годы предлагают использовать углеродные волокна на основе дорогостоящих материалов – фуллерены, нанотрубки и нановолокна. Однако эти накопители недостаточно эффективны, к тому же дорогостоящи, поэтому хранение и транспортировку с их помощью нельзя признать рентабельными.

В результате многолетних исследований разработан новый сорбент-накопитель – углеродное волокно на основе доступного, дешевого сырья, позволяющий усовершенствовать способы транспортировки и хранения сжатого газа, увеличив объем транспортируемого газа в существующих емкостях либо уменьшив объем хранилища и транспортного средства в сравнении с существующим в полтора-два раза. В качестве исходного сырья для получения такого углеродного волокна выбрана гидратцеллюлоза – продукт переработки древесины. При таких характеристиках сорбента в баллон емкостью 60 л (для автотранспортных средств), заполненный активированным углеродным волокном массой 1 кг, вмещается при том же давлении в три раза больше метана, чем без волокна. Создание и использование нового поколения относительно недорогих сорбентов в сочетании с последними достижениями в создании транспортных средств для перевозки метана в сжатом виде открывают новую эпоху транспорта природного газа. Новый способ транспорта сводится к простой технологии сжатия газа, а использование разработанных сорбентов делает сжатый газ конкурентоспособным благодаря возможности использования автомобильного, железнодорожного, речного и морского транспорта для доставки газа в самые труднодоступные регионы страны. Это будет самый дешевый, а кроме того, технологически самый безопасный и простой вид транспортировки метана.

Новые возможности транспорта энергии появились в связи с использованием явления сверхпроводимости. По одному трубопроводу со стержневым сверхпроводящим материалом могут подаваться практически без потерь электроэнергия и сжиженный газ. Подобная технология позволит заменить значительное число газопроводов большого диаметра и линии электропередачи на трубопровод малого диаметра, резко уменьшить потери энергии, улучшить управляемость потоками энергии и, естественно, сэкономить огромное количество металла. Для реализации этого проекта необходимо подобрать материал для стержневой части трубопровода и решить задачу эффективной его изоляции.

Однако проблемами разведки, добычи, хранения и транспортировки нефти и газа стратегические задачи отрасли не исчерпываются. Анализ развития мировой нефтяной и газовой промышленности позволяет утверждать, что на новый уровень экономического развития вышли те нефтегазодобывающие страны, которые активно развивали перерабатывающую и нефтегазохимическую промышленность. Фундаментальные исследования в области нефтепереработки и нефтехимии должны быть направлены на

углубление переработки нефти, а также на создание новых технологий по каталитическому реформированию бензинов, гидроочистке топлив для реактивных двигателей и дизельных топлив, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородсодержащих высокооктановых добавок.

Сегодня учеными РАН совместно с партнерами в рамках энергодиалога Россия – ЕС представлена технология интенсивного разделения углеводородного сырья «ТИРУС». Технология основана на термомеханическом воздействии на исходное сырье. В реакторе создаются вихревые потоки, способствующие образованию различных полей, в том числе ультразвукового, которые позволяют разбивать бензольные кольца на легкие углеводороды. Количество «светлых» фракций по отношению к их содержанию в исходном сырье увеличивается в два – пять раз. Большая часть примесей серы, смол и асфальтенов переходит в остаток разделения.

Технология «ТИРУС» позволяет высокоэффективно перерабатывать тяжелое углеводородное сырье (вязкая высокосернистая нефть, мазут, отработанные моторные масла, кубовые остатки и т.д.) с выходом светлых фракций (так называемая широкая фракция дистиллятов – ШФД) в количестве 72–80% массы исходного сырья. ШФД по качественным характеристикам не уступает нефти марки Brend и близка по своим параметрам к газоконденсату. Содержание серы в ШФД в два с половиной – четыре раза меньше, чем в исходном сырье. Остаток – почти готовый битум, который путем мягкого окисления на типовом оборудовании доводится до требований ГОСТа. Технология «ТИРУС» передана для внедрения предприятиями нефтехимической промышленности ООО «Татнефть».

Правительству Российской Федерации передано предложение о разработке программы «Газохимия России» с приоритетным финансированием бюджета. Подобная федеральная программа имеет прежде всего социальную направленность и дает возможность значительно расширить выпуск газохимической продукции, обеспечить население страны необходимыми товарами и выйти с конкурентоспособной продукцией на мировой рынок.

Уникальный ресурсный потенциал является гарантией успешного и долгосрочного развития газохимической промышленности, а реализация новых восточных газовых проектов позволит разместить предприятия газохимической промышленности в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока и обеспечить значительный приток рабочей силы в эти малонаселенные регионы страны.

Инновационная программа развития нефтяной и газовой промышленности должна базироваться на максимальном использовании достижений фундаментальной и прикладной науки. Научные исследования следует направить на развитие сырьевой базы, на разработку новых научно-технических и технологических решений, повышающих эффективность нефтегазопереработки и надежность работы нефтегазотранспортных систем.