

НЕСТАНДАРТНЫЕ ГАЗ И НЕФТЬ: ПРОГНОЗЫ, РИСКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ



ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Кирилл Валентинович Молодцов

Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в России

Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти содержит потенциал для развития нефтяной отрасли: сегодня темпы отбора запасов из низкопроницаемых коллекторов в России составляют менее 1%, при этом значительные ресурсы, оцениваемые экспертами на уровне 11–22 млрд т, не разведаны.

В настоящее время законодательно не закреплено понятие «нетрадиционные запасы нефти». Если отнести к таким запасам баженовскую свиту, то можно отметить следующее.

Баженовская свита обладает рядом уникальных особенностей, например она представлена темно-серыми до черных битуминозными кремнисто-глинистыми породами мощностью от 10 до 50 м. Характеризуется специфическими, отличными от остальных продуктивных комплексов Западной Сибири фациально-геохимическими, геоэлектрическими и акустическими свойствами, типом и распределением коллекторов и промышленной нефтеносности. Площадь распространения баженовских пород охватывает более 1 млн кв. км с глубиной залегания от 650 м в окраинных зонах бассейна до 3,7 км в наиболее погруженных его частях, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – 213 тыс. кв. км. В 1970-х годах было установлено, что в отложениях баженовской свиты могут формироваться высокоемкие коллекторы нефти. Порода, слагающая баженовскую свиту, имеет сложные емкостные и фильтрационные характеристики, аномально высокие пластовые давления, а также высокую температуру пласта. Нефтеотдача баженовских отложений при работе традиционными способами не превышает 3–8%.

Сланцевая нефть – углеводороды, расположенные в баженовской, абалакской, фроловской свитах – породах Западной Сибири со сверхнизкой проницаемостью, но высокой нефтенасыщенностью. Своими свойствами баженовская свита и ее коллекторы отличаются от разрабатываемых в мире подобных формаций. Так, например, черносланцевые формации Северной Америки содержат единый продуктивный пласт толщиной в десятки метров, а в отложениях баженовской свиты коллекторы связаны с разобщенными слоями. Поэтому для повышения уровня нефтеотдачи отложений баженовской свиты важно адаптировать эффективные технологии разработки черносланцевых толщ к ее уникальным особенностям, таким как разобщенность и небольшая мощность коллекторов, высокая степень изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств.

Уникальной особенностью баженовской свиты, определяющей ее промышленную ценность, является высокая насыщенность нефтью, отличающейся высоким качеством (как марка Brent): она легкая, малосернистая и без других вредных примесей, в связи с чем требует меньше затрат на первичную и глубокую переработку.

Безусловно, разработка запасов нефти в баженовской свите требует огромных капитальных затрат и связана с повышенным инвестиционным риском. Применение новейших технологий нефтеизвлечения в действующих условиях экономически невыгодно. Так, по оценке специалистов ряда компаний, средние удельные текущие затраты на добычу нефти из отложений баженовской свиты примерно в 2,2 раза выше затрат при разработке традиционных объектов.

По данным государственного баланса, на 1 января 2013 года суммарные запасы баженовской свиты составляли 501 млн т (284 млн т категорий А, В, С₁ и 217 млн т категории С₂).

В нераспределенном фонде недр находится большая часть запасов – 368 млн т, на балансе добывающих предприятий – 133 млн т. Основная часть запасов находится в Ханты-Мансийском АО – 489 млн т. Запасы нефти в баженовской свите числятся на балансе ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «НК «Русснефть» и ОАО «Газпром нефть». Перед нефтяниками поставлена задача разработки баженовской свиты в промышленных масштабах.

Освоение запасов баженовской свиты выглядит привлекательнее ряда альтернативных направлений, ориентированных на поддержание нефтедобычи, например разработки северного шельфа восточнее Урала или слабоосвоенных районов Восточной Сибири. В регионе, где эта свита простирается, уже есть вся необходимая инфраструктура, поэтому можно рассчитывать на меньшие затраты и меньший ущерб для окружающей среды. Вероятность обнаружения таких перспективных для освоения залежей высока в районах с повышенным температурным градиентом. Это прежде всего Мансийская синеклиза с Красносельским, Салымским, Сургутским районами и территориями, прилегающими к ним.

По оценке Федерального агентства по недропользованию, добыча нефти из баженовской свиты может составлять 80 млн т ежегодно. Закономерно, что в утвержденной в 2011 году Генеральной схеме развития нефтяной отрасли до 2020 года освоение баженовской свиты Западной Сибири определено одним из приоритетов в инновационном развитии нефтяного комплекса страны. Разработка запасов баженовской нефти будет обладать значительным социальным эффектом, связанным с сохранением занятости населения и социальной стабильностью в городах, ориентированных на добычу нефти.

Разработка залежей нефти баженовской свиты сегодня ведется лишь на 6 месторождениях, при этом нефтепроявления в ней зафиксированы на более чем 70 площадях Западной Сибири.

Запасы баженовской свиты ОАО «НК «Роснефть» в основном сосредоточены в Приразломном и Салымском месторождениях. Приток дебитом 50 т/сут получен в 73 скважинах, в разведочной скважине №401 фонтан нефти достиг 521 т/сут. В ближайшие годы ОАО «НК «Роснефть» предусмотрено увеличение объема геолого-разведочных работ по изучению баженовской свиты: бурение разведочных скважин со вскрытием, отбором керн и испытанием баженовской толщи, проведение углублений на Правдинском месторождении, отбор изолированного керн, расширенный комплекс скважинных исследований, проведение гидравлического разрыва пласта, пробная эксплуатация. Осуществлены экспериментальные работы по сейсмогеологическому прогнозу распространения залежей.

ОАО «Сургутнефтегаз» ведет опытно-промышленные работы на месторождениях баженовской свиты с 2005 года, пробурил более 600 поисково-разведочных скважин в баженовских от-



ложениях, притоки нефти получены в 380 скважинах с дебитом нефти до 293 куб. м/сут. В настоящее время в эксплуатации находятся 87 скважин, компания добыла 2 млн т нефти.

ОАО «ЛУКОЙЛ» ведет с 2009 года опытно-промышленные работы по развитию технологии термогазового воздействия для разработки залежей баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении.

Для стимулирования разработки запасов трудноизвлекаемой нефти в рамках реализации распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 года №700-р в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации были внесены изменения в части налогового стимулирования вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, которые устанавливают понижающий коэффициент К_д, характеризующий степень сложности добычи нефти для исчисления налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Ожидаемый бюджетный и мультипликативный эффект от принятия закона о дифференциации НДПИ за весь период разработки трудноизвлекаемой нефти в перспективе до 2032 года составит порядка 2 трлн рублей при дополнительной добыче порядка 326 млн т нефти.

Следует отметить, что по итогам мониторинга реализации изменений в законодательстве дополнительная добыча нефтяными компаниями на участках недр, содержащих трудноизвлекаемые запасы, уже в 2013 году составила более 1,2 млн т.

На фоне истощения традиционных запасов нефти сверхвязкие нефти также являются одним из перспективных источников прироста запасов и увеличения добычи нефти. Убедительным примером этого является бурное развитие добычи в Канаде.

Геологические запасы сверхвязкой нефти и природных битумов в России составляют, по данным World Energy Council, 55 млрд т. Сосредоточены они главным образом в Волго-Уральской (Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Самарская область и Пермский край), Восточно-Сибирской (Тунгусский бассейн) и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях.

В настоящее время в России принято относить к категории сверхвязких нефть вязкостью в пластовых условиях более 200 мПа·с. Для целей налогообложения при разработке месторождений нефти, относящейся к категории сверхвязких, в соответствии с подпунктом 9 пункта 1 статьи 342 Налогового кодекса Российской Федерации установлена нулевая ставка НДПИ.

Наиболее активно осуществляется разработка месторождений сверхвязких нефтей и битумов в Республике Татарстан. Так, ОАО «Татнефть» ведет промышленную разработку Ашальчинского, Мордово-Кармальского, Вишнёво-Полянского и Черноозерского месторождений. Всего с начала разработки на месторождениях ОАО «Татнефть» добыто более 300 тыс. т сверхвязких нефтей.

В целях дальнейшего стимулирования нефтедобывающих предприятий будет действовать комплексный подход к применению налоговых и таможенных льгот. В настоящий момент началась работа по использованию методики, помогающей определить обоснованность применения особых формул расчета вывозной таможенной пошлины на нефть. Одновременно ведется работа по переходу на налогообложение добычи природных ресурсов на основе результатов финансово-хозяйственной деятельности организации (налог на финансовый результат). Эта форма изъятия ренты применяется в налоговых системах ряда развитых нефтедобывающих стран, в частности в Норвегии и Великобритании, и является наиболее эффективной с экономической точки зрения.

Переход российского нефтяного сектора на налог на финансовый результат мог бы помочь вовлечь значительную часть неэффективных и проблемных запасов нефти в разработку, что позволило бы в перспективе увеличить объемы добычи и, как следствие, налогооблагаемую базу.

Перспективы разработки сланцевого газа в России

В настоящее время к нетрадиционным ресурсам природного газа относят газ плотных пород, сланцевый газ, метан угольных пластов, глубинный газ, газ зон высокого давления, газовые гидраты и пр.



Согласно последней оценке Международного энергетического агентства, общемировой ресурсный потенциал технически извлекаемого природного газа составляет 790 трлн куб. м, в том числе 328 трлн куб. м нетрадиционных ресурсов природного газа. Наибольшая доля среди отдельных видов нетрадиционных ресурсов природного газа принадлежит сланцевому газу (200 трлн куб. м). Ресурсы газа плотных пород составляют 81 трлн куб. м, угольного метана – 47 трлн куб. м.

Оценка перспектив развития добычи нетрадиционных углеводородов, равно как и оценка достоверности их ресурсов, в целом или частично технически извлекаемых, отличается высокой неопределенностью. Это связано с особенностями развития соответствующих технологий добычи, темпами снижения себестоимости добычи и ценовой динамикой мирового рынка углеводородов. При этом перспективы развития и освоения ресурсов нетрадиционных источников газа находятся в прямой зависимости от состояния развития газовой отрасли.

В настоящее время значимых результатов в сфере добычи нетрадиционного газа удалось добиться только США, где на долю нетрадиционных источников газа (сланцевый газ, газ плотных песчаников и угольный метан) сегодня приходится более 58% от всей добычи газа в стране, а именно 398 из 680 млрд куб. м по итогам 2012 года.

Лидерами в добыче угольного метана уже многие годы остаются США и Австралия, крупными производителями также являются Канада, КНР и Индия. В большинстве угледобывающих стран используется до 70–100% метана, добытого при дегазации угольных толщ (США, Германия и др.). Причем в некоторых странах ведется самостоятельная добыча метана посредством поверхностных скважин без добычи угля, например в США – около 50 млрд куб. м в год (главным образом, в Аппалачах), в Китае – 5 млрд куб. м в год. В ближайшей перспективе ряды стран – производителей угольного метана, вероятно, пополнит Индонезия.

В России ресурсы природного газа (традиционные источники) оцениваются в 49 трлн куб. м, из которых не более 41% (18 трлн куб. м) находится в разработке. Объемов его добычи на уже открытых месторождениях достаточно для покрытия прогнозирующегося в долгосрочной перспективе спроса на газ практически во всех регионах страны.

В 2013 году, по данным Росстата, суммарный объем добычи газа в России составил 668,05 млрд куб. м. Поставка газа для внутрироссийского потребления достигла 460,30 млрд куб. м, за пределы Российской Федерации – 210,90 млрд куб. м.

Средняя цена российского природного газа, поставляемого на внутренний рынок в 2013 году, составила порядка 110 долларов за 1 тыс. куб. м. Необходимо подчеркнуть, что данная цена ниже, чем себестоимость добычи сланцевого газа в США (от 130 до 260 долларов). Также следует отметить, что себестоимость добычи из лучших сланцевых залежей США выше прогнозной себестоимости добычи на планируемых к вводу месторождениях традиционного газа в России (ориентировочно 80–115 долларов). (Данные о стоимости добычи сланцевого газа в США взяты из открытых источников.)

Даже если себестоимость добычи сланцевого газа в России окажется на таком же низком уровне, как в США, она всё равно будет выше, чем на большинстве новых неосвоенных российских месторождений традиционного газа.

В связи с отсутствием дефицита в источниках природного газа из традиционных месторождений и экономической обоснованностью их разработки в Российской Федерации нет предпосылок для активного (промышленного) освоения нетрадиционных источников газа.

Таким образом, для России месторождения сланцевого газа могут рассматриваться как перспективный источник природного газа. При этом в ближайшие годы целесообразно организовать работу по предварительной оценке сланцевого потенциала Российской Федерации, а также геологических условий залегания сланцевого газа в России. Перспективы же освоения нетрадиционных источников газа, в том числе сланцевого, целесообразно рассматривать в целях газификации регионов Российской Федерации, не охваченных единой системой газоснабжения и являющихся наиболее перспективными для разработки нетрадиционных ресурсов.

Добыча сланцевого газа в США, возросшая за последние пять лет с 40 до 250 млрд куб. м в год, оказывает существенное влияние не только на энергетические рынки США, но и на мировые рынки газа и угля.



Значительные объемы производства собственного сланцевого газа при относительно низкой стоимости вывели США в мировые лидеры по добыче газа. Прежде всего, это избавило США от внешней зависимости от поставок сжиженного природного газа (СПГ). Непосредственным следствием этого явилось закрытие внутреннего рынка США для экспортеров газа, что, в частности, потребовало пересмотра Россией стратегии развития поставок СПГ (включая перенос сроков ввода Штокмановского газоконденсатного месторождения), первоначально нацеленной на американский рынок.

Избыток газа стал причиной резкого снижения цен на него на рынке США, что привело к вытеснению менее дешевого американского угля из баланса электростанций США. Высвобожденный уголь начал экспортироваться в Европу, где, в свою очередь, стал заменять гораздо более дорогой газ в производстве электроэнергии в ЕС. Это стало одним из факторов, негативно влияющих на объемы поставок российского газа.

В перспективе, при дальнейшем развитии добычи сланцевого газа, США могут превратиться в экспортера СПГ как в Европейский, так и в Азиатско-Тихоокеанский регион. В случае широкого распространения передовых технологий добычи в мире возможен существенный рост добычи сланцевого газа в таких странах, как Китай, Иордания и Монголия. Оба эти фактора будут создавать серьезные проблемы для планов России в отношении увеличения объема поставок трубопроводного газа в ЕС и поставок СПГ в Южную Корею и Японию.

Следует отметить, что прогнозы резкого роста производства сланцевого газа в США и других странах нельзя считать надежными. Изменения на мировых рынках газа могут быть менее значительны.

В 2014 году в России планируется добыча газа в объеме 674 млрд куб. м (+0,9% к уровню 2013 года). Добыча газа в России к 2016 году при оптимистическом и благоприятном вариантах прогнозируется в объеме 688,0 млрд и 706,0 млрд куб. м соответственно, что на 2,6–2,9% выше уровня добычи 2013 года.

Достижение запланированных уровней добычи газа прогнозируется за счет разработки существующих газовых месторождений и ввода в разработку новых.

В 2012 году введено в эксплуатацию Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в западной части п-ова Ямал. Динамика развития добычи газа из сеноман-аптских залежей предусматривает выход на проектный (предельный) уровень отбора – 115 млрд куб. м в год.

В октябре 2013 года введено в эксплуатацию Кириновское газоконденсатное месторождение (проект «Сахалин-3»), проектный уровень добычи – 5,5 млрд куб. м. В среднесрочной перспективе планируется освоение и ввод в разработку Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (п-ов Ямал).

Кроме того, источником увеличения объемов добычи газа в период 2014–2016 годов является расширение мощностей добычи на уже действующих месторождениях, таких как Заполярное, Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатные месторождения, Уренгойское газоконденсатное месторождение, а также введение в промышленную эксплуатацию первой и второй очередей Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В долгосрочной перспективе наряду с поддержанием действующих месторождений продолжится активное освоение новых центров газодобычи на п-ове Ямал, континентальном шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.