

нефть и газ

тенденции

Подъем с глубины

технологии

(Окончание. Начало на стр. 22)

По средней оценке, газовых гидратов на дне океана содержится порядка 100 квадриллионов кубометров в виде метана при приведении его к атмосферному давлению. Для сравнения: мировые запасы сланцевого газа оцениваются приблизительно в 200 трлн кубометров, а традиционного газа (в том числе и нефтяного попутного) — в 300 трлн кубометров. Благодаря своей клатратной (решетчатой) структуре 1 кубометр газового гидрата может содержать до 160–180 кубометров чистого газа. Так, согласно ультразвуковым исследованиям, запасы газовых гидратов в океане у берегов Японии составляют от 4 трлн до 20 трлн кубометров, на дне Черного моря — около 30 трлн кубометров. Наличие гидратов прогнозируется даже на дне озера Байкал.

Тему гидратов метана осенью прошлого года неожиданно подняло Минэнерго. В докладе министерства к заседанию президентской комиссии по ТЭКУ отмечалось, что настоящей угрозой для положения «Газпрома» на мировом топливном рынке является не сланцевый газ, а именно газовые гидраты. В документах говорилось, что запасы газовых гидратов могут превышать все другие запасы газа вместе взятые. Однако, по мнению Минэнерго, добыча гидратов пока слишком сложна и дорога, поэтому этот вид топлива вряд ли окажет существенное влияние на ситуацию в отрасли в ближайшие 10–20 лет.

Действительно, добыча природного газа из гидратов — задача еще более сложная, чем добыча сланцевого газа. Традиционные методы тут не работают, так как для того, чтобы поднять сырье с океанского или морского дна, необходимо разрушить его структуру. Это можно сделать, либо понизив давление,

либо нагрев породу. Третий способ предполагает сочетание обеих методик. Также теоретически для добычи возможно применение ингибиторов (тех же, что используются в газопроводах), однако их стоимость слишком высока.

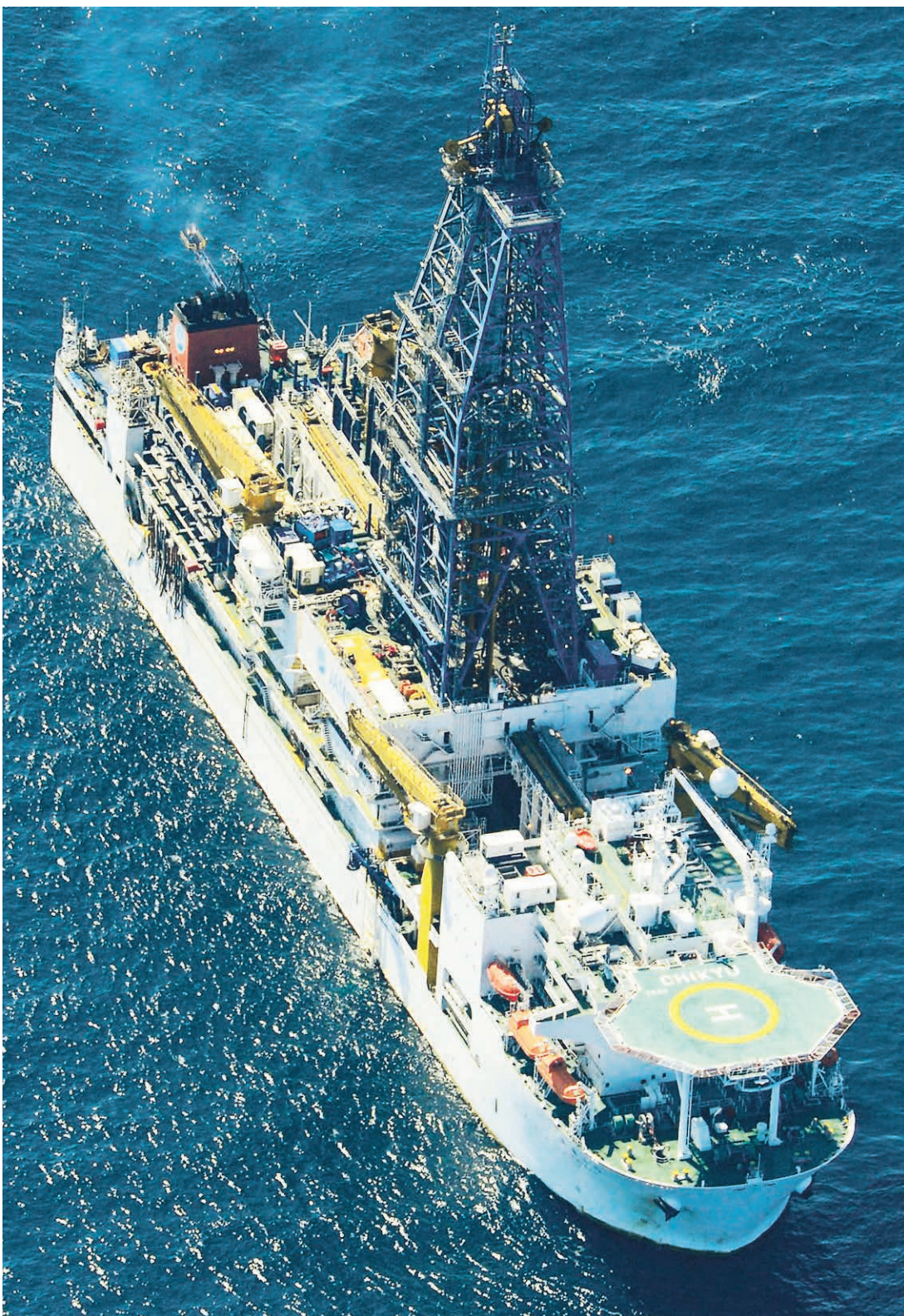
Несмотря на все сложности, почти все страны с высоким потреблением газа не первый год исследуют возможность добычи газовых гидратов.

В России специалисты ВНИИГАЗа начали исследования газовых гидратов еще в середине 1960-х годов. А на практике впервые с газовыми гидратами в России столкнулись при разработке Мессояхского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) в 1969 году.

Начиная с 2002 года разработки активизировались в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ОАО «Промгаз». Сейчас к ним присоединились институты Российской академии наук и ряд университетов.

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата. В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании разработки глубоководных газовых, в том числе гидратных месторождений, удаленных от потребителя.

Попытки начать добычу газа из газогидратных залежей предпринимались и в Канаде в устье реки Маккензи, где в 1998–2008 годах японско-канадская группа ученых при участии специалистов из США, Германии и Индии обнаружила в результате пробного бурения



12 марта 2013 года японская государственная корпорация JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals Corporation) впервые в мире смогла добыть промышленный газ из гидрата со дна моря

ФОТО REUTERS

слои газогидратов. Они залегают на глубине свыше километра, и на станции ведется испытание различных технологий добычи газа. В частности, использовался депрессионный метод, который применяется на Мессояхском месторождении, а также тепловой метод, когда газогидратный пласт нагревается за счет закачки пара или горячей воды. Правда, этот метод оказался более затратным, чем депрессионный.

В Корее реализацией гидратного проекта занимается государственная Korea National Oil Corp., которая проводит исследования на Аляске с участием американских федеральных организаций и ряда частных компаний. Эта страна рассчитывает на разработку залежей газогидратов под морским дном в Японском море на расстоянии около 135 км от своих берегов. Они оцениваются более чем в 1 трлн кубометров природного газа. Начало добычи запланировано на 2015 год. В индийских водах прогнозные резервы газогидратного газа оцениваются более чем в 55 трлн кубометров, а месторождение Krishna-Godavari в Бенгальском заливе считается одним из крупнейших в мире. Еще в 1997 году для проведения исследований в этом направлении была основана государственная National Gas Hydrate Program. Начать коммерческую добычу планируется в 2014–2015 годах.

Японский вызов

Однако наиболее глубокие исследования в области газовых гидратов проводит Япония, которой сейчас приходится почти полностью обеспечивать свое потребление газа за счет импорта. Национальная программа действует около 13 лет и уже дала ощутимый результат. Крупные залежи найдены в 30–50 км от береговой линии Японского архипелага внутри исключительной экономической зоны страны. Первое месторождение

расположено в Японском море в районе префектуры Акина на северо-востоке страны. Второе находится в Охотском море рядом с городом Абасири на острове Хоккайдо на севере Японии. Также запасы обнаружены в Японском море в Тихом океане в районе центральной части главного японского острова Хонсю.

12 марта государственная корпорация JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals Corporation) впервые в мире смогла добыть промышленный газ из гидрата со дна моря. Экспериментальная добыча велась в 80 км к югу от полуострова Аомори, где глубина моря составляет около 1 км, с бурового судна с применением декомпрессии. При этом бурением исследователи занимались с февраля 2012 года, сделав три пробные скважины глубиной около 250 м, не считая глубины океана. Промышленная добыча длилась с 12 до 18 марта 2013 года, хотя первоначально была запланирована двухнедельная. За это время JOGMEC добыла 120 тыс. кубометров природного газа. По заявлению Министерства экономики, торговли и промышленности Японии, результаты намного превысили ожидания японских специалистов.

Полномасштабное промышленное освоение месторождения Япония планирует начать после 2018 года по итогам разработки соответствующих технологий. Основной вопрос, который нужно решить не только Японии, но и остальным странам, планирующим добывать газ из гидратов, — снижение его стоимости. И если добыча окажется не высокозатратной, то остается вопрос транспортировки: придется газ сжимать или, напротив, разжимать в зависимости от способа добычи. Это потребует специального оборудования, поэтому конечная цена может оказаться выше цены сланцевого газа, себестоимость добычи которого состав-

ляет \$120–150 за 1 тыс. кубометров. Для сравнения: себестоимость традиционного газа с традиционных месторождений не превышает \$50 за 1 тыс. кубометров.

Как отмечает Пуляна Галиева из ИФК «Солид», химический состав гидратов таков, что при их разделе не требуется высоких энергозатрат — достаточно нагрева. За счет этого себестоимость газа, полученного из гидратов, может составлять \$30–40 за 1 тыс. кубометров, что существенно ниже себестоимости сланцевого газа. Однако нет ясности со способом извлечения гидратов с океанского дна, говорит она, отмечая, что добыча будет осложняться рядом факторов. В частности, отсутствием у компаний опыта работы с гидратами, а также трудодоступностью дна для разведки и добычи запасов. Однако с точки зрения экологии добыча гидратов не должна быть столь опасной для окружающей среды, как добыча нефти или сланцевого газа. В то же время экологи предупреждают о потенциальных угрозах, которые несет в себе добыча метана из гидратов. Метан является более экологически чистым источником энергии, чем нефть или уголь, однако обладает более сильными парниковыми свойствами, чем углекислый газ. Кроме того, имеются опасения в отношении сейсмической стабильности, которая может быть нарушена в результате глубоководной разработки гидратов. Это особенно актуально для Японии, расположенной в сейсмически опасной зоне. Однако эксперты уверены в том, что с развитием технологий и глобализацией произойдет и газогидратная революция, как недавно произошла сланцевая. Впрочем, промышленное производство метана из гидратов вряд ли начнется в ближайшие 10–20 лет.

Ольга Мордюшенко

НАЛОГОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДОБЫЧИ

Легкоизвлекаемая нефть, как и разведанные месторождения, заканчивается во всем мире. И это притом, что спрос на нефть продолжает расти. Спасение мировой и российской экономики — в применении новых методов увеличения нефтеотдачи. Но чтобы они заработали, придется изменить налоговое законодательство.

Альтернативы нет

Тема альтернативного топлива окончательно переходит в плоскость публичной политики, потому что спрос на нефть в мировом энергобалансе к 2030 году увеличится с нынешних 88 млн баррелей до более чем 100 млн баррелей в сутки.

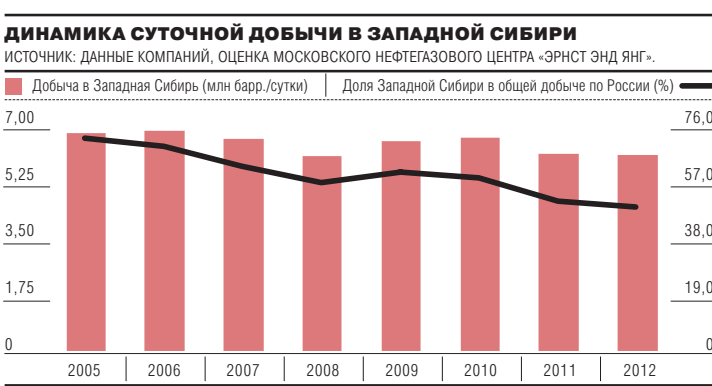
В настоящее время, на закате эры легкоизвлекаемой нефти, большинство крупнейших разрабатываемых в мире месторождений выходит на поздние стадии производства, а их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. Исходя из этого, практически все ведущие мировые ВИНК инвестируют значительные средства в поиск инновационных технологий для уже разведанных и запущенных в разработку запасов.

Именно тогда для повышения эффективности разработки применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые повышают уровень нефтеотдачи пласта с 35% до 75%.

На сегодняшний день в профессиональном сообществе под современными МУНами при всем их разнообразии, как правило, понимают следующее: вытеснение газом (закачка двуокиси углерода (CO₂), азота (воздуха) или газа), физико-химические методы (закачка химреагентов, включая щелочь, поверхностно-активное вещество (ПАВ) или полимер), тепловые (термические) методы (закачка пара), бурение горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта, заключающееся в проведении гидрокоструйной перфорации через насосно-компрессорные трубы с последующим ГРП за одну операцию.

Применимость различных методов привязана к двум основным критериям: глубине продуктивного пласта и физико-химическим свойствам нефти (прежде всего плотности и вязкости). По нашим оценкам, на тепловые проекты приходится около 50% добычи от МУН во всем мире, на закачку азота и CO₂ — 45%, на химические методы — всего 5%. В США наиболее широкое распространение получили газовые и термические МУНЫ.

Несмотря на высокие затраты на стартовом этапе, внедрение МУНов позволяет увеличивать сырьевую базу компаний, которая является залогом их капитализации. Так, по некоторым оценкам,



повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) в глобальном масштабе всего на 1% позволяет увеличить традиционные запасы мировой нефти примерно на 88 млрд баррелей, что почти втрое выше текущего уровня годовой добычи.

По оценкам Международного энергетического агентства, сегодня примерно 3–3,5% мировой добычи нефти (около 120–130 млн тонн) приходится на долю проектов увеличения нефтеотдачи современными методами. В том числе в США производством нефти по данным проектам составляет около 40 млн тонн (около 30% всего дополнительного мирового производства, получаемого за счет применения МУНов, или более 10% добычи нефти в США).

Пустые недра

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года называет нерациональное недропользование, в частности низкий уровень КИНа, который оценивается на уровне 34–40%, одной из основных проблем развития нефтяного комплекса страны. Стоит отметить, что за последние десятилетия в структуре запасов России существенно возросла доля трудноизвлекаемых месторождений при обводненности более 80%. При этом добыча такого рода углеводородов растет значительно медленнее, чем его доля в общем запасе.

С 2000 по 2011 год доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России увеличилась с 56% до 62%, а добыча — с 3% до 8%. В большей степени данная тенденция отмечается на действующих месторождениях, запасы которых истощаются, а качество ухудшается. Исходя из технико-экономических критериев, применение МУНов целесообразно в большей степени на таких месторождениях.

Например, на фоне сохраняющейся тревожной динамики в основной российской нефтегазовой провинции Западной Сибири, где ежегодная добыча нефти с 2006 по 2012 год сократилась примерно на 7%, и в связи с отсутствием в нераспределенном фонде недр новых интересных лицензионных

участков степень актуальности применения МУНов непрерывно растет.

В настоящее время ряд российских крупнейших ВИНК рассматривает возможность участия в проектах (в том числе в партнерстве с зарубежными компаниями) по разработке: низкопроницаемых коллекторов, содержащих легкую нефть, тяжелой нефти и природных битумов, сложно построенных карбонатных коллекторов, а также нетрадиционных запасов Западной Сибири (баженская, тюменская и другие свиты, ачимовские толщи), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (доманиковские отложения) и юга России (хадумские отложения). По расчетам Международного энергетического агентства, рост добычи в России только от внедрения МУНов может составить около 20 млн тонн к 2030 году.

Налог на налог

Однако важной составляющей разработки и внедрения современных МУНов является создание таких условий, в которых это стало бы экономически оправданным.

Сегодня удельная налоговая нагрузка на нефтяной сектор, прежде всего на сегмент разведки и добычи в отношении западно-сибирских «браунфилдов», существенно превосходит уровень фискальных изъятий из доходов мировых лидеров отрасли.

Введение с октября 2011 года новой налоговой системы «60–66–90» стало первым шагом к увеличению инвестиционной привлекательности «браунфилдов». Изменение обеспечило добывавшему сегменту около \$4 за 1 баррель, что сопоставимо с доходом от прироста котировок Brent почти на \$25 за 1 баррель, а также предоставило возможность продлить срок разработки среднего месторождения минимум на пять лет.

Однако полученные дополнительные доходы были на 70% нивелированы ростом НДПИ за счет увеличения базовой ставки с 419 до 470 руб. за тонну. Вместе с ростом НДПИ происходило и увеличение акцизов, а также повышение уровня капитальных затрат, который форми-

рует налоговую базу смежных отраслей. Как следствие, налоговая составляющая выступает сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных МУНов. При этом ожидаемый уровень удельных издержек при применении МУНов находится на уровне \$50 за 1 баррель против \$15 за 1 баррель для традиционных методов нефтедобычи.

Для обеспечения приемлемого дохода инвестора уровень налоговых изъятий не должен превышать \$45 за 1 баррель (около 80% от величины экспортной пошлины, что соответствует коэффициенту 0,48 против текущих 0,60 в формуле ее расчета) при цене нефти \$110 за 1 баррель. А в случае падения цены на нефть до \$90 за 1 баррель, которая является важной с точки зрения чувствительности проектов по применению МУНов с учетом текущего вида форвардной кривой, уровень фискальных изъятий должен быть не выше \$25 за 1 баррель. Достижение этих величин позволит добиться полномасштабного применения МУНов в России.

Учитывая опыт применения МУНов в США, Канаде, Норвегии и других странах, где создание оптимальных фискальных условий обеспечивает достижение приемлемого уровня доходности на вложенный капитал, в России задача может быть успешно решена за счет введения налога на дополнительный доход (НДД), базой которого служит величина чистого дохода.

Одним из шагов на пути введения НДД может стать реализация пилотных проектов по применению МУНов в регионах, существенная часть месторождений которых находится на поздней стадии разработки и в которых представлено значительное количество российских нефтяных компаний. Например, такая возможность существует в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где сегодня добывается около 20% российской нефти.

Госстимулирование

Еще одним способом стимулирования проектов, связанных с применением МУНов, может стать заключение отдельных соглашений между государством и добывающими компаниями (до введения НДД). Предполагается, что в рамках этих договоров владельцы лицензий возьмут на себя обязательство достичь и обеспечить поддержание определенного уровня производства за счет применения МУНов, а правительство — предоставлять преференции при условии достижения целевых показателей.

Денис Борисов, Ольга Белоглазова, московский нефтегазовый центр «Эрнст энд Янг»

QUARTIERE ITALIANO

Комплекс элитных особняков

ИТАЛЬЯНСКИЙ КВАРТАЛ

Москва, Фадеева, 4

495 28-000-28

www.2800028.ru

УНИКАЛЬНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Элементы декора

Вид

Стиль

Фасады