

18	О том, что нефтегазовые компании тоже могут экономить на электричестве, — топ-менеджер Schneider Electric в России и СНГ Михаил Черкасов	20	Зачем правительству экспертная оценка нефтегазового рынка — в интервью главы Vygon Consulting
----	--	----	---



Турция сделала первый символический шаг к возобновлению спустя год проекта газопровода из России на свою территорию. Страна дала «Газпрому» разрешение на строительство морской части «Турецкого потока» в своих водах. Подписать межправительственное соглашение стороны рассчитывают во вторую неделю октября в Стамбуле, но эксперты считают, что делать Турцию транзитной страной довольно опасно.

Снова поток

— сотрудничество —

В начале сентября «Газпром» получил первое разрешение от турецких властей на строительство морского участка газопровода «Турецкий поток». Турция выдала его в рамках подготовительных процедур по возобновлению проекта. Глава «Газпрома» Алексей Миллер отметил, что «данный шаг отражает заинтересованность турецкого правительства в проекте „Турецкий поток“ и свидетельствует о переходе к его практической реализации». «Газпром» рассчитывает, что межправительственное соглашение по этому вопросу будет подписано в рамках Всемирного энергетического форума в Стамбуле 10–13 октября.

О заключении договора в октябре говорил и министр энергетики РФ Александр Новак, отмечая, что сейчас идет согласование этого документа и «дорожной карты». Но этого недостаточно для начала строительства. «Газпром» еще должен получить одобрение оценки воздействия на окружающую среду, а также решить вопрос с сухопутной частью проекта.

Это уже вторая попытка России и Турции построить газопровод между странами. В декабре 2014 года «Газпром» и турецкая Botas подписали меморандум о взаимопонимании по созданию трубы после того, как российская монополия из-за норм Третьего энергетического пакета отказалась от строительства газопровода South Stream из России в Болгарию. С декабря 2011 года у России уже имелось разрешение Турции на строительство южного коридора в ее территориальных водах. Разрешения касались прокладки отмененного газопровода South Stream (большая часть «Турецкого потока» должна быть уложена по маршруту South Stream). А 22 июня 2015 года страна дала добро на инженерные изыскания в экономической зоне и территориальных водах Турции для того участка «Турецкого потока», который будет проложен по новому маршруту по дну



«Газпром» заинтересован в строительстве морской части Южного коридора, на расширение которого в РФ он потратил около 400 млрд руб.

Черного моря (от точки, где South Stream должен был поворачивать в сторону Болгарии).

Изначально газопровод должен был включать четыре нитки по 15,75 млрд куб. м в год от Анапы до европейской части Турции через Черное море. Далее предполагались раз-

ные варианты поставок газа через Грецию в Южную Европу. Но переговорный процесс компаний шел тяжело, и после нескольких месяцев без заметного прогресса «Газпром» в середине 2015 года сократил мощность до двух ниток. А потом Анкара настаивала, чтобы речь шла уже только об одной ветке, газ из которой будет полностью потребляться на турецком рынке. Фактически она должна была заменить те 14 млрд куб. м газа, которые Россия сейчас поставляет в Турцию по западно-

му маршруту через Украину. Срок действия контракта на транзит газа из РФ в Европу по нему истекает в конце 2019 года, и «Газпром» говорил, что он может быть не продлен.

Второй серьезной темой для разногласий являлась цена на газ. Турция была готова закупать больше российского газа и уже примеряла на себя роль транзитера, но требовала существенной скидки на газ, которую «Газпром» отказывался предоставить.

«Транснефть» утекает из Прибалтики

— переориентация —

«Транснефть» к 2018 году полностью прекратит перевалку нефтепродуктов через прибалтийские порты. Это делается в рамках правительственного поручения по переориентации дополнительного грузопотока в порты России с профицитом мощностей. За счет этого выручка Усть-Луги, Приморска и Новороссийска может увеличиться на \$36 млн.

Глава «Транснефти» Николай Токарев на встрече с президентом Владимиром Путиным 12 сентября сообщил, что к 2018 году компания переориентирует поставки нефтепродуктов из Прибалтики в российские порты. Сейчас экспорт через это направление составляет около 9 млн тонн нефтепродуктов в год. «В соответствии с поручением правительства мы переориентируем грузопотоки с прибалтийских портов Вентспилса и Риги на наши балтийские порты — это Усть-Луга и Приморск, а также на Новороссийск. Если в прошлом году там (в Прибалтике. — „Ъ“) переваливалось порядка 9 млн тонн нефтепродуктов, то в этом году — 5 млн. До 2018 года, в ближайшие годы, мы сократим этот грузопоток в район Прибалтики до нуля. Будем загружать свои порты, поскольку есть профицит мощностей», — сказал он. Ожидается, что выручка российских портов благодаря этому вырастет на \$36 млн.

● Сама «Транснефть» является акционером в двух из трех крупнейших российских портов — Приморском и Новороссийском. Они входят в группу НМТП, подконтрольную «Транснефти» и «Сумме» Зиявудина Магомедова. При этом трубопроводная монополия реализует два инвестиционных проекта — «Север» и «Юг», связанных с увеличением мощностей по прокачке нефтепродуктов на порты Приморск и Новороссийск. Терминал по перевалке нефтепродуктов «Усть-Луга Ойл» принадлежит бизнесмену Андрею Бокареву.

с18

с19

«РОСНЕФТЬ» — ЛИДЕР ОСВОЕНИЯ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА

Платформа «Беркут» в Охотском море

КОМПАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ЛИДЕРОМ ОСВОЕНИЯ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА И РАСПОЛАГАЕТ 55 ЛИЦЕНЗИОННЫМИ УЧАСТКАМИ С СОВОКУПНЫМ ОБЪЕМОМ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПРЕВЫШАЮЩИМ 43 МЛРД ТОНН НЕФТЯНОГО ЭКВИВАЛЕНТА, В АРКТИКЕ, НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ, В ЧЕРНОМ, КАСПИЙСКОМ И АЗОВСКОМ МОРЯХ НА ЮГЕ РОССИИ.

нефть и газ

Два шага к нефти

На фоне сокращения ввода новых крупных месторождений углеводородов и снижения добычи на старых месторождениях главным направлением работы нефтяных компаний становится внедрение инновационных технологий для разработки месторождений. Применяемая ЛУКОЙЛом система с альтернативным порядком проведения стадий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах позволяет в 1,2–1,6 раза увеличить дебит скважин по сравнению с использованием обычного МГРП. Инновации обходятся компаниям дороже, отмечают эксперты, но рост дебита скважин компенсирует дополнительные затраты.

— инновации —

ЛУКОЙЛ в 2017 году рассчитывает сохранить объем добычи нефти в России на уровне 86–88 млн тонн. Об этом „Ъ” сообщил глава компании Вагит Алекперов. По его словам, снижение добычи нефти на старых месторождениях компания будет стабилизировать за счет ввода в разработку месторождения имени Филановского на Каспии (извлекаемые запасы нефти — более 150 млн тонн, газа — более 32 млрд кубометров). На прошлой неделе компания запустила на месторождении вторую скважину с дебитом по нефти около 3 тыс. тонн в сутки.

Также поддержание добычи ЛУКОЙЛ планирует за счет изменения и совершенствования систем разработки ряда крупных месторождений в Западной Сибири. Там, отмечает глава компании, ЛУКОЙЛ эксплуатирует месторождения, на которых для добычи 40 млн тонн нефти приходится попутно добывать более 400 млн тонн воды. Поэтому основное стратегическое направление работы компании — разработка и внедрение технологий повышения нефтеотдачи, а также работа на новых месторождениях со сложной структурой запасов углеводородов, с тяжелой и высоковязкой нефтью.

Компании совершенствуют уже применявшиеся методы добычи, например перейдя от традиционного гидроразрыва пласта к многозонным на горизонтальных скважинах. В ЛУКОЙЛЕ отмечают, что применение этой технологии в России — тренд для всех компаний последние три-пять лет. ЛУКОЙЛ был первым в 2011 году, кто в промышленных масштабах стал бурить горизонтальные скважины и делать многозонный ГРП. «Сейчас для нас это является стандартной технологией, позволившей перевести значительную долю запасов, которые раньше были низкоэффективными и малорентабельными, в другие категории. В целом по компании мы перевели в разряд высокоэффективных около полумиллиарда тонн запасов нефти благодаря технологии МГРП. Как правило, эта технология применяется для низкопродуктивных пластов. По вертикальным скважинам мы имеем дебиты, которые не превышают 5–10 тонн в сутки. Технология позволила повысить дебиты в три-четыре и более раз и рентабельно добывать нефть из этих низкопроницаемых пластов», — поясняет начальник Управления повышения нефтеотдачи пластов Научно-проектного комплекса ЛУКОЙЛа «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Николай Веремко.

● Технология многостадийного гидроразрыва пласта применяется в пробуренных горизонтальных скважинах на пластах, залегающих на глубине 2–3 км. В России в Западной Сибири традиционно ведется кустовое бурение: с куста, напоминающего остров, бурятся скважины на глубину 2–3 км. При горизонтальном бурении длина горизонтального участка составляет, как правило, от 400 до 1600 м. После в ствол скважины спускается специальное оборудование для гидроразрыва, с помощью которого с применением мощных насосов на поверхности проводится закачка специальных жидкостей для создания систем трещин в целевых интервалах пласта. ЛУКОЙЛ в 2015 году сделал 16 МГРП на скважине на месторождении им. В. Н. Виноградова, принадлежащем структуре ЛУКОЙЛа АО РИТЭК в Западной Сибири.

Один ГРП на горизонтальном участке скважины заменяет одну-две вертикальные скважины. И чем больше ГРП на го-



Инновационные методы добычи позволяют сделать рентабельными даже самые низкодебитные месторождения

ризонтальных участках, тем больше будут производительность, дебит по нефти и рентабельность данной скважины, отмечают в «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Расчеты компании показали, что бурение таких скважин позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на 5–10%, что в объеме всей страны является довольно внушительной цифрой. «Если взять запасы в неразбуренной зоне на месторождениях ЛУКОЙЛа, то увеличение КИН на 10% составит 100 млн тонн — это запасы нового крупного месторождения. Добыча по России в прошлом году составила 534 млн тонн, а месторождения с запасами 100 млн тонн — это порядка 18% от добычи по всей России. Мы повышаем добычу нефти и укрепляем экономику страны», — отметил господин Веремко.

Одной из ключевых технологий, которые ЛУКОЙЛ внедрил в Западной Сибири, является технология МГРП с изменением очередности проведения стадий ГРП на горизонтальных скважинах. Технология заключается в повышении продуктивности низкопроницаемых пластов за счет создания искусственного коллектора. В результате дебит скважин увеличивается в 1,2–1,6 раза по отношению к стандартному МГРП. Дочернее общество компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» к середине 2016 года ввело в эксплуатацию 20 горизонтальных скважин, на которых проведен МГРП по технологии с альтернативной очередностью активации портов. Из них десять скважин Имилорско-Источного месторождения эксплуатируется со средним дебитом нефти 68 т/сут. Еще десять скважин работают на Тевлинско-Рускинском, Поточном и Северо-Покачевском месторождениях. «Внедрение уникальной технологии позволило увеличить дебиты скважин в среднем на 32% и повысить технико-экономические показатели разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами», — отмечают в ЛУКОЙЛЕ.

В ЛУКОЙЛЕ напоминают, что самые крупные месторождения в России и мире были открыты в 1960–1970-х годах, а в последние десятилетия, как правило, компа-

нии находят залежи небольшого размера, скважины имеют низкие дебиты, а в пластах высокое содержание воды. «Для того чтобы эту нефть добывать экономически рентабельно, нужны инновационные технологии. Стандартные, которые применялись для хороших пластов, уже не подходят», — поясняют в компании.

Еще одним способом повышения нефтеотдачи является бурение многоствольных и многозабойных скважин для пластов, которые имеют хорошие свойства, но под которыми зачастую находятся пласты с водой. В таком случае невозможно применить технологию гидроразрыва, так как трещина проникает в водонасыщенные пласты и получается продукция скважины с высоким содержанием воды и низким содержанием нефти. Но при бурении скважины с одним стволом ее дебит оказывается слишком низким. Чтобы повысить его, ЛУКОЙЛ начал бурить двустольные, трехствольные скважины, а в 2014–2015 годах ввел четырехствольные и пятиствольные скважины, дебит по которым в три-четыре раза превышает дебиты стандартных горизонтальных скважин. Сейчас эта технология широко внедрена на Плякинском месторождении на Ямале, где бурение многозабойных скважин позволяет увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

«Ни для кого не секрет, что в стране много еще не разбуренных объектов, но подходы, как добыть нефть и добыть ее с экономической выгодой, как для компании, так и для страны, — основа развития, это поиск этих новых и эффективных технологий. В этом заключается и наша работа — найти эффективные технологии, чтобы достать трудноизвлекаемые запасы нефти, и хороший пример — многозабойные скважины. Если исходить из геологии, то для каждого объекта, для каждой специфики геологических условий нужна своя технология», — отмечают в «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Еще одним геологическим вызовом для нефтяников является добыча нефти из баженовской свиты. Это нетрадиционный объект как для компаний, так и для геологов. Она распространена в Западной Сибири, имеет большую площадь — свыше 1000 млн кв. км — и толщину от 30 до 70 м. Нефть в ее пределах находится в двух

формах. Это легкая нефть, которая имеет стандартную вязкость, но она занимает всего 1–2% от общего объема породы. А основной объем углеводородов — это нетрадиционный углеводород кероген (не что среднее между битумом и углем). Геологи называют его «недозревшая нефть», поясняют в ЛУКОЙЛЕ. «Для того чтобы ее добыть, нужны совершенно иные технологии. Именно поэтому у нас в компании в дочернем обществе РИТЭК четыре года испытывается технология термогазового воздействия», — отмечают в ЛУКОЙЛЕ.

Технология заключается в том, что в пласт закачивается воздух, дополнительно обогащенный кислородом, и в пласте создается высокая температура. Под воздействием этой температуры, которая достигает 300–350 градусов, идет разогрев пород. И кероген выделяет из себя так называемую синтетическую нефть маловязкую. По лабораторным исследованиям, из одного куба породы можно получить от 50 до 80 л легкой синтетической нефти. Последние три-четыре года ЛУКОЙЛ испытывал технологию закачки воздуха и создания теплового очага на глубине 2,5–3 км. Было организовано два участка, а в текущем году компания начинает бурение и организацию технологии на третьем участке в Западной Сибири.

Андрей Полищук из Райффайзенбанка отмечает, что инновации уже чаще используют не для новых, а для повышения добычи на выработанных месторождениях. По его словам, в последние годы подходы к добыче серьезно изменились, а технологии постоянно совершенствуются. При этом, говорит он, до России многие технологии доходят с опозданием. И те инновации, которые на Западе были широко распространены, в РФ использовались редко. Но сейчас, отмечает он, российские нефтекомпании перенимают западный опыт. В том числе применяют технологии, которые в США были разработаны для добычи сланцевых углеводородов. При этом, отмечает господин Полищук, современные технологии более дорогие и их применение требует дополнительных затрат, в то же время увеличивается дебет скважин, так что инновации окупаются.

Ирина Салова



Михаил Черкасов,
директор по работе с ключевыми заказчиками в нефтегазовой сфере Schneider Electric в России и СНГ

Значительная доля российских месторождений сегодня находится на поздней стадии жизненного цикла, при этом новые лицензионные участки представляют собой в большинстве своем трудноизвлекаемые запасы. Добывающим компаниям в таких условиях по-настоящему важно искать возможности для снижения себестоимости производства нефти. Один из наиболее доступных шагов для этого — сокращение издержек на энергоресурсы путем повышения энергоэффективности процессов на месторождениях и нефтеперерабатывающих предприятиях.

Согласно исследованию, проведенному еще в 2005 году Российским университетом нефти и газа им. И. М. Губкина, расход энергии на выпуск единицы промышленной продукции в российской нефтяной отрасли в два с половиной-пять раз выше, чем в индустриально развитых странах. За последние годы, к сожалению, значительных улучшений в данном вопросе мы не достигли. На многих месторождениях и НПЗ по-прежнему используется советское оборудование, произведенное тогда, когда многих энергоэффективных технологий просто не существовало.

Условия для внедрения и развития энергоэффективных технологий в сфере нефти и газа в нашей стране сформированы

Очень важно осознать комплексность вопроса повышения эффективности нефтегазовых предприятий. Реальное сокращение затрат возможно только при условии эффективного использования всех видов энергоресурсов — электрической и тепловой энергии, воды, пара, сжатого воздуха и т. д. Повышение энергоэффективности месторождений начинается с внедрения систем энергоменеджмента. Подобные решения позволяют проанализировать текущую ситуацию, чтобы оптимизировать режимы работы технологического оборудования — например, можно с успехом перевести малодебитные скважины в режим периодической эксплуатации. Ключевой момент — это освоение современного энергоэффективного оборудования и технологий нефтедобычи.

Хороший пример — использование частотных преобразователей. За их счет можно снизить энергопотребление добычного насоса на 25%, при этом срок окупаемости оборудования составит от нескольких месяцев до года (в зависимости от дебита скважины). Еще более выраженный эффект дает работа подобного оборудования в составе интеллектуальных систем поддержания пластового давления, не допускающих чрезмерного обводнения скважины. Другой важный шаг — использование распределенных систем управления нового поколения, позволяющих контролировать энергозатраты в режиме онлайн.

Интеллектуализация с целью повышения эффективности и экономии ресурсов затрагивает управление не только отдельными скважинами, но и целыми месторождениями. Набирающая популярность технология «умного» месторождения — решение, напрямую связанное с концепцией промышленного интернета вещей. Данная технология позволяет одновременно и снижать затраты на энергоресурсы, и увеличивать производство нефти.

«Умное» месторождение контролирует все системы жизнеобеспечения месторождения и распределения электроэнергии на объекте, приближая месторождение к эталону (по математическим и термодинамическим моделям). Пока ни в России, ни в мире нет месторождений, полностью соответствующих данной концепции. Однако крупнейшие отечественные компании («Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Татнефть») уже внедряют элементы данной технологии.

Еще одно решение — использование попутного газа и создание собственной генерации. Это разумный способ повысить эффективность как с точки зрения экологии, так и с точки зрения снижения затрат на покупку электроэнергии.

Условия для внедрения и развития энергоэффективных технологий в сфере нефти и газа в нашей стране сформированы, полностью создана законодательная база. Несмотря на ограниченный доступ к длинным деньгам, нефтяные компании продолжают модернизацию производственных мощностей и вкладывают средства в сокращение расходов на энергоресурсы на НПЗ и месторождениях. Рост тарифов на энергоносители, усиление конкуренции на мировом рынке и падение мировых цен на нефть только усиливают данную тенденцию.

Снова поток

— сотрудничество —

Точку в переговорах поставил происшедший 24 ноября 2015 года инцидент, когда турецкий F-16 сбил российский бомбардировщик Су-24. Спустя четыре дня указом президента Россия ввела в отношении Турции санкции. Был ограничен ввоз отдельных турецких товаров, чартерные воздушные перевозки между странами были отменены, а в декабре был свернут «Турецкий поток». Параллельно Россия договорилась о строительстве еще двух веток Nord Stream в Германию и Северную Европу.

Впрочем, о «Турецком потоке» вновь заговорили уже в середине января. Тогда министр энергетики Александр Новак подтвердил, что Россия по-прежнему рассматривает возможность строительства газопровода, «если будет окончательно проявлена заинтересованность от европейских и турецких партнеров». Чиновник сделал акцент на решении ЕК и групп министров энергетики бывших стран — участниц отмененного South Stream, которые как раз решали, как диверсифицировать газоснабжение Южной Европы.

В конце июня президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган направил Владимиру Путину письмо с извинениями за гибель пилота сбитого Су-24 Олега Пешкова, которых ждали в Москве с момента инци-

дента. После этого отношения стран стали стремительно налаживаться. Переговоры по «Турецкому потоку» возобновились и фактически вернулись в ту точку, на которой закончились в прошлом году. В частности, речь шла только об одной нитке трубы. Такой вариант нерентабелен для «Газпрома» и самой Турции, так как газ по ней пойдет только на внутренний рынок страны, в то время как вторая нитка, на которой настаивает «Газпром», может обеспечить газом Балканы и юг Италии.

Как заявлял в середине сентября зампред правления «Газпрома» Александр Медведев, в монополии рассчитывают запустить строительство газопроводов «Турецкий поток» и Nord Stream-2 в конце 2017 года. Срок завершения намечен на 2019 год. По словам топ-менеджера, «что касается второй нитки или в перспективе дополнительных ниток, это уже задача Европы вместе с Турцией определиться в объемах, сроках и назначении». По его словам, пока «Газпром» не планирует привлекать партнеров к строительству первой и второй ниток «Турецкого потока». Господин Медведев отметил, что стоимость проекта будет ясна после завершения всех процедур. Он подчеркнул, что сейчас речь не может идти о предоставлении Турции скидки на газ, с учетом того что стоимость газа на NBP (National Balancing Point) дешевле \$100 за 1 тыс. куб. м.

Эксперты и раньше высказывали сомнения в привлекательности строительства газопровода через Турцию, обращая внимание на то, как тяжело обо всем договариваются стороны. Гендиректор Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов отмечал, что замыкать на Турцию транзит российского газа в Европу по южному маршруту нецелесообразно. По его мнению, строить две нитки газопровода через Турцию и превращать ее в транзитную страну — «опасная история». Правильнее было бы построить одну нитку газопровода в Турцию, а вторую — в Болгарию и далее через перемычку в Грецию, считает эксперт.

Помимо «Турецкого потока» на фоне потеплевших отношений между Москвой и Анкарой «Газпром» заинтересовался строительством новых или покупкой действующих газовых электростанций в Турции. «Мы заинтересованы в том, чтобы на определенных условиях участвовать в проектах энергетики. Тем более что сейчас, когда цены упали, в Турции интерес к электроэнергии на газе еще больше вырос, чем он был раньше», — сказал Александр Медведев.

Наладить отношения с «Газпромом» не против и Болгария. Страна была ключевой в рамках строительства газопровода South Stream и сначала разрешила России строить трубу на своей территории, но за-

тем под давлением ЕК и США заморозила стройку. Теперь Болгария предлагает России 50% в будущем газовом хабе на своей территории. Об этом в начале сентября говорил глава местной газотранспортной компании «Бултрансгаз» Георгий Гегов. А премьер Бойко Борисов заявлял, что София «не позволит, чтобы крупнейшие газопроводы в Южной Европе шли в обход Болгарии». Болгария обсуждает с Еврокомиссией получение со стороны ЕК таких гарантий, которых требует Россия, и где будет четко записано, что болгарский газовый хаб может закачивать и российский газ.

И, как ни странно, Еврокомиссия уже согласилась допустить Россию на хаб. Руководитель департамента внутреннего энергорынка Еврокомиссии Клаус-Дитер Борхардт заявил, что площадка «может начать работать и без российского газа, но на позднем этапе это помогает его конкурентоспособности», так что «лучше, если бы российская сторона в этот проект включилась». При этом именно господин Борхардт является одним из авторов концепции хабовай торговли газом в ЕС, а также ряда положений Третьего энергопакета, которые осложнили работу «Газпрома» в Европе. В ответ глава «Газпрома» Алексей Миллер напомнил, что приоритетным по южному направлению для компании станет «Турецкий поток», а возрождение South Stream не обсуждается.

Ольга Моргуненко

нефть и газ

Прибыльный юбилей

Для одного из трех российских СРП-проектов — «Сахалин-1» — 2016 год стал юбилейным. За 20 лет консорциум «Роснефти», американской ExxonMobil, индийской ONGC Videsh Ltd и японской Sodeco добыл более 80 млн тонн нефти. А поступления в бюджет от проекта до 2055 года могут составить около 6 трлн руб.

— добыча —

В 2016 году проект «Сахалин-1» отмечает 20-летний юбилей. Соглашение о разделе продукции (СРП) по проекту российское правительство, администрация Сахалинской области и международный консорциум подписали в 1996 году. Оператором проекта стала компания Exxon Neftegas Ltd, где американская ExxonMobil владеет 30%, столько же у японской Sodeco, у «Роснефти» и индийской ONGC — по 20%.

«Сахалин-1» является одним из крупнейших проектов в России с прямыми иностранными инвестициями. Накопленная добыча в его рамках составила более 82 млн тонн нефти и 19 кубометров газа. В «Роснефти» поступления от проекта «Сахалин-1» в бюджет России до 2055 года оценивают в 6 трлн руб. На данный момент государство получило от его реализации 838 млрд руб., в том числе в бюджет Сахалинской области — более 324 млрд руб.

Как сообщал глава российской госкомпании Игорь Сечин, в рамках реализации проекта установлено несколько мировых рекордов: девять из десяти самых протяженных скважин пробурено именно на «Сахалине-1». «Последнее достижение — уникальная скважина протяженностью 13,5 тыс. м с отходом от вертикали 12,036 тыс. м, пробуренная с платформы «Орлан» в апреле 2015 года», — отметил глава «Роснефти». Также уникальной является верхняя часть платформы «Беркут» весом около 42 тыс. тонн. Это самое тяжелое в мире верхнее строение, когда-либо установленное методом надвига в открытом море. А общий вес платформы «Беркут» превышает 200 тыс. тонн.

- Проект «Сахалин-1» ведет добычу на трех морских месторождениях, расположенных на северо-восточном шельфе Сахалина, — Чайво, Одопту и Аркутун-Даги.
- Месторождение Чайво было введено в эксплуатацию в 2005 году. Его разработка ведется как с береговых (буровая установка «Ястреб»), так и с морских сооружений (платформа «Орлан»).
- Месторождение Одопту, работающее в промышленных масштабах с 2010 года, находится примерно в 70 км к северу от буровой площадки Чайво. Буровые работы были начаты здесь в 2009 году, по-



Газ с «Сахалина-1» в перспективе может пойти на завод «Роснефти» по сжижению «Дальневосточный СПГ»

сле передислокации и модернизации буровой установки «Ястреб» с месторождения Чайво.

- Одно из самых «молодых» месторождений проекта — Аркутун-Даги — было запущено в эксплуатацию в 2015 году после того, как на нем заработала одна из самых мощных морских буровых платформ — «Беркут». Месторождение расположено примерно в 25 км от северо-восточного побережья Сахалина к востоку от месторождения Чайво. Кроме того, в текущем году исполняется десять лет с начала операций по отгрузке нефти с терминала в п. Де-Кастри в Хаба-

ровском крае, с которого экспортируется нефть «Сахалин-1». За это время отгружено около 900 танкеров нефти марки «Сокол».

Как сообщил Игорь Сечин в начале сентября, Exxon планирует заказать на судозаводе компании «Звезда» строительство двух танкеров для «Сахалина-1». Газ с проекта на данный момент поставляется на внутренний рынок России по газопроводу Сахалин—Хабаровск—Владивосток. Но в перспективе «Роснефть» планировала построить СПГ-завод на юге Сахалина — «Дальневосточный СПГ», где будет перерабатываться газ с «Сахалина-1». Партнером по строительству завода должна стать ExxonMobil. Начальная мощность «Дальневосточного СПГ» запланирована на уровне 5 млн

тонн. Сейчас участники изучают две площадки для его размещения: Де-Кастри и Сахалин. Вице-президент ExxonMobil Russia Алекс Волков отмечал, что оценка инвестиционной рентабельности будет приниматься после предварительного проектирования. По его словам, для доставки газа на площадку в Де-Кастри рассматривается как газопровод «Газпрома» Сахалин—Хабаровск—Владивосток, так и строительство своей трубы.

Окончательное решение по инвестпроекту будет принято в 2016–2017 годах. При этом власти отмечали, что государство готово оказать поддержку и предоставить преференции проекту нового завода по сжижению, например включить проект в режим ТОР.

Кирилл Родионов

«Транснефть» утекает из Прибалтики

— переориентация —

Общий грузопоток российских товаров через страны Балтии в прошлом году сократился на 20% по сравнению с 2014 годом. Потери прибалтийских стран от уменьшения экспорта нефтепродуктов составили примерно \$180 млн. Дальнейшее снижение грузопотока российских нефтепродуктов через страны Прибалтики на 20 млн тонн сократит оборот предприятий почти на \$800 млн, отмечают источники „Ъ“ на рынке. В случае остановки всех российских грузопотоков потери объемов составят около 40 млн тонн, оборот компаний упадет на \$1,3 млрд. «Созданная в последние годы транспортная инфраструктура на северо-западном направлении позволяет заместить объемы экспорта через Прибалтику практически полностью», — говорит собеседник „Ъ“, близкий к администрации президента. При этом он отмечает, что «Роснефть» до сих пор является крупнейшей компанией, предлагающей ресурсы на тендерной основе с поставкой светлых и темных нефтепродуктов в порты Балтии.

Другой источник говорит, что поставки в ряд российских портов могут быть осложнены высокими тарифами РЖД. «Тарифы железной дороги на доставку нефтепродуктов в Усть-Лугу фактически заградительные. Но с учетом ситуации руководство РЖД может принять решение об их снижении», — отмечает он. При этом, говорит собеседник „Ъ“, прибалтийские порты, напротив, заявляют о готовности уделить перевалку, но физически вряд ли смогут это сделать.

В странах Прибалтики уже почувствовали заметное снижение поставок. Так, мэр латвийского Вентспилса Айварс Лембергс в середине сентября отмечал, что «транзит нефтепродуктов через порты стран Балтии за пару лет полностью не иссякнет, однако сокращение потока грузов — реальность, с которой портам стран Балтии необходимо считаться». Ранее глава Латвийской ассоциации портов Карлис Лейшкэлс заявил, что Латвия активно работает над привлечением новых грузов в свои порты в связи с планами РФ по переориентации экспортных грузопотоков. Он отметил, что уже сейчас ведется работа над привлечением новых грузов, в том числе из Китая и Казахстана.

Директор Клайпедского морского порта Литвы по экономике и финансам Мартинас Армонайтис 13 сентября отмечал ТАСС, что в стране, «конечно же, огорчены тем, что грузы могут быть направлены в обход портов стран Балтии, где для этого создана качественная инфраструктура и действуют современные терминалы». В то же время, по словам господина Армонайтиса, в объемах перевалки Клайпедского порта российские грузы составляют около 5–6%, а российские нефтепродукты через этот порт вообще не транспортируются. Тем не менее, по оценке экспертов, потеря экспорта российских нефтепродуктов вызовет обострение конкуренции между портами стран Балтии в других сегментах грузооборота.

Тему переориентации экспортных потоков российских нефтепродуктов с терминалов Прибалтики в РФ 28 сентября «Транснефть», РЖД и нефтекомпании обсуждали на совещании у спецпредставителя президента по вопросам природоохранной деятельности, экологии и транспорта Сергея Иванова. Но комментировать итоги встречи участники не стали.

Ольга Мордюшенко

SIEMENS

Ingenuity for life*

Нягань, Россия

-40 °C
зимой

80 °C
разница между зимней и летней температурой — как на Марсе

500 км
от Северного полярного круга

5 часов
продолжительность светового дня в декабре

17 000 тонн
общий вес основного технологического оборудования

Мощности каждого из энергоблоков достаточно, чтобы осветить город размером с Лос-Анджелес

Надежное энергоснабжение региона в суровых условиях

Дополнительное сервисное обслуживание

Когда энергия поддерживает жизнь целого региона, это и есть Ingenuity for life.

В северных регионах страны надежная выработка энергии жизненно необходима. В условиях суровой зимы с коротким световым днем и с учетом огромных расстояний между населенными пунктами местные жители нуждаются в бесперебойном энергоснабжении. Его обеспечивает Няганская ГРЭС, построенная компанией «Фортум» и оснащенная оборудованием «Сименс». Самая мощная электростанция в северных широтах способна удовлетворить половину потребностей Югры в электроэнергии. Она защищает регион от перебоев с электричеством, обеспечивая надежное энергоснабжение и комфортную жизнь людей. Это и есть Ingenuity for life.

siemens.ru/ingenuityforlife

*Изобретательность для жизни

РЕКЛАМА

нефть и газ

«Компании инвестируют сегодня в то, что легче всего монетизировать»

Мировая нефтегазовая отрасль проходит через новый этап развития на фоне глобального кризиса и падения цен на сырье. „Ъ“ обсудил с **Григорием Выгоном**, создателем и главой независимого отраслевого консультанта по вопросам развития ТЭКа Vygon Consulting, возможные сценарии развития сектора, возможные изменения в российской налоговой системе и перспективы возобновляемой энергетики.

— интервью —

— **Какое воздействие оказали низкие цены на сырье на российскую нефтегазовую промышленность?**

— В первую очередь они повлияли на экономику переработки. Таможенная субсидия, то есть разница между пошлинами на нефть и нефтепродукты, снизилась с порядка \$16 за баррель в 2014 году до \$6 в 2015 году и \$4,3 в 2016 году. Раньше она компенсировала логистическое отставание российских заводов и позволяла им получать более высокую маржу, чем европейским, несмотря на худшую конфигурацию и, как следствие, меньший выход светлых нефтепродуктов. Снижение цен на нефть и сокращение таможенной субсидии привели к тому, что маржа ряда российских заводов стала отрицательной. А объемы первичной переработки в 2015 году упали на 7 млн тонн впервые за последние 15 лет. В текущем году мы ожидаем дальнейшее снижение переработки примерно до 274 млн тонн.

Девальвация рубля в значительной степени компенсировала снижение цен на нефть. Кроме того, особенности нашей налоговой системы нивелируют неблагоприятные изменения внешней конъюнктуры. В результате российские нефтяные компании фактически мало зависят от мировых цен на нефть (без учета внешних валютных заимствований). В краткосрочной перспективе денежно-кредитная политика ЦБ окажет гораздо большее влияние на эффективность добычных проектов, чем налоговая система.

— **Какие вы прогнозируете объемы нефтедобычи в России? Смогут ли компании удержать текущий уровень?**

— Мы считаем, что в этом году она вырастет примерно на 11 млн тонн по сравнению с 2015 годом — до 545 млн тонн нефти с газовым конденсатом. В следующем году прирост также будет измеряться двузначными цифрами. Связано это в первую очередь с тем, что большое количество новых проектов будет выходить на проектную мощность. Среди них: Мессоякское месторождение («Газпром нефть»), имени Филановского (ЛУКОЙЛ), Северо-Рогожинское («Сургутнефтегаз»), Сузунское и Наулское («Роснефть») и т. д. Если в прошлом году основной прирост добычи был обеспечен конденсатом, то сейчас это нефтяные greenfield с растущей добычей в 2015–2017 годах. Среди них: Приразломное и Новопортовское («Газпром нефть»), имени Требса и Титова («Башнефть» в партнерстве с ЛУКОЙлом), Имилорское (ЛУКОЙЛ), Лабаганское и Среднеботуобинское («Роснефть»), Ярудейское (НОВАТЭК) и активы Иркутской нефтяной компании.

Уже после 2019–2020 годов удержать добычу на таких рекордных уровнях будет крайне сложно, если компании, как минимум, не восстановят или не увеличат объемы геологоразведочных работ (ГРП). Сейчас из-за кризиса первое, что нефтяники сделали, — сократили расходы на ГРП. Кроме того, после 2020 года динамику добычи будут определять темпы освоения трудноизвлекаемых запасов. Если производители разрабатывают и внедряют экономически эффективные технологии добычи на тюменской, баженовской, доманиковой свиты, низкопроницаемых коллекторах, тогда добычу можно удержать.

Но для того, чтобы компании инвестировали в геологоразведку и ТРИЗ, нужно создавать стимулы, в том числе экономические. Для геологоразведки это введение вычетов расходов на ГРП из налоговой базы по налогам на прибыль. По ТРИЗ помимо налоговых стимулов можно применить технологические полигоны. Это территории, на которых группы компаний будут отрабатывать технологии, обмениваться геологической информацией. Мы как раз работаем над их концепцией.

Сегодня, к сожалению, темпы развития технологий невысоки. Это связано и с санкциями, и с определенной технологической отсталостью.

Что касается первичной нефтепереработки, то сами объемы неважны. За последние 15 лет нарастили мощности переработки более чем на 100 млн тонн. Все эти дополнительные объемы уходят на экспорт, а для внутреннего рынка основной проблемой раньше был риск возникновения дефицита бензина. Но сегодня потребление бензина падает, а компании проводят модернизацию своих нефтеперерабатывающих заводов. В результате они выпускают больше светлых нефтепродуктов, в том числе бензина 5-го класса, поэтому проблема его дефицита не стоит.

Но возникла проблема со сбытом наших нефтепродуктов на внешних рынках. Те объемы качественного дизельного топлива, которые сегодня Россия производит и которые будут увеличиваться, на европейском рынке конкурируют с нефтепродуктами европейских и ближневосточных заводов. Это уже привело к тому, что дизтопливо начало дешеветь, а это приводит к снижению маржи переработки. Поэтому сейчас нужно думать о том, каким образом решать проблему сбыта и компенсировать негативный эффект перепроизводства.

— **Как это перепроизводство отражается на ценах на мировом рынке? Влияет ли увеличение российских поставок на ситуацию?**

— На мировом рынке нефти мы никак не влияем на цены. В первую очередь это влияние оказывали и будут оказывать в среднесрочной и, возможно, долгосрочной перспективе американцы, поскольку они, по сути, полностью изменили принципы реагирования нефтянки на изменения ценовой конъюнктуры. Естественно, ОПЕК по-прежнему может влиять на рынок, поскольку производители могут легко и не принужденно залить его нефтью. Сегодня мы как раз наблюдаем рекордный профицит, когда избыток в коммерческих запасах превышает 3 млрд баррелей. Мы со своими относительно небольшими приростами в добыче на рынке не заметны.

Но по нефтепродуктам на локальном европейском рынке наше перепроизводство привело к тому, что цены на дизтопливо и маржа НПЗ стали снижаться. После завершения налогового маневра или, по крайней мере, когда будет введена 100% пошлина на темные нефтепродукты, объемы переработки упадут прежде всего у простых заводов (с простыми технологическими процессами. — „Ъ“). Однако это мало скажется на объемах товарной продукции: бензин и дизель класса 5 эти заводы просто не выпускают. Поэтому снижение объемов переработки в России не приведет к уменьшению давления на цены в Европе.

— **Сейчас много говорят о недоатражке капиталовложений в нефтегазовой отрасли. Может ли это стать проблемой?**

БИОГРАФИЯ

Григорий Выгон родился 16 мая 1973 года в Москве. В 1996 году с отличием окончил Московский физико-технический институт, в 2000 году — аспирантуру ЦЭМИ РАН. Кандидат экономических наук. В 2006–2008 годах являлся главным экономистом ТНК-BP, где отвечал за стратегическое планирование и аналитическую поддержку взаимодействия с органами государственной власти. До прихода в ТНК-BP работал независимым консультантом, а также директором департамента корпоративных финансов Института финансовых исследований. До создания Энергетического центра с 2008 года

ПОДРОБНЕЕ О КОМПАНИИ

Vygon Consulting — независимый национальный отраслевой консультант по вопросам развития ТЭК России. Основные направления деятельности компании включают: стратегический консалтинг для компаний, аналитическую поддержку деятельности органов государственной власти, исследования в сфере ТЭКа. Vygon Consulting специализируется на вопросах совершенствования систем налогообложения и недопользования. На базе построенных моделей добычи, переработки и потребления углеводородов строятся сценарии развития нефтегазовой отрасли в зависимости от внешних условий и вариантов системы регулирования, разрабатываются предложения по ее



ЮРИЙ МАТРОНОВ

— В объемном выражении инвестиции у нас достаточно приличные. Да, мы недофинансируем геологоразведку последние пару лет, но компании инвестируют в то, что приносит им относительно более высокую и быструю прибыль. Есть давно открытые месторождения, их подготовили, подключают к трубе, обустраивают и вводят в разработку. Ровно это сейчас и происходит. Другое дело, компании инвестируют сегодня в то, что легче всего монетизировать. Доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается, а в развитии технологий наши ВИНК вкладывают менее охотно, потому что это длительные инвестиции, отдача неизвестно, когда наступит. Эта ситуация усугубляется тем, что наши компании обеспечены доказанными запасами, доставшимися им от Советского Союза, на 20–30 лет вперед. В результате, несмотря на одну из самых жестких налоговых систем в мире, на которую нефтяники постоянно жалуются, мы смогли увеличить добычу с менее чем 300 млн тонн в кризисные 90-е годы XX века до фактически советского рекорда, который мы, скорее всего, побьем в 2018 году.

— **Вы являетесь сторонником приватизации государственных долей в нефтяных компаниях?**

— Я являюсь сторонником уменьшения роли государства во всем: начиная от управления отраслью и заканчивая долей госкомпаний на внутреннем рынке. Можно говорить о том, что нам нужны национальные чемпионы, которые будут конкурентоспособны по сравнению с глобальными игроками по всему миру. Это могут быть государственные или частные компании. Но на внутреннем рынке роль госкомпаний должна снижаться.

— **Можно ли в текущих условиях разработать адекватную стратегию развития нефтяной отрасли в стране?**

— Не только можно, именно в этих кризисных условиях и нужна стратегия. Когда все хорошо, ничего не нужно предпринимать, просто плывешь по течению, инвестируешь, собираешь налоги в бюджет — все и так хорошо. Сегодня в стратегии нефтегазовой или энергетической должна быть конкретика и точные сценарии. Понимаете, если все верить в то, что цены на нефть будут высокими, поднимутся до \$100 за баррель или выше, тогда не нужна стратегия, тогда надо тратить колоссальные деньги на шельф, на

приобретения активов по всему миру без учета их эффективности.

— **Каковы главные результаты налогового маневра для российских upstream и downstream?**

— Налоговый маневр по большому счету до сих пор никакого заметного влияния на отрасль не оказал. Вообще, пора заканчивать спекуляции на эту тему. Если посмотреть на относительный эффект снижения цен на переработку или девальвации рубля на добычу, то, конечно, эти эффекты имеют гораздо большее значение, чем налоговый маневр. Его влияние просто незаметно на фоне этих тектонических изменений.

Другое дело, что налоговый маневр продолжается и его нужно будет когда-то закончить. Под завершением налогового маневра все понимают отмену экспортных пошлин. Здесь два ключевых вопроса. Первый: в какие сроки нужно отказаться от экспортных пошлин. Были предложения завершить налоговый маневр в 2018 году — я думаю, что это нереально и нецелесообразно. Потому что в первую очередь от налогового маневра страдает переработка в сегодняшней ее конфигурации. Если будет обнулена таможенная субсидия, многие, даже прошедшие модернизацию заводы попадут в достаточно сложное положение, не говоря о тех, кто сегодня инвестирует в развитие. Для последних надо будет придумать механизмы компенсации — это, собственно, и есть второй вопрос. Причем механизмы компенсации должны касаться не только переработчиков, но и потребителей, потому что компании будут стараться перекладывать свои проблемы на потребителей через цены на нефтепродукты.

Предыдущие маневры уже показали, что есть ряд инструментов вплоть до таких экзотических, как отрицательные акцизы, которыми можно сгладить негативные эффекты. Но у них тоже есть свои недостатки, поэтому обязательно завершение налогового маневра нужно просчитать. Я думаю, этим мы как раз и займемся в следующем году. Чтобы, не дай бог, в 2018 году люди не проснулись и не оказались в ситуации, что пошлин нет.

— **В последнее время обсуждают введение НДД. Удалось ли российским министерствам прийти к согласию?**

— Минфин в соответствии с поручениями правительства предложил концепцию НДД. На наш взгляд,

вполне себе разумная концепция: в ней предусмотрены стимулы для высокочрезмерных и низкоэффективных браунфилдов. Она работает и для гринфилдов. Понятно, что с восприятием этой концепции есть сложности. Компании любые налоговые изменения, особенно те, которые они сами инициируют, рассматривают как льготы. Для них НДД — это дополнительная льгота, особенно в части, касающейся браунфилдов. Поэтому нефтяники стремятся расширить объем добычи, который может подпасть под налоговый эксперимент, каждая компания бьется за свою долю в нем.

История с НДД достаточно наглядно показала, что этот механизм пока отраслью не воспринимается как системное решение в отношении будущей конфигурации налогового режима. Ясно, что для всех браунфилдов НДД ввести будет невозможно. То есть в перспективе этот налог хорош для отдельных маржинальных проектов. Однако полноценным системным решением НДД может стать, если его ввести в обязательный порядок для всех гринфилдов. А этого компании категорически не хотят, потому что для значительной части объектов сегодня есть такой удобный механизм, как льготы по экспортной пошлине. У него есть ряд недостатков с точки зрения Минфина и государства в целом. Он непрозрачен, государство не понимает эффективности проектов, которым дает льготы, зачастую предоставляющиеся автоматически, без какой-либо экспертизы.

В общем-то Минфин абсолютно прав в том, что этот механизм нужно закрывать и вместо него вводить НДД. Как только об этом зашла речь, стало ясно, что НДД как налог, ориентированный на сбор ренты, оказывается для бюджета более выгоден, чем существующая система с лоскутным одеялом льгот. А для компаний он может оказаться менее выгоден, чем ДНС, поскольку для низкочрезмерных проектов введение НДД подразумевает увеличение налоговой нагрузки. И здесь надо найти компромиссный вариант, поскольку введение НДД не должно ухудшить экономику действующих проектов.

— **Как вы оцениваете перспективы развития возобновляемых источников энергии?**

— Если еще лет пять назад люди думали, что ВИЭ — это не то что дань моде, это просто попытка стран-потребителей снизить свою энергетическую зависимость от арабского мира и России. Снижение этой зависимости происходило за счет того, что потребители оплачивали новую генерацию возобновляемых источников через различные механизмы субсидирования. Сегодня за счет технологического прогресса, за счет снижения затрат, повышения эффективности солнечной, ветровой генерации эти виды производства электроэнергии стали конкурентоспособными и без субсидий. В ряде стран, не везде, но уже так называемая полная приведенная стоимость затрат производства электроэнергии (levelized cost of electricity) для ВИЭ снизилась до уровня традиционной генерации и даже ниже текущей стоимости электроэнергии.

Неслучайно объемы строительства мощностей на возобновляемых источниках сегодня превышают объемы строительства традицион-

ной генерации. В прошлом году по всему миру было введено порядка 120 ГВт мощностей на ВИЭ. Эти объемы ежегодно увеличиваются, во многом благодаря Китаю. Со временем стоимость новой генерации будет снижаться, и она уже ниже, чем цена электроэнергии при подключении к сетям. Поэтому я думаю, что за ВИЭ будущее.

— **Есть ли перспективы для возобновляемой энергетики в РФ?**

— В свое время генерирующие компании ожидали, что спрос на электроэнергию будет расти по 4% в год, и запустили множество проектов. Но сегодня объемы генерации избыточны. Другое дело, что есть неценовые зоны, не подключенные к сетям, удаленные регионы (Восточная Сибирь, Дальний Восток), и там как раз может быть гораздо выгоднее реализовывать проекты на ВИЭ, чем заниматься традиционной газификацией и строить станции на газу или на угле. Собственно, это и происходит и в Якутии, и на Камчатке: уже запущено несколько ветряных и солнечных электростанций, целый ряд таких проектов реализуется. Это как раз та самая ниша в нашей нефтегазовой стране с избыточными мощностями электрогенерации, которую ВИЭ может себе найти. Но, конечно, эта ниша все-таки невелика.

Планировалось, что в 2020 году в России будет построено 6 ГВт мощностей на ВИЭ, сейчас этот срок сдвинули на 2024 год. Да и не факт, что в 2024 году этот показатель будет достигнут. Поэтому ВИЭ для России, по крайней мере для руководителей, которые курируют соответствующие направления, — это пока экзотика.

— **Чем занимается Vygon Consulting?**

— Мы активно занимаемся и альтернативной энергетикой, вопросами налогообложения, прогнозами потребления нефтепродуктов, рынком газа. Без понимания глобальных тенденций, вызовов, которые стоят перед отраслью, трудно написать содержательную Энергостратегию и принимать инвестиционные и регуляторные решения. Наша компания, по сути, пытается выстроить мост в диалоге бизнеса и власти. Мы принимаем активное участие в разработке и обсуждении Энергостратегии, газовой и нефтяной Генплана, недавно начали работу над стратегией воспроизводства минерально-сырьевой базы России. Достаточно активно участвуем в налоговых инициативах. В последнее время мы разрабатывали параметры налоговых маневров и концепции НДД. При этом мы помогаем, с одной стороны, Минфину России, отвечающему за доходы федерального бюджета. С другой стороны, наши нефтегазовые компаниям, поскольку все заинтересованы в том, чтобы инвестиционная привлекательность отрасли сохранялась.

Также мы разрабатывали различные инструменты экологического стимулирования, например известное постановление о плате за выбросы при сжигании попутного нефтяного газа (ПНГ). Предложенный нами механизм вычетов расходов на утилизацию из платы за выбросы оказался очень эффективным. С его введением объем сжигания ПНГ снизился с 25% в 2011 году до 11% к концу 2015 года. Другим целевым инструментом, который мы предложили, является вычет расходов на геологоразведочные работы с повышающим коэффициентом из базы для налога на прибыль. Мы надеемся, что он будет введен в 2017 году и поможет привлечь дополнительные деньги в геологоразведку.

Введение экономического части в новую российскую классификацию запасов с 2016 года — это тоже наша совместная работа с Минприроды России. В результате это не только позволит гармонизировать НКЗ с PRMS, но и дать государству эффективный инструмент управления пользование недр.

— **Могут ли такие исследования влиять на принимаемые решения?**

— Как говорится, вода камень точит: не мы одни пишем на эти темы. Мы, по сути, пытаемся оценить то, что произойдет в среднесрочной и долгосрочной перспективе с учетом того, что мир меняется, и очень быстро. У больших руководителей не хватает времени, чтобы просчитать, что на самом деле происходит. Я уверен, что такого рода аналитика очень нужна.

Интервью взяла Мария Кутузова