

ИННОВАЦИИ

ТАК МНОГО НЕФТИ УЖЕ НЕ БУДЕТ.
В РОССИИ СОКРАЩАЕТСЯ ДОБЫЧА
ГЛАВНОГО ЭКСПОРТНОГО ТОВАРА /27
ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ ДОБЫТЬ МОЖНО.
НЕ ПОНЯТНО, ЧТО С НЕЙ ДЕЛАТЬ ПОТОМ /32
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ —
ГАРАНТИИ УСПЕХА НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ.
УСПЕХ — ГАРАНТИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ
АКЦИОНЕРНЫХ ВОЙН /33
КАНАДСКИЙ ПЕСОК ПОПАЛ В БЕНЗОБАКИ.
SHELL ВЫДАВЛИВАЕТ НЕФТЬ
БУКВАЛЬНО ИЗ ЗЕМЛИ /37

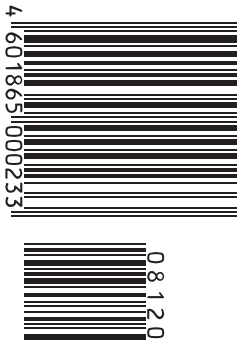
Среда, 14 мая 2008 №80
(№3897 с момента возобновления издания)
Цветные тематические страницы №25–40
являются составной частью газеты «Коммерсантъ»
Рег. №01243 22 декабря 1997 года.
Распространяются только в составе газеты.

Коммерсантъ

BUSINESS GUIDE



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ВЫПУСКА



www.kommersant.ru



АЛЕКСЕЙ ХАРНАС,
РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE
«ИННОВАЦИИ»

ТРУДНОСТИ ПЕРЕГОНА

Цена добычи нефти — той, что бьет фонтаном из скважины где-нибудь в Западной Сибири,— чуть больше \$5 за баррель. Добавьте к этому расходы на ее подготовку, транспортировку, налоги, неофициальное окормление госслужащих, маржу назначенного «кем надо» брокера — вот и набегает все \$75 за ту же единицу объема. Это, конечно, очень условная цифра — у каждой добывающей компании она своя.

Формально рост мировых цен на нефть делает рентабельной ее добычу, даже стоящую \$25 за баррель. Это относится как к трудноизвлекаемым запасам, так и к тяжелой, а проще говоря, некондиционной нефти. Не понятно только, что с ней на поверхности делать. Действующее на большинстве российских НПЗ оборудование позволяет получить из такого сырья топочный мазут. Его рыночная цена сопоставима со стоимостью сырья, а после непродолжительной работы на тяжелой нефти НПЗ впору останавливать на капитальный ремонт. Переработка тяжелой нефти в асфальт попросту нерентабельна. Да и экологи добычу тяжелой нефти не приветствуют: на ее извлечение требуется слишком много энергоресурсов, и сам процесс чреват загрязнением территории добычи.

Транспортировать тяжелую нефть по магистральным трубопроводам нельзя — испортит все, что там течет; перевозка цистернами добавит к ее и так немалой стоимости ощутимую наценку. Остается только переработка вблизи места добычи — а это уже совсем другие инвестиции.

Есть и еще одна проблема. В стране пока нет дефицита нефтепродуктов, действующие НПЗ покрывают потребность в моторных и печных топливах. Все перерабатывающие заводы принадлежат или контролируются компаниями, самостоятельно добывающими нефть. Цена моторного топлива в России уже давно превысила его цену в США. Нефтяники объясняют высокий уровень цен непомерной налоговой нагрузкой. Получается, что, пустив на производство моторного топлива тяжелую нефть, НПЗ должны чуть ли не вдвое увеличить отпускную цену бензина (ведь сырье стало ощутимо дороже). Такой бензин, да еще сделанный по невиданной ранее технологии, никто не будет покупать. А продавая топливо из тяжелой нефти по устоявшейся цене, нефтяники фактически признают, что налоги и рост цены на топливо — несвязанные вещи.



КОЛОНКА РЕДАКТОРА

ПОРА КАЧАТЬ

с начала года государственные ведомства и экспертные организации планомерно снижали краткосрочные прогнозы добычи нефти в России. Изменения в прогнозах связаны с уверенностью экспертов в том, что правительство не пойдет на существенные налоговые послабления для нефтяников, но высокие цены на нефть в конечном итоге сыграют положительную роль для отрасли, и рост добычи нефти в России возобновится.

ЮРИЙ КОГТЕВ, RUSENERGY

ПРОВАЛЬНЫЙ КВАРТАЛ Российские нефтяники уже давно забыли о годовом росте производства нефти в 7–11%, который был характерен для отрасли в начале десятилетия. Три года подряд отрасль демонстрировала стабильный двухпроцентный рост добычи. В 2005 году он достиг 2,4%, в 2006-м — 2,2%, в 2007-м — 2,1%. Похоже, в Минпромэнерго посчитали эту тенденцию устоявшейся. В начале февраля ведомство опубликовало прогноз, по которому объемы добычи нефти должны увеличиться в этом году на 1,8%, до 500 млн тонн.

ВЫКАЧАВ ВСЮ ЛЕГКОДОСТУПНУЮ НЕФТЬ, РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ВЫНУЖДЕНЫ ОСВАИВАТЬ СЛОЖНЫЕ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2007 году производство нефти составило 490,7 млн тонн, что на 10,2 млн тонн превысило уровень 2006 года.

Но уже по итогам января прогноз Минпромэнерго подвергся первым испытаниям.

ExxonMobil сообщил об ожидаемом существенном сокращении добычи в проекте «Сахалин-1». В начале 2007 года была достигнута проектная мощность в 250 тыс. бар. в сутки. Но операторы предупредили, что этот уровень станет пиковым и уже в 2008 году добыча из-за истощения месторождения сократится до 7,9–8,2 млн тонн по сравнению с 11,2 млн тонн по итогам 2007 года.

Кроме того, крупнейшие российские нефтегазовые компании опубликовали весьма скромные прогнозы роста. Так, ТНК-ВР планирует добыть в 2008 году около 70 млн

тонн (в 2007 году — 69,5 млн тонн, рост 0,7%), «Газпром нефть» — 33,5 млн тонн (в 2007 году — 32,6 млн тонн, рост 2,8%), «Татнефть» — 25,7 млн тонн (в 2007 году — также 25,7 млн тонн, рост 0%).

«Славнефть» и «Башнефть» воздержались от прогнозов. По ожиданиям «Сургутнефтегаза», добыча компании в 2008 году составит около 60 млн тонн, что на 7% ниже, чем в 2007 году. В конце 2006 года «Сургутнефтегаз» планировал увеличить в 2007 году добычу на 2,9%, до 67,5 млн тонн, в начале года понизил прогноз до 0,9%, или 66,2 млн тонн, а закончил год с падением добычи по отношению к 2006 году на 1,7%, до 64,5 млн тонн.

В целом добыча нефти и газового конденсата в январе «провалилась» по сравнению как с январем 2007 года, так и с декабрем 2007 года, составив 41,35 млн тонн (9,78 млн бар. в сутки). Это на 1% ниже показателя декабря прошлого года и на 0,8% — января 2007 года. В феврале суточная добыча в целом по отрасли осталась практически на уровне январской (9,79 тыс. бар. в сутки), но в марте последовал новый спад — до 9,76 тыс. бар. в сутки.

Общий объем добычи в первом квартале составил 121,4 млн тонн, что на 0,2% ниже, чем в первые три месяца 2007 года. Но с учетом високосного года корректнее считать добычу в суточных объемах. В этом случае добыча составит 9,78 тыс. бар. в сутки, что уже на 0,8% ниже, чем в первом квартале 2007 года.

КОРРЕКТИРОВКА ПРОГНОЗОВ Снижение суточных показателей добычи в течение первого квартала вынудило экспертов внести коррективы в свои оценки добычи нефти в России в 2008 году. Банк Credit Suisse в марте понизил прогноз с 0,7% до –0,5% в 2008 году, с 1,2% до 0,6% в 2009 году и с 1,3% до 0,9% в 2010 году. «Мы более не ожидаем увеличения добычи нефти в этом году», — сообщили аналитики банка.

Банк UBS выступил с предостережением, что если российские нефтяные компании не увеличат объем бурения по сравнению с минувшим годом на 10–12%, до 5,7 тыс. скважин, то по итогам года следует ожидать снижения добычи на 1%. А Международное энергетическое агентство (МЭА) высказало мнение, что в нынешнем году рост добычи нефти в России все же возобновится, но составит всего 0,8%.

Вслед за экспертами решили проявить осторожность и государственные чиновники. В начале апреля Юрий Трутнев, министр природных ресурсов РФ, сообщил, что в целом за год объемы добычи нефти в стране могут оказаться ниже, чем в прошлом году. Глава Минпромэнерго России Виктор Христенко признал, что «добыча сегодня находится на одном уровне, в стагнации».

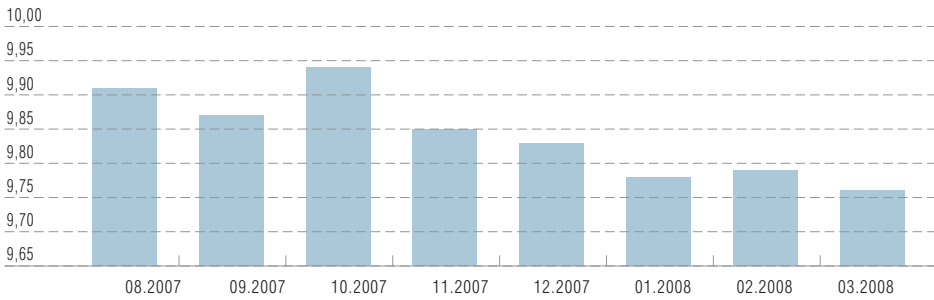
Наконец, слово взяли сами нефтяники. Леонид Федун, вице-президент ЛУКОЙЛа, в середине апреля заверил, что →

ДОБЫЧА НЕФТИ В РОССИИ ПРОШЛА СВОЙ ПИК И МОЖЕТ БОЛЬШЕ НИКОГДА НЕ ВЕРНУТЬСЯ НА ПРЕЖНИЙ УРОВЕНЬ



ИТАР-ТАСС

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА



ДОБЫЧА НЕФТИ В РОССИИ (ТЫС. БАРР. В СУТКИ) ИСТОЧНИК: RUSENERGY

добыча нефти в России прошла свой пик и может больше никогда не вернуться на прежний уровень. Сходную мысль высказал Виктор Вексельберг, совладелец ТНК-ВР, признавший, что добыча нефти в России в дальнейшем будет только падать.

В конце апреля Виктор Христенко заявил, что темпы прироста добычи нефти в России в 2008 году будут меньше, чем ранее прогнозировало Министерство промышленности и энергетики РФ в начале февраля, но все же составят около 1%. Более того, по его словам, в России реально достижение заложенных в стратегии показателей добычи нефти в 520–530 млн тонн к 2010 году и 560 млн тонн — к 2020 году.

НАЛОГИ И ТЕХНОЛОГИИ Сейчас под руководством Минпромэнерго разрабатывается новый вариант Энергетической стратегии — до 2030 года, и он содержит еще более амбициозные оценки будущего российской добычи.

В апреле состоялась презентация проекта, в ходе которой замглавы департамента государственной энергетической политики министерства Владимир Саенко назвал новые цифры, на которые следует ориентироваться нефтяникам. Так, к 2010 году добыча нефти должна увеличиться до 514 млн тонн, к 2015-му — до 560 млн, к 2020-му — до 595 млн. Максимальный уровень добычи в 2030 году составит 600 млн тонн в год.

Тезис о росте добычи подхватили и руководители близких к государству компаний. Александр Дюков, председатель правления «Газпром нефти», в конце апреля пообещал, что рост добычи нефти в России продолжится до 2030–2040 годов, снижение этого показателя начнется не ранее 2050 года.

Рецепт роста от господина Дюкова прост: он полагает, что при условии высоких цен на нефть и внедрения новых технологий вскоре начнут вводиться в эксплуатацию те месторождения, которые пока считаются неэффективными. В то же время рост добычи нефти будет серьезно зависеть от системы налогообложения.

«Снижение налогового бремени позволит добиться темпов роста добычи 3–4% в год. Но отсутствие таких изменений приведет к падению добычи», — констатирует господин Дюков. По его мнению, вариант снижения добычи в России уже с 2020 года возможен в том случае, «если фискальная политика по отношению к нефтяной отрасли не станет гибче».

Отраслевые аналитики отмечают, что наиболее мрачные прогнозы относительно снижения объемов добычи нефти в России возникли в тот период, когда правительство приступило к обсуждению вопроса о внесении изменений в налоговую систему, в рамках которой работают нефтяники. Ее и так нельзя признать комфортной, но в декабре 2007 года Владимир Путин обмолвился о том, что повышение налогов для добывающих компаний, в том числе нефтяных, было правильным, хотя, возможно, недостаточным.

В начале февраля глава департамента налоговой и таможенно-тарифной политики Минфина Илья Трунин зая-



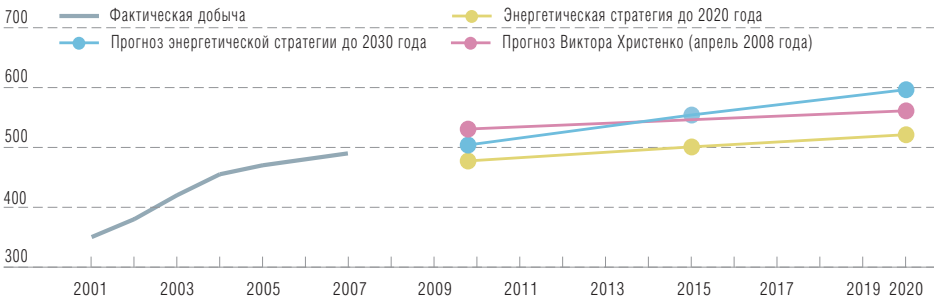
РАСХОЖДЕНИЕ ПРОГНОЗОВ МИНЭНЕРГО С РЕАЛЬНОЙ СИТУАЦИЕЙ В ОТРАСЛИ МОЖЕТ НИВЕЛИРОВАТЬ ТОЛЬКО ПОСТОЯННО РАСТУЩАЯ МИРОВАЯ ЦЕНА НЕФТИ

вил, что пока снижения нагрузки на отрасль не планируется, но в долгосрочной перспективе нефтяные компании, возможно, ожидает переход к налогообложению добавочного дохода компаний.

И лишь в конце марта глава Минфина Алексей Кудрин проявил уступчивость, пообещав с 2009 года при исчислении ставки налога на добычу полезных ископаемых поднять «уровень отсечения» с \$9 за 1 бар. до \$15 за 1 бар., чтобы учесть повышение себестоимости добычи нефти. Это означает, что налог на добычу будет снижен примерно на \$1,2 за 1 бар.

Общая экономия составит около 100 млрд рублей (\$4,2 млрд) в год, что явно не решает проблем отрасли, так как, по словам Леонида Федуне, для поддержания добычи на уровне не менее 10 тыс. бар. в сутки требуется в течение ближайших 20 лет вложить в нефтяную промышленность \$1 трлн.

После того как нефтяникам стало ясно, что им не следует ждать милости от Минфина, последовали заявления о том, что пик добычи нефти в России пройден. Однов-



ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПРОГНОЗЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ (МЛН Т) ИСТОЧНИК: RUSENERGY.

ременно в середине апреля при комитете РСПП по энергетической политике, возглавляемом президентом ЛУКОЙЛа Вагимом Алекперовым, была создана рабочая группа по налогообложению в нефтегазовой отрасли.

Удастся ли нефтяникам накалить ситуацию до такого состояния, что Минфин согласится оставить им еще какую-то часть налоговых изъятий — большой вопрос. Владимир Путин аргументировал необходимость жесткого налогообложения нефтяной отрасли тем, что еще ни одна нефтяная компания не разорилась (во всяком случае, без участия в этом процессе государства. — BG).

При решении вопроса о налогах в Кремле и Белом доме, вероятно, будут учитывать и то, что, например, чистая прибыль ТНК-ВР в 2007 год составила \$5 млрд, а в первом квартале 2008 год приблизилась к \$1,5 млрд. Что чистая прибыль ЛУКОЙЛа в 2007 году увеличилась на 27%, составив \$9,5 млрд, а «Сургутнефтегаз» накопил на своих счетах наличность в размере \$13 млрд. И что разговоры о нехватке средств для инвестирования в добычу не мешали акционерам ТНК-ВР в первом квартале 2008 года распределить дивиденды, по данным Банка Москвы, в размере \$2,4 млрд.

ТРУДНЫЕ РЕЗЕРВЫ Отраслевые аналитики, признавая важность адаптации налоговой системы к новым условиям (резкий рост издержек, инфляция, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов), все же не склонны разделять точку зрения господ Федуне и Вексельберга о том, что все лучшее в отрасли позади.

По мнению Сергея Ежова, замдиректора Топливо-энергетического независимого института, «в обозримом времени добыча нефти падать не должна». Наиболее реалистичная картина — выход на 530 млн тонн в 2020 году плюс-минус 30 млн тонн. «Но перспектив для роста до 600 млн тонн не просматривается, так как для этого нет сырьевой базы», — говорит эксперт. — И освоение запасов трудноизвлекаемой нефти существенной роли в добыче не сыграет, если только у нас не откроют такие же огромные ресурсы, как в Канаде или Венесуэле».

Считает заниженной оценку Леонида Федуне и Дмитрий Лютягин, аналитик ИК «Велес Капитал». Он указывает на то, что сам ЛУКОЙЛ после ввода Хыльчюнского месторождения в Тимано-Печоре и каспийских месторождений рассчитывает увеличить объем добычи. «Снижение добычи может произойти, только если налоговое законодательство не будет меняться», — говорит аналитик.

Категорически не согласен с тем, что пик добычи в России пройден, и Константин Батунин, аналитик по нефти и газу Альфа-банка. Впрочем, он не верит и в то, что в 2008 году Россия сумеет увеличить добычу на 1%. Но в долгосрочном плане оснований для беспокойства нет. «Рост добычи, который мы наблюдали с 2002 по 2005 год

со среднегодовым показателем 7–8%, уже не повторится, и среднегодовой рост добычи может быть только 2–3%, — утверждает аналитик Батунин. — Но природа этого роста будет иной».

По словам эксперта, в начале десятилетия в отрасль пришли новые собственники, которые захотели получить максимальный экономический эффект в короткие сроки. Для этого применяли два метода — гидроразрыв пласта (ГРП) и опускание погружных насосов на несколько сот метров глубже в забой. В некоторых случаях добыча увеличивалась вдвое и больше. И люди заговорили о российском нефтяном чуде. Но чудес на свете не бывает, за все надо платить. Обратная сторона ГРП такова, что если вы его применили один раз, то второй раз с таким же эффектом применить невозможно: нужно бурить новую скважину и вновь проводить там ГРП. Новые собственники приватизированных месторождений применяли ГРП даже на новых проектах, включая Приобское месторождение. И поэтому к сегодняшнему дню наследие советского прошлого закончилось.

Новый рост будет другим, за счет других фундаментальных физических показателей — бурения, выхода в новые регионы, открытия новых запасов, возможно, в Восточной Сибири и на шельфе. В любом случае разработка месторождений будет сопровождаться ростом капитальных затрат.

Не исключено, что определенную роль в этом росте сыграют запасы трудноизвлекаемой нефти. Проблема в том, насколько нефтяные компании и инвесторы способны закладывать в основу своих проектов такие высокие цены, которые мы наблюдаем сегодня. Ведь срок жизни проекта — 10–20 лет и больше, что требует большой уверенности, что высокие цены будут держаться так долго.

«В моем представлении в долгосрочном плане можно закладывать цену нефти на уровне \$80 за баррель, при которой многие проекты добычи трудноизвлекаемой нефти становятся рентабельными», — полагает господин Батунин. — Но это вопрос не только цены, но и наличия технологий, которые позволяют снижать затраты. Тем не менее не вызывает сомнений то, что нефть с течением времени будет становиться все дороже и дороже и для производителя, и для потребителя».

Помочь отрасли должны налоговые новации Минфина, а также ожидаемое завершение периода нестабильности, вызванной перераспределением собственности от частных к государственным компаниям. Если это случится, то на фоне дорожающей нефти в разработку будут вовлекаться ресурсы, которые сегодня кажутся нефтяникам нерентабельными, что создаст основу для долгосрочного роста добычи на 2–3% в год, благо с трудноизвлекаемыми запасами в России все в порядке. Лишь бы цены не подвели. ■



ДОБЫЧА НЕФТИ В РОССИИ В ЯНВАРЕ—МАРТЕ 2008 ГОДА (МЛН БАР./СУТКИ)*					
	1-й КВАРТАЛ 2008 ГОДА	ЯНВАРЬ 2008 ГОДА	ФЕВРАЛЬ 2008 ГОДА	МАРТ 2008 ГОДА	МАРТ 2007 ГОДА
ЛУКОЙЛ	1.80	1.79	1.80	1.80	1.88
«РОСНЕФТЬ»**	2.28	2.28	2.28	2.28	2.18
ТНК-ВР	1.36	1.37	1.36	1.36	1.40
«СУРГУТНЕФТЕГАЗ»	1.24	1.24	1.24	1.23	1.30
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	0.63	0.64	0.63	0.62	0.67
«ТАТНЕФТЬ»	0.53	0.52	0.53	0.53	0.52
«СЛАВНЕФТЬ»	0.40	0.40	0.40	0.40	0.43
«ГАЗПРОМ»	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
«БАШНЕФТЬ»	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
«РУССНЕФТЬ»	0.29	0.29	0.29	0.28	0.28
РОССИЙСКИЕ АО И СП	0.46	0.46	0.46	0.47	0.32
ОПЕРАТОРЫ ПО СРП	0.24	0.24	0.24	0.23	0.27
НОВАТЭК	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
ВСЕГО ПО РОССИИ	9.78	9.78	9.79	9.76	9.90

*ПРОЦЕНТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТНОСЯТСЯ К МАРТУ 2008 ГОДА. **МАРТ 2007 ГОДА — С УЧЕТОМ АКТИВОВ ЮКОСА. ИСТОЧНИКИ: БАНК МОСКВЫ, RUSENERGY.

НЕФТЬ БЕРЕТ ВЕС

КОГДА-ТО ОДИН МОЙ ЗНАКОМЫЙ НЕФТЯНИК, КОММЕНТИРУЯ ЗАЯВЛЕНИЕ ПРЕЗИДЕНТА О ТОМ, ЧТО НУЖНО ДОВЕСТИ КАЧЕСТВО РОССИЙСКОЙ НЕФТИ URALS ДО УРОВНЯ ДОБЫВАЕМОЙ В САУДОВСКОЙ АРАВИИ ARABIAN SWEAT, СРАВНИЛ ЛЕГКУЮ И ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ С БЕЛЫМ И ЧЕРНЫМ ХЛЕБОМ. ПОДТЕКСТ БЫЛ ОЧЕВИДЕН: ТЯЖЕЛАЯ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ НЕФТЬ И ПОЛУЧАЕМЫЕ ИЗ НЕЕ ПРОДУКТЫ НЕ МЕНЕЕ ВОСТРЕБОВАНЫ И НУЖНЫ СЕГОДНЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ. РОСТ ЦЕН И УВЕЛИЧЕНИЕ СПРОСА ДЕЛАЮТ РЕНТАБЕЛЬНЫМИ САМЫЕ СЛОЖНЫЕ ПРОЕКТЫ ПО ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ. ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИОБРЕТАЕТ ВОПРОС ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРОВИНЦИЯХ СТРАНЫ.

МАРИЯ КУТУЗОВА

КАЧЕСТВОМ НЕ ВЫШЛИ Добываемая в России нефть характеризуется значительным разбросом качества. Большая часть — средняя и легкая нефть. Регионами ее добычи являются Западная Сибирь, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, фланги Волго-Уральской провинции, Северный Кавказ и Калининградская область. Значимая добыча тяжелой битуминозной нефти ведется практически только в Волго-Уральской провинции и на нескольких месторождениях Тимано-Печоры, в том числе на разрабатываемом шахтным способом Ярегском месторождении в Республике Коми.

Отечественные запасы тяжелой нефти составляют порядка 13,1% от общего объема разведанных в России ресурсов нефти. Они сосредоточены в трех основных провинциях — Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской. По данным Института химии нефти Сибирского отделения РАН, суммарные запасы Волго-Уральского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов составляют более 71% от общероссийских запасов тяжелой нефти. Волго-уральские виды тяжелой высоковязкой нефти по сравнению с западно-сибирскими являются более сернистыми, парафинистыми, смолистыми, с большим содержанием ванадия, но с меньшим количеством растворенного газа.

Тяжелая нефть занимает большую долю в структуре нефтяных запасов второго по значению после Западной Сибири нефтедобывающего региона России — Волго-Уральского. Например, в Татарии доля тяжелой нефти превышает 35%, в Пермской области — 58%, в Удмуртии — 83%. Сырьевая база Ульяновской области полностью представлена тяжелыми высоковязкими видами нефти. На территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна выделено 194 месторождения с тяжелыми высоковязкими видами нефти, которые распространены практически по всей территории бассейна. Больше всего их находится в центральных и северных областях — в Верхнекамской, Мелекесско-Абдулинской, Пермско-Башкирской и Татарской нефтегазоносных областях. Наиболее тяжелые и вязкие виды нефти на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна находятся в отложениях нижней перми, и далее с увеличением возраста наблюдается тенденция уменьшения плотности и вязкости.

Объем добычи тяжелой нефти и битумов не только в России, но и в мире пока остается низким. Причины — недостаточное развитие технологий освоения подобных залежей. Имеющиеся технологии требуют огромных инвестиций в добычу, создание инфраструктуры переработки и транспортировки. Перерабатывать тяжелую нефть по классической технологической схеме с целью получения топлива нерентабельно, а в ряде случаев невозможно: она содержит низкое количество светлых (топливных) фрак-



НЕДОВОЛЬСТВО ЗЕЛЕННЫХ ТРАДИЦИОННЫМИ НЕФТЯНИМИ «КАЧАЛКАМИ» НЕЛЬЗЯ ДАЖЕ СРАВНИВАТЬ С ТОЙ ВОЙНОЙ, ЧТО ОНИ ОБЪЯВИЛИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

ций (не более 25–30% по отношению к общему объему). При этом высокое содержание серы и смолистых веществ сокращает срок работы оборудования на НПЗ.

ТАТАРИЯ — ПЕРВАЯ Республика Татарстан является старейшим нефтедобывающим районом страны.

Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти в республике более 80%. По качеству нефти разрабатываемых месторождений преимущественно сернистые и высокосернистые (99,9% остаточных извлекаемых запасов) и высоковязкие (67% остаточных извлекаемых запасов), а по плотности — средние и тяжелые (68% остаточных извлекаемых запасов). Добыча нефти в республике, как и во всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находится на стадии естественного падения. Однако за счет применения передовых техноло-

гий на протяжении последних лет в регионе удается поддерживать добычу на уровне 28–30 млн тонн в год.

Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. Природные битумы — окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Отличаются большим содержанием ванадия, никеля, молибдена и значительно меньшим (до 25%) содержанием бензиновых и дизельных фракций. Перспектива их освоения становится все более актуальной в связи с возможностью получения из них энергоносителей, альтернативных топочному мазуту и природному газу.

На территории республики выявлено 450 месторождений и проявлений природных битумов, приуроченных к нижнепермскому, уфимскому, нижне- и верхнеказанским

ПЕРЕРАБАТЫВАТЬ ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ ПО КЛАССИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ТОПЛИВА НЕРЕНТАБЕЛЬНО, А В РЯДЕ СЛУЧАЕВ НЕВОЗМОЖНО: ОНА СОДЕРЖИТ НИЗКОЕ КОЛИЧЕСТВО ТОПЛИВНЫХ ФРАКЦИЙ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАПАСОВ ТЯЖЕЛЫХ ВЫСOKOВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО И ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНОВ				источник: ихн со рэн.	
Регион	Запасы (млрд т)	Доля от суммарных запасов России (%)			
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ					
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	2,329	37,3			
ВОЛГО-УРАЛЬСКИЙ					
РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН	1,163	18,7			
РЕСПУБЛИКА УДМУРТИЯ	0,285	4,6			
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	0,284	4,6			
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	0,237	3,8			
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	0,151	2,4			
ВСЕГО	4,45	71,4			

КАКАЯ НЕФТЬ ТЯЖЕЛЕЕ

➤ В 1987 году на XII Нефтяном мировом конгрессе в Хьюстоне была принята следующая схема классификации нефтей и природных битумов:

- легкие нефти с плотностью менее 870,3 кг/куб. м;
- средние — 870,3–920,0 кг/куб. м;
- тяжелые — 920,0–1000 кг/куб. м;
- сверхтяжелые — более 1000 кг/куб. м при вязкости менее 10 000 мПа·с;
- природные битумы — более 1000 кг/куб. м при вязкости свыше 10 000 мПа·с.

По содержанию масел подразделяют природные битумы следующим образом:

- нефть — при содержании масел выше 65%, малты — 40–65%, асфальты — 25–40% и асфальтиты — менее 25%.

битуминосным осадочным комплексам пермской системы. Они расположены в пределах Мелекесской впадины на западном и южно-восточном склонах Южно-Татарского свода (Черемшанский, Лениногорский, Альметьевский, Новошешминский районы). Запасы с продуктивным пластом до 25–30 м и глубиной залегания от 40 до 250 м. На госбалансе 11 месторождений (на 1 января 2006 года) с запасами 69,5 млн тонн, извлекаемые — 24,4 млн тонн. Из них детально разведаны Архангельское, Екатериновское, Ново-Чегодайское, Северо-Ашалинское, Северо-Кармалинское, Туйметкинское и Больше-Каменское с общими извлекаемыми запасами категорий С1 и С2 в количестве 10,57 млн т. Кроме того, учтены запасы категории С2 в количестве 59,2 млн тонн на 29 предварительно разведанных месторождениях и перспективные ресурсы категории С3 в количестве 61,2 млн тонн на 62 предварительно оцененных битумных проявлениях.

Целенаправленное изучение природных битумов в Республике Татарстан начато в еще в 1970 году. В советское время велась опытно-промышленная разработка на Су-гушлинском, Мордово-Кармальском, Ашальчинском, Горском и других месторождениях. Начиная с 1978 года полигоном для отработки технологий добычи стали Мордово-Кармальское и Ашальчинское месторождения. В 1992 году годовая добыча битума достигла на них 23 тыс. тонн. Была налажена его переработка на Шугуровском нефтебитумном заводе. В 1993 году Ашальчинское месторождение природных битумов было законсервировано. Добыча природных битумов велась только на Мордово-Кармальском месторождении в Лениногорском районе Татарии. Благодаря использованию метода внутрипластового горения с помощью термогазового генератора на месторождении было добыто около 200 тыс. тонн битумов, которые использовались главным образом для изготовления асфальта и производства антикоррозийного лака на Шугуровском нефтебитумном заводе.

С начала текущего десятилетия предпринимались попытки начать разработку битума с применением зарубежных, в основном канадских, технологий. В июне 2001 го-



В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ НА ЯРЕГСКОМ НЕФТЕТИТАНОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ОТКРЫТОМ 1932 ГОДУ, ОДНОВРЕМЕННО ВЕДЕТСЯ ДОБЫЧА ТИТАНСОДЕРЖАЩЕЙ РУДЫ И ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

да в разработку было вновь введено Ашальчинское месторождение, но из-за недостатка средств эти работы были прекращены. Но в 2006 году «Татнефть» снова начала опытно-промышленную разработку Ашальчинского месторождения по собственной парогравитационной технологии двумя скважинами. Компания добыла на этом месторождении более 3,8 тыс. тонн высоковязкой нефти, дебит скважин достиг 15 тонн в сутки. В 2007 году «Татнефть» ввела в эксплуатацию вторую пару горизонтальных скважин. Всего же на данном месторождении предполагается использование более 25 пар горизонтальных скважин.

Сейчас главной задачей вовлечения в промышленную разработку этих ресурсов является привлечение инвестиций и внедрение новых эффективных методов повышения извлечения битумов. Существующие технологии добычи и подготовки природных битумов для месторождений Рес-

публики Татарстан являются высокочрезвычайными, а переработка сырья не позволяет получить качественные продукты. Нулевая ставка НДС, введенная на добычу подобных ресурсов, должна существенно улучшить экономические показатели планируемых проектов.

Разработанная «Программа развития ТЭК Республики Татарстан на период до 2020 года» ставит задачу формирования в стране «полноценного конкурентоспособного нефтебитумного комплекса, ориентированного на рентабельную добычу природных битумов, обеспечение высокой глубины его переработки, выпуск востребованного сырья для химической и нефтехимической промышленности региона и Российской Федерации, производство нефтепродуктов, имеющих значительный потенциал сбыта на внутреннем и внешнем рынках». Программа предусматривает ввод в разработку 45 подготовленных к освоению месторождений битумов с разведанными запасами 43,5 млн тонн и доведение их добычи до 1,5 млн тонн в 2020 году. На существующих нефтеперерабатывающих мощностях в Нижнекамске с этой целью будут построены дополнительные установки. А проект «Татнефти» по созданию там же нового комплекса нефтеперерабатывающих и нефте-

химических заводов ориентирован и на тяжелые нефти. Кроме того, рассматривается проект создания завода по переработке подобного сырья, добываемого малыми нефтяными компаниями Татарии.

СЕВЕРНЫЙ ЗАВОЗ В Республике Коми компания ЛУКОЙЛ ведет опытно-промышленные работы на Ярегском нефтетитановом месторождении, открытом еще в 1932 году. Особенностью этого актива в портфеле ведущей российской корпорации является совмещение продуктивных титановых пластов с залежами тяжелой нефти и кварцевых песков. Извлекаемые ресурсы нефти Ярегского нефтетитанового месторождения составляют 31 млн тонн. Запасы титана на месторождении оцениваются в 640 млн тонн, или 50% всех запасов этого полезного ископаемого в России.

На Яреге добывается нефть с высоким содержанием серы в объеме чуть более 5 тыс. тонн в год, запасы оцениваются в 131,8 млн тонн. Месторождение также подпало под закон об обнулении НДС, и теперь компания придает планам по добыче и переработке тяжелой нефти здесь большое значение. Дочернее общество ЛУКОЙЛа

ПРЯМАЯ РЕЧЬ НЕ РАНО ЛИ ВКЛАДЫВАТЬСЯ В ДОБЫЧУ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ?

Фархад Ахмедов, член совета Федерации, экс-президент компании «НОРТГАЗ»:

— Пора было еще вчера. Время дешевого топлива закончилось в XX веке. И это касается не только рыночной цены, но и себестоимости. Конечно, чтобы разработать месторождение нефти глубокого залегания, нужно потратиться, но ведь другой-то скоро не останется.

Ваха Агаев, председатель совета директоров компании «ЮГ-НЕФТЕПРОДУКТ»:

— У нас не так много заводов по переработке тяжелой нефти, а самой нефти хватит еще лет на сто. Поэтому сейчас нет нужды вкладываться в добычу тяжелой нефти. Тем более период хищнического капитализма прошел, и нефтяные компании стали вкладывать в науку, в геологоразвед-

ку, освоение новых месторождений. Так что надо брать пока то, что есть. И что-то надо оставлять потомкам.

Наталья Комарова, председатель комитета госдумы по природным ресурсам, природопользованию и экологии:

— Я полагаю, что сейчас актуальнее вопрос: «Не поздно ли?» Просто потому, что нефтяной сектор динамично и быстро развивается и интересантов у этого сырья столько, что опаздывать здесь — значит терять свои лидерские позиции.

Виктор Орлов, председатель комитета совета Федерации по природным ресурсам, в 1996–1999 годах министр природных ресурсов России:

— Пора, хотя разведанных запасов легкой нефти, безусловно, пока достаточно. Но

инвестиции в тяжелую нефть по большому счету инвестиции в наше будущее, и тут за ценой не постоять. Хотя на шельфе, хотя в тайге тяжелой нефти будет под силу дать хорошую отдачу вложенным средствам.

Анатолий Дмитриевский, директор института проблем нефти и газа РАН:

— Уже поздно, потому что еще в середине 80-х годов стало ясно, что запасы легкой нефти уменьшаются, тогда это было около 50%; сейчас мы уже перевалили за 60% выработки легкой нефти, поэтому сейчас необходимо заниматься добычей именно тяжелой нефти. И надо давать льготы специализирующимся предприятиям, но государство на это до сих пор никак не решится. Эта нефть в добыче значительно более дорогая, государству надо эту проблему решать и наказывать компании, которые ведут хищническую

эксплуатацию. Например, как «Сибнефть» делала — добывала активную нефть суперактивными методами. Государству надо разрабатывать какие-нибудь механизмы, сдерживающие хищническую эксплуатацию легкой активной нефти, и, с другой стороны, поощрять добычу тяжелой нефти.

Евгений Ясин, научный руководитель Высшей школы экономики:

— Это вещь сугубо технологичная, и не экспертам ее решать. А вообще у нас пока еще есть возможность развивать, осваивать и увеличивать объем уровня добываемой нефти. Зачем переходить еще на какую-то тяжелую добычу?

Василий Дума, член совета Федерации, экс-президент нефтяной компании «Славнефть»:

— Я бы сказал, что поздно. Все, что сейчас добывается, добывается как легкая нефть, и мы к этому привыкли. Все эти запасы были разведаны в СССР, и мы продолжаем почивать на лаврах. А этой нефти хватит еще лет на десять, и что потом будут делать другие поколения? Необходимо осваивать шельфы, Восточную Сибирь — это дорогое удовольствие, но ведь денег в стране хватает. А потом поздно будет.

Геннадий Шмаль, президент союза нефтегазопромышленников России:

— Да, время для этого уже настало. Конечно, это недешевое удовольствие, но учитывая, что нефтяные ресурсы иссякают, нам необходимо переходить к добыче тяжелой нефти. Это решение поможет развить геологоразведку, возродить машиностроение и судостроение. А главное — увеличит объем добычи нефти.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» реализует на месторождении проект по обустройству пилотного опытно-промышленного участка ОПУ-3. На участке с применением новейших технологий ведется поверхностная добыча высоковязкой нефти. Планируется, что к 2011 году объемы добычи на Яреге возрастут до 3 млн тонн в год, а к 2015 году составят около 6 млн тонн. К этому же сроку будут соответственно увеличены и мощности Ухтинского НПЗ, на который ярегская нефть будет поступать для первичной обработки. В рамках реализации титановой части проекта компания предусматривает добычу 650 тыс. тонн титановой руды в год с попутным извлечением нефти, а также строительство горно-химического комбината по производству титанового концентрата в объеме 220,2 тыс. тонн и 50 тыс. тонн пигментной двуокиси титана в год.

Ранее ЛУКОЙЛ заявлял о намерении поставлять нефть с Ярегского месторождения на европейский НПЗ, который должен быть приобретен компанией. По заявлению руководства компании четвертая очередь Высоцкого терминала на Балтике должна будет стать звеном в технологической цепочке доставки ярегской нефти в Европу.

Одно из главных событий этого года для ЛУКОЙЛа — введение в эксплуатацию Варандейского морского терминала на берегу Печорского моря в Арктике, специально предназначенного для транспортировки нефти из Тимано-Печорской провинции. Северный маршрут поставок через Баренцево море предполагает альтернативу поставок как на европейские, так и на американские рынки. Можно предполагать появление новых возможностей в логистических планах компании для ярегской нефти. Терминал может стать также перевалочным пунктом и для нефти Приразломного месторождения «Севморнефтегаз».

ПОЛЮС ДОБЫЧИ В России, как и во всем мире, практически не осталось «легкодоступной» нефти — разработка нефти и газа переносится в неисследованные регионы, такие как Сахалин или Арктика. Проекты становятся более требовательными с точки зрения технологий, навыков, рисков и капитала.

Арктический шельф и его побережье рассматривается Энергетической стратегией России как одно из приоритетных направлений развития нефтедобычи в стране. В российской Арктике на шельфе и побережье Печорского и Карского морей расположено 19 месторождений тяжелых и битуминозных видов нефти. Из общих извлекаемых запасов нефти региона в 1,7 млрд тонн запасы тяжелой нефти составляют 1,1 млрд тонн. На пяти крупных месторождениях, открытых на шельфе Печорского моря, сосредоточено 0,4 млрд тонн извлекаемых запасов, 85% которых представлены тяжелыми и битуминозными нефтями. По оценке специалистов, на месторождениях Варандей-море («Арктикшельфнефтегаз»), Приразломное («Севморнефтегаз») и Северо-Гуляевское (нераспределенный фонд недр) они составляют 100% извлекаемых запасов, на месторождении Медынское-море («Арктикшельфнефтегаз») — 99%, на основных горизонтах Долгинского («Газпром») — 82%.

Вывозить на экспорт или для зарубежной переработки все эти объемы «дешевой» тяжелой нефти было бы по меньшей мере нерентабельно. Северо-запад России традиционно является крупным рынком потребления мазута. В Мурманскую, Архангельскую области и Республику Карелия по железной дороге ежегодно ввозятся миллионы тонн мазута, играющего главную роль в структуре потребления нефтепродуктов в регионе. Говорить о том, что экспортировать нефтепродукты гораздо выгоднее, чем сырье, давно стало банальной истиной. Логично было бы предполагать, что вслед за реализуемым проектом развития Мурманского транспортного узла появятся планы строительства в регионе мощного НПЗ, ориентированного на переработку тяжелой нефти. ■

МЕТОДОМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДОБЫТО ОКОЛО 200 ТЫС. ТОНН БИТУМОВ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ГЛАВНЫМ ОБРАЗОМ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ АСФАЛЬТА И ПРОИЗВОДСТВА АНТИКОРРОЗИЙНОГО ЛАКА

«СОГЛАШЕНИЕ О СТРАТЕГИЧЕСКОМ ПАРТНЕРСТВЕ НЕ ПОДПИСАНО»

ТАТАРСТАН — САМЫЙ БОГАТЫЙ ЗАЛЕЖАМИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ РЕГИОН СТРАНЫ. ЗАПАСЫ ЭТИ ДО СИХ ПОР ЛЕЖАТ НЕТРОНУТЫМИ, ПОСКОЛЬКУ РАЗРАБАТЫВАТЬ ИХ ПРОСТО НЕКОМУ. ЭФФЕКТИВНЫХ И РЕНТАБЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ ТАКОГО СЫРЬЯ В СТРАНЕ НЕТ, А ИНОСТРАННЫЙ ПАРТНЕР, ТАКИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ВЛАДЕЮЩИЙ, ЕЩЕ НЕ ВЫБРАН. О ПЕРСПЕКТИВАХ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ КОРРЕСПОНДЕНТУ ВГ ЮЛИИ ГАРАЕВОЙ РАССКАЗАЛ ПРЕМЬЕР-МИНИСТР РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН РУСТАМ МИННИХАНОВ.

BUSINESS GUIDE: Республика Татарстан является одним из старейших и крупных нефтедобывающих регионов страны. Почему ОАО «Татнефть» приступает к разработке битумных месторождений, несмотря на обеспеченность запасами «традиционной» нефти?

РУСТАМ МИННИХАНОВ: Если мы обратимся к истории освоения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, то именно поверхностные нефтебитумопроявления в Закамье, в бассейнах рек Зай, Шешма, Черемшан еще в XVIII веке привлекли внимание исследователей и послужили основой для понимания потенциальной нефтеносности регионов Среднего Поволжья, Юго-Восточного Закамья. Кустарные производства по добыче и переработке нефтебитумного сырья связаны с именами известного татарского старшины Надира Уразметова, графа С. П. Ягужинского, американского нефтепромышленника и геолога Ласло Шандора, немецкого инженера и предпринимателя А. Ф. Френкеля и других. Однако активное промышленное освоение битумных месторождений тормозилось отсутствием результатов геологических исследований, низким уровнем технической оснащенности. В то же время нефтебитумопроявления явились основой прогноза глубинной нефтеносности и стимулом для проведения целенаправленных геологоразведочных работ на девонскую нефть.

Планомерное и систематическое изучение битумных месторождений началось в 1970 году производственными подразделениями объединения «Татнефть», учеными Казанского университета, институтов ТатНИПИнефть, РНТЦ «ВНИИнефти». Напомню, что это были годы, когда Татария сформировалась в качестве крупнейшего нефтедобывающего региона СССР с ежегодными объемами добычи более 100 млн тонн. Освоение любого нефтяного месторождения характеризуется как периодами роста, так и неминуемого падения объемов добычи. Поэтому вовлечение в оборот дополнительных альтернативных источников углеводородного сырья, заключенного в битуминозных пластах, способно продлить срок эксплуатации месторождения.

Татария — один из старейших нефтедобывающих регионов страны. За более чем 60-летнюю историю разработки нефтяных месторождений из недр республики извлечено более 3 млрд тонн нефти. Сегодня, по оценке компании «Миллер энд Лентц», доказанные достоверные запасы ОАО «Татнефть» составляют 862 млн тонн. ОАО «Татнефть» ежегодно обеспечивает расширенное воспроизводство сырьевой базы. Так, только по итогам 2007 года при объеме добычи 25,7 млн тонн объем приращенных запасов промышленных категорий по компании составил 32 млн тонн. Тем не менее актуальность общегосударственной задачи по обеспечению расширенного воспроизводства запасов углеводородного сырья, расширению спектра используемых энергоресурсов, необходимость дальнейшего развития экономического потенциала региона — все это определяющие и движущие элементы проекта.

BG: Какова ресурсная база битумных месторождений?

P. M.: В результате многолетних исследований в Республике Татарстан выявлено 450 нефтебитумоскопления.



ЮЛИЙ АЛЕКСАНДРОВ

Сегодня суммарные ресурсы и запасы битуминозной нефти, пригодные к освоению, по различным оценкам специалистов, составляют от 1,4 млрд до 7 млрд тонн.

BG: Как вы можете охарактеризовать ход реализации проекта?

P. M.: В настоящий момент в ОАО «Татнефть» составлена программа опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий разработки месторождений битуминозных нефтей. С 2006 года на Ашальчинском месторождении идет испытание технологии парогравитационного дренирования, пробурены три пары горизонтальных скважин, две пары из которых работают с суммарным суточным дебитом нефти 35–40 тонн/сутки. В 2008 году планируется дальнейшее разбуривание месторождения, монтаж новых парогенераторов и ввод в разработку всего месторождения в течение 2009–2010 годов.

BG: Битуминозная нефть обладает рядом свойств, отличающих ее от свойств обычной нефти. Это определяет необходимость применения принципиально иных методов добычи и переработки. Какие технологии предполагается применять для работы с ней?

P. M.: Высокая вязкость битуминозной нефти предопределяет применение нетрадиционных технологий разработки, направленных на уменьшение вязкости добываемой нефти в пласте, в первую очередь путем закачки пара. Следующими технологиями разработки могут быть технологии внутрипластового горения, нагрева пласта путем закачки бинарных смесей и т. д. Добываемая сверхвязкая нефть будет перерабатываться с получением синтетической нефти и дорожного битума.

BG: В течение 2007 года крупнейшие мировые компании, такие как Shell, Chevron, заявили о своей заинтересован-

ности в участии совместно с ОАО «Татнефть» в проекте разработки битумных месторождений Республики Татарстан. Каковы перспективы сотрудничества с данными компаниями?

P. M.: В 2007 году ОАО «Татнефть» объявило конкурс по привлечению стратегического партнера для разведки и разработки месторождений битумной нефти, основными условиями которого были наличие собственных технологий для внедрения на месторождениях в Татарии, финансовые возможности и наличие технологии подготовки, переработки добываемой продукции. В настоящий момент соглашение о стратегическом партнерстве ни с одной компанией не подписано. Компании Shell и Chevron продолжают изучать геологические условия и возможности работы в Республике Татарстан.

BG: Каковы ваши оценки стоимости проекта по добыче битумной нефти, его рентабельности, необходимости применения мер налогового стимулирования?

P. M.: Оценка стоимости проекта, его рентабельности выполнена на примере Ашальчинского месторождения. Как показывают выполненные расчеты, бурение 210 скважин, обустройство и ввод в разработку потребуют 3,093 млрд рублей капитальных вложений. Необходимо отметить, что проект будет рентабельным только при условии применения мер дополнительного налогового стимулирования, включая освобождение от таможенных пошлин экспортируемой синтетической нефти. Это обусловлено тем, что стоимость ввода в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся битуминозные нефти, в три-пять раз превышает стоимость ввода в разработку месторождений с активными запасами. Кроме того, учитывая федеральную значимость проекта, представляется целесообразным дополнительное привлечение средств из инвестиционного фонда Российской Федерации, направляемых на строительство инфраструктурных объектов комплекса по подготовке и переработке добытой битуминозной нефти.

В настоящее время ОАО «Татнефть» не ограничивается только проектом разработки Ашальчинского месторождения. Готовится проект испытания технологии движущегося фронта горения на участке Мордово-Кармальского месторождения.

В целом первые результаты проекта разработки битумных месторождений убедительно свидетельствуют о перспективности его реализации в промышленных масштабах при условии применения мер налогового стимулирования. ■

СЕГОДНЯ СУММАРНЫЕ РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ, ПРИГОДНЫЕ К ОСВОЕНИЮ, ПО РАЗЛИЧНЫМ ОЦЕНКАМ СПЕЦИАЛИСТОВ, СОСТАВЛЯЮТ ОТ 1,4 МЛРД ДО 7 МЛРД ТОНН



ДЕШЕВЛЕ ОСТАВИТЬ В ЗЕМЛЕ ЭПОХА ЛЕГКОЙ НЕФТИ ПОДХОДИТ К КОНЦУ, И В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ В МИРЕ ВСЕ БОЛЬШЕ ОБРАЩАЮТ ВНИМАНИЕ НА ЗАПАСЫ ТАК НАЗЫВАЕМЫХ НЕКОНДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ВЯЗКОЙ СЕРНИСТОЙ НЕФТИ И БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД. НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ БОГАТЫХ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТЬЮ СТРАН РАБОТАЮТ НАД СОЗДАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ, СПОСОБНЫХ УДЕШЕВИТЬ ПЕРЕРАБОТКУ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И СДЕЛАТЬ ЕЕ БОЛЕЕ ЭКОЛОГИЧНОЙ. ИДЕИ, КАК ЭТО СДЕЛАТЬ, ЕСТЬ И У РОССИЙСКИХ УЧЕНЫХ, ОДНАКО КОММЕРЦИАЛИЗИРОВАТЬ ИХ ТАК И НЕ УДАЛОСЬ.

АЛЕКСАНДР КИМОНОВИЧ

СТРАНА ТЯЖЕЛЫХ ЗАПАСОВ Россия считается третьей после Канады и Венесуэлы страной по объемам тяжелых углеводородных ресурсов. По оценкам компании Schlumberger, запасы тяжелой нефти в РФ составляют 13,4 млрд тонн, а природных битумов — 33,4 млрд тонн. По оценке Института неорганической химии РАН, российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 6,3 млрд тонн, при этом 71,4% от общего объема залежей «трудных» углеводородов находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных бассейнах. При этом Волго-Уральская битумонефтегазоносная провинция — безусловный лидер в рейтинге «тяжеловесов»: в недрах этого региона содержится 60,4% от общероссийских запасов тяжелых и 70,8% — вязких нефтей. Месторождения тяжелой нефти скрыты в недрах Татарии, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областей. По оценке аналитика ИФК «Солид» Дениса Борисова, сейчас операционные затраты по добыче нефти в Западной Сибири находятся на уровне \$4 за баррель, средний уровень для мировых мейджоров колеблется в районе \$6–6,5 за баррель. При этом операционные затраты на добычу битуминозной нефти составляют в мире примерно \$20–25 за баррель, в такую же сумму оцениваются затраты на разработку битумов в Татарии.

Несмотря на растущую популярность среди добывающих компаний тяжелой нефти, самый оптимальный способ ее использования — это переработка в нефтепродукты вблизи места добычи, поскольку закачка тяжелых углеводородов в трубопровод портит общее качество нефти, которая по нему транспортируется. Именно благодаря попадающей в экспортную трубу тяжелой нефти Татарии российский экспортный микс Urals торгуется с дисконтом по сравнению с биржевым эталоном Brent. Россия весьма богата запасами тяжелой нефти, но при этом не имеет достаточных мощностей для ее переработки.

До последнего времени российские нефтяные компании не использовали на своих НПЗ современных технологий работы с тяжелой и сверхтяжелой нефтью. По данным Института проблем нефти и газа РАН, большинство российских нефтеперерабатывающих заводов строилось еще в конце XIX — начале XX веков под переработку легких или смешанных сортов нефти и использует ректификационные процессы. То есть поступающая на НПЗ нефть посредством атмосферной перегонки разделяется в ректификационных колоннах на различные фракции — прямогонный бензин, керосин, дизтопливо, газойль и тяжелые остатки: мазут и битум. Денис Борисов также говорит, что на сегодня на российских заводах нет технологий переработки тяжелой нефти, они рассчитаны на смешение с легкой нефтью или легкими дистиллятами. Аналитик отмечает, что одна из самых «продвинутых» технологий работы с тяжелой нефтью сейчас используется на Уфимских нефтеперерабатывающих заводах, которые были введены в строй еще в 50-х годах прошлого века, однако эти заводы не могут полностью перерабатывать тяжелую нефть. «Если отправлять на Уфим-

ские НПЗ высокосернистые нефти, не смешивая их ни с чем, выход мазута будет огромным, а тяжелые фракции стоят дешевле, чем сама нефть».

ТЯЖЕЛАЯ В ОБРАБОТКЕ Руководитель разработанной ФГУП РНЦ НИИАР технологии переработки тяжелой нефти ТИРУС Владимир Золотухин отмечает, что «основная масса российских НПЗ не имеет в своем составе нужного оборудования и глубина переработки нефти на этих заводах невелика — в среднем 50–60%, тогда как средняя глубина переработки передовых НПЗ за рубежом составляет 80–90% (при работе на легкой и средней нефти). «Переработка тяжелой вязкой сернистой нефти весьма затруднительна, энергоемка и, как следствие, низкорентабельна или убыточна, — отмечает ученый. — Сейчас наиболее широко распространены каталитические процессы углубленной переработки, однако даже они не могут предложить достаточно привлекательный технико-экономический баланс для многих нефтепереработчиков при переработке самых тяжелых видов сырья. Для обеспечения приемлемой глубины переработки такой нефти с помощью известных технологий

термического и каталитического крекинга требуются большие капиталовложения, высокие процентные нормы эксплуатационных затрат и оборотных средств». Руководитель проекта инжиниринговой компании «ВНИПИнефть» Александр Кирьянов обращает внимание на то, что, по существу, технологий переработки тяжелой нефти как таковых не существует — есть технологии переработки тяжелых нефтяных остатков, которые выделяются и при разделении более легких нефтей. Просто переработка тяжелой сернистой нефти при существующих технологиях требует больших затрат на тонну нефти. Светлые продукты появляются путем конверсии тяжелых остатков, а это дорогостоящий процесс. После того как благодаря процессам атмосферной дистилляции произошло разделение фракций, далее начинаются термическая и каталитическая переработка, которые улучшают качество фракций, например очистка и облагораживание вакуумного газойля. После того как вакуумный газойль забирают, продолжается дальнейшая переработка остатков, в результате которой остаются гудрон и битум. Гудрон тоже подвергается переработке при помощи висбрекинга, после чего вязкость вещества снижается и его можно, как и мазут, исполь-

зовать в качестве топлива. Гудрон в битум можно перерабатывать посредством окисления или коксования.

При этом Александр Кирьянов отмечает, что крекирующие нефтяные остатки термодеструктивные процессы и дальнейшая дистилляция полученной продукции значительно увеличивает себестоимость переработки нефти. Чтобы понять, имеет ли смысл это делать, нужно считать затраты на приобретение и монтаж установок, переработку, потребление энергоресурсов (все эти процессы очень энергоемкие), зарплату дополнительным обслуживающим процессам сотрудников. Кроме того, не стоит забывать и о том, что тяжелая нефть более высокосернистая и в процессе переработки быстрее изнашивает оборудование. Следовательно, повышаются требования к его устойчивости к агрессивной среде, в частности необходимость легирования металлами. Владимир Золотухин дополняет, что с помощью каталитических технологий сложно решить задачу стопроцентной глубины переработки, потому что тяжелые нефтяные остатки будут очень быстро приводить к коксованию активной поверхности любого катализатора.

ЧУЖОЙ ОПЫТ Переработка тяжелой нефти методом каталитического крекинга применяется на НПЗ в богатых тяжелой нефтью регионах — Канаде, Венесуэле, предполагается строительство комплексов в Саудовской Аравии. «Практически все прогнозы свидетельствуют об увеличении показателя отношения количества тяжелой нефти к легкой, импортируемой в США, с нынешних 1:1,45, — говорит Денис Борисов. — При этом за последнее десятилетие удельный вес тяжелых (плотность 20–25° по API) и (плотность 20° и ниже по API) в общем балансе импорта США увеличился с 18,4% и 4,5% до 24,3% и 8,3% соответственно. Как следствие, целый ряд американских нефтеперерабатывающих заводов уже приступил к строительству новых и модернизации действующих установок, позволяющих использовать в качестве сырья тяжелую нефть».

Единственной российской компанией, которая решила инвестировать в строительство завода с использованием технологий переработки тяжелой нефти, стала «Татнефть», которая в прошлом году приступила к начальному этапу строительства Нижнекамского комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. Тендер по выбору подрядчика на оказание предварительных услуг по руководству комплексом выиграла американская инжиниринговая корпорация Fluor Daniel Overseas Inc., которая реализует проект по строительству первого завода комплекса совместно с российской инжиниринговой компанией «ВНИПИнефть». Отечественная компания разрабатывала стадию-проект для Нижнекамского комплекса. По словам руководителя проекта «ВНИПИнефть» Александра Кирьянова, мастер-план строительства завода предусматривал проведение тендера среди шести различных вариантов конфигураций комплекса, был выбран определенный вариант, предусматривающий глубину переработки, близкую к 100% — остатков мазута



REUTERS

БОЛЬШИНСТВО НПЗ, ПОСТРОЕННЫХ ЕЩЕ В СОВЕТСКОЕ ВРЕМЯ, НЕ В СОСТОЯНИИ РЕНТАБЕЛЬНО ПЕРЕРАБАТЫВАТЬ ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ

ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НАХОДЯТСЯ НА УРОВНЕ \$4 ЗА БАРРЕЛЬ, СРЕДНИЙ УРОВЕНЬ ДЛЯ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ КОЛЕБЛЕТСЯ В РАЙОНЕ \$6–6,5 ЗА БАРРЕЛЬ. ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ СОСТАВЛЯЮТ \$20–25 ЗА БАРРЕЛЬ



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

при такой технологии не предусматривается вообще. Процесс коксования замкнут на газификацию, а синтез-газ идет на турбины, которые вырабатывают электроэнергию.

При строительстве первого завода использовалось 23 лицензионные технологические разработки, среди которых есть и российские технологии, разработанные «ВНИПИ-нефтью» и башкирским институтом «Нефтехимпроект». Технологии переработки битумов при строительстве завода не задействованы, поскольку инициаторы проекта предполагают внедрять их при строительстве следующего предприятия Нижнекамского комплекса. Также возможно, что такие технологии будет применять ЛУКОЙЛ, если компания совместно со своим партнером по проекту ConocoPhillips решится модернизировать один из своих НПЗ для переработки сверхвязкой нефти Ярегского месторождения, расположенного в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

ЭКСПОРТ ТЕХНОЛОГИЙ Скорее всего, большая часть технологий, которые будут использованы российскими нефтяными компаниями, окажется разработанной за рубежом. В то же время российские институты, разработавшие различные новшества для переработки тяжелых углеводородов, пока не могут найти инвесторов для строительства промышленных установок. Различные технологии по переработке тяжелой нефти разработаны в Институте неорганической химии СО РАН, Институте нефтеперерабатывающей промышленности и, как ни странно это выглядит на первый взгляд, ФГУП ГНЦ НИИАР, который расшифровывается как Институт атомных реакторов.

Руководитель технологии переработки тяжелой нефти НИИАР Владимир Золотухин рассказывает, что опыт работы с тяжелыми углеводородами у института появился из-за того, что у НИИАР был реактор с органическим теплоносителем: «Сущность каталитического крекинга заключается в том, что разрыв связей происходит в присутствии катализатора, также при высокой температуре. Каталитический крекинг применяется в мировой практике достаточно широко, главный недостаток — очень высокая стоимость процесса, и для установок малой и средней мощности он себя не оправдывает. Сущность обычного термического крекинга заключается в том, что под воздействием температуры колебательные уровни молекул возбуждаются и при достижении критической энергии происходит разрыв связей и образование из одной с большей вероятностью тяжелой молекулы двух более легких и так далее. Это процесс вероятностный, и ощутимый промышленный крекинг начинается при температурах примерно 500°C и более. Главный недостаток процесса — плохая управляемость (процесс лавинообразный) и малый пробег оборудования вследствие его коксования». Технология ТИРУС основывается на совместном термомеханическом воздействии на сырье с использованием законов гидродинамики и тепломассообмена для организации инициированного крекинга в условиях кавитации и ультразвуковых колебаний. В аппаратах ТИРУС нет движущихся частей, что увеличивает ресурс оборудования, а температура не превышает 400°C. После обработки сырья в аппарате ТИРУС выход наиболее ценных светлых (бензиновых и дизельных) продуктов увеличивается в 2–15 раз в зависимости от состава сырья (тяжелая нефть, мазут и т. д.). В предлагаемой технологии катализаторы и реагенты не используются, поэтому стоимость процесса и оборудования примерно в десять раз меньше, чем при использовании известных углубляющих процессов, например каталитического и гидрокрекинга, при сопоставимых результатах.

Технологией НИИАР интересовались многие нефтяные компании, но все хотели готовых подтвержденных результатов, а риски испытаний новой технологии брать на себя не хотели. В этом году установку по технологии НИИАР решил построить на Астраханском ГПЗ «Газпром», однако пока монополия не начала активной деятельности по этому проекту. ■

ГАЗ ПРОТИВ НЕФТИ РАЗРАБОТКА ЗАПАСОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ — МИССИЯ НЕ ТОЛЬКО КРУПНЫХ, ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ. КАК ПОКАЗЫВАЕТ РОССИЙСКИЙ ОПЫТ, НЕБОЛЬШИЕ ЧАСТНЫЕ КОМПАНИИ МОГУТ ВЗЯТЬ ТУ НЕФТЬ, КОТОРАЯ НЕ ДАЕТСЯ ИХ БОЛЕЕ КРУПНЫМ КОНКУРЕНТАМ. ГЛАВНОЕ — ПОЛУЧИТЬ ПРАВИЛЬНУЮ ТЕХНОЛОГИЮ И СИЛЬНОГО ИНВЕСТОРА. К КОТОРЫМ НЕПРЕМЕННО ПРИЛОЖИТСЯ АКЦИОНЕРНАЯ ВОЙНА. АЛЕКСЕЙ ДМИТРИЕВ

СЕМЕЙНЫЙ ПОДРЯД В Астраханской области с 1995 года работает ОАО «Южная нефтяная компания» (ЮНК). Создана она была «Астраханьгазпромом» (79%), астраханским Волго-Каспийским акционерным банком (7%), ООО «Радон» (7%) и госучреждением «Астраханская нефтегазоразведочная экспедиция» (7%). Компания была создана для добычи нефти на месторождении Верблюжье. С геологической точки зрения месторождение одно, однако компании пришлось получать разрешение на разработку Верблюжьего и Северного Верблюжьего.

Собственно Прикаспийская низменность начала исследоваться еще в конце 70-х — на казахстанской территории. Там же среди соляных пластов была найдена первая нефть. В Астраханской области в 1981 году разведка Мингеологии составила карту структур с залежами соли. Скважина, которую пробурили на севере Харабалинского района, показала: здесь может быть нефть. Но задачи искать дальше поставлено не было. Наконец в 1991 году министерство решило проводить-таки поисковое бурение, однако скважина №2 врезалась на 1000 метров в соляной пласт. Скважина №3 показала нефть на глубине 1600 метров, однако нужного давления в пласте не было. Скважина №4 показала легкую нефть, однако пласт был совсем небольшой и давление тоже сразу пропало. Наконец в 1993 году в девятой скважине нашлась тяжелая нефть.

В 1995 году был объявлен конкурс на разработку месторождения. Специально созданному под конкурс ОАО ЮНК был дан уставной капитал в 2 млн рублей, однако денег на поиск и разработку у компании практически не было. Решено было искать инвестора на стороне. И «Астраханьгазпром» нашел партнера в США. Им стала компания JPM Partners LDC, принадлежащая Кристоферу Гетти.

Гендиректор ЮНК Сергей Бадалов открывает советскую книгу 70-х годов «Кому принадлежит Америка». В таблице самых крупных магнатов США первым стоит Джон Поль Гетти, первый официальный миллиардер, самый богатый человек планеты. Это прадед Кристофера. «Вот не думал, что судьба сведет с такими фигурами!» — говорит гендиректор ЮНК. Он наводил подробные справки об инвесторах. Семья Гетти с тех времен разрослась, в ее империю входит больше 200 концернов. Например, тестем Кристофера стал Боб Милар, создатель сети магазинов Duty Free, а ЛУКОЙЛ не так давно купил у Гетти сеть из 1300 заправочных станций в Америке. «Сейчас состояние семьи Гетти оценивают в \$70 млрд», — не без гордости заявляет Сергей Бадалов.

Любопытно, что американские миллиардеры лично приезжали смотреть астраханское месторождение. Тогдашний губернатор Анатолий Гужвин выделил вертолет и даже эскорт с мигалками. В аэропорту приземлился маленький «Фалкон», из него вышли несколько молодых американцев, самый пожилой — в ковбойской шляпе. Это как раз был Боб Милар, прилетевший проконтролировать, куда собрался вкладывать семейные деньги Кристофер. После осмотра эскорта американцы наметнули своим ас-

АМЕРИКАНСКИЕ МИЛЛИАРДЕРЫ ЛИЧНО ПРИЕЗЖАЛИ СМОТРЕТЬ АСТРАХАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ И НАМЕКНУЛИ СВОИМ АСТРАХАНСКИМ ПАРТНЕРАМ, ЧТО ЛУЧШЕ РАБОТАТЬ БЕЗ ВМЕШАТЕЛЬСТВА ВЛАСТЕЙ: «МЫ ДАЖЕ В ОДНОМ САМОЛЕТЕ С ЧИНОВНИКАМИ НЕ ЛЕТАЕМ»



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА



АСТРАХАНСКАЯ ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ С ТРУДОМ ПОДХОДИТ ДАЖЕ ДЛЯ ТОПКИ ПЕЧЕЙ

раханским партнерам, что впредь лучше бы работать без вмешательства властей: «Мы даже в одном самолете с чиновниками не летаем».

Для американцев специально изменили структуру уставного капитала. Он вырос до 4 млн рублей, 50% акций стала владеть компания Кристофера Гетти. Он стал председателем совета директоров, в совет вошли и еще несколько членов семьи.

ТЕХАС, ЛУИЗИАНА, АСТРАХАНЬ... Американские геологи, изучив местность, сказали: у вас тут Техас и Луизиана сразу. Тоже низменность с солончаками. Значит, здесь много нефти. Причем на сравнительно небольших глубинах, над солью. В то время как по советской привычке остальные бурильщики «гонялись за слонами, игнорируя мышей», то есть зарывались глубоко в землю, как, например, на Астраханском газоносном месторождении. Как бы то ни было, JPM Partners вложила в нефтедоработку с февраля 2000 года по июнь 2007 \$12,8 млн. Бурили новые скважины. Нашлась тяжелая нефть с удельным весом 0,95.

«Это просто аномальная плотность!» — показывает образцы Сергей Бадалов. В пакете лежат куски черного вещества, напоминающего слегка расплавленный битум. По ГОСТу 2002 года это даже уже не тяжелая, а именно битуминозная нефть. «Обычная качалка такую нефть поднять не может», — уточняет гендиректор. В Китае заказали установку, которая нагревает опускающуюся под землю штангу до 80 градусов. Опыт прошел удачно — из скважины достали около 2 тыс. кубов тяжелой нефти.

И тут выяснилось, что особо никому этот углеводород не нужен. ЮНК попыталась продавать его как мазут волгоградской фирме «Тандем-2». Однако те стали жаловаться на слишком большой процент соли, мол, топки от него забиваются. Тогда компания отправила нефть на изучение в местную лабораторию — проверить, не получится ли из нее битум. Лаборатория ответила, что слишком много парафина, а значит, состав плохо склеивается.

В 2003 году в скважине №10 разведка показала на глубине от 860 до 1000 метров нефть с плотностью 0,895. Под ней — на глубине 1340 метров еще около 8 метров в толщину — все та же тяжелая. Новые скважины бурили рядом, прощупывая верхний пласт. В 2006 году найденную нефть защитили в государственной комиссии по запасам. «Под поверхностью каждого квадратного километра астраханской земли находится не менее \$1,4 млн», — уверяют в ЮНК. Запасы под Верблюжьим оцениваются в 17,5 млн тонн. Когда наконец поиски приведут к большой нефти, обещали миллиардеры, инвестиции возрастут до \$40 млн.

«Можно понять, почему американцы идут в разведку», — рассуждает Сергей Бадалов, — потому что покупать долю в действующей компании гораздо дороже. А в России все равно никто толком сам не занимается разведкой: рисковать не любят».

НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ РИСК Рисковать же приходится. В октябре 2006 года в ЮНК пришла проверка из службы по надзору за рынком ценных бумаг. И нашла нарушения в выпуске акций 1999 года, 50% которых достались американцам. Якобы не все акционеры были об эмиссии извещены. Проверка проходила по жалобе «Астраханьгазпрома», а в мае 2007 года газовики инициировали арбитражное разбирательство, требуя отмены допэмиссии и всех последующих сделок.

Разбирательство еще не закончено, ЮНК не может получить деньги со своих счетов — такова обеспечительная мера, наложенная судом. «Астраханьгазпром» для того и создавал в свое время компанию, поскольку понимал: из нефти астраханский бензин получится лучше, чем из газоконденсата, как сейчас», — поясняет Сергей Бадалов. И если при прежнем руководстве газовый монополист собирался довольствоваться доходами от своей доли в 42%, то сейчас претендует на весь бизнес сразу.

Сейчас офис ОАО «Южная нефтяная компания» располагается в обычной квартире. Дом — старая сталинская пятиэтажка в центре, очень чисто в подъезде, цветы на площадках. Штат — около 50 человек, считая тех, что сейчас обслуживают скважины. «У нас в офисе все знают английский, бухгалтер имеет опыт работы в «Шеврон», многие пришли из нефтегазоразведки», — хвалятся сотрудники. Но в офисе почти одни женщины: из-за потерь в зарплате начиная с лета прошлого года мужская часть коллектива предпочитает искать другую работу. ■



ЛИШЬ ДЕСЯТАЯ СКВАЖИНА ЮНК ПОПАЛА В ПЛАСТ НЕФТИ, ПРИГОДНОЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ

ВНЕ ЗОНЫ ДОСТУПА

НЕФТЯНИКИ ПОСТОЯННО ГОВОРЯТ О РОСТЕ ДОЛИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ОБЩЕМ НЕФТЯНОМ БАЛАНСЕ СТРАНЫ, НО ДАТЬ КОЛИЧЕСТВЕННУЮ ОЦЕНКУ ЭТОМУ УТВЕРЖДЕНИЮ МОЖНО ЛИШЬ С НЕКОТОРОЙ ДОЛЕЙ УСЛОВНОСТИ. ДЕЛО В ТОМ, ЧТО В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В РОССИИ НЕ СУЩЕСТВУЕТ ОБЩЕПРИНЯТОГО И ДОКУМЕНТАЛЬНО ЗАКРЕПЛЕННОГО ПОНЯТИЯ «ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ». ТЕМ НЕ МЕНЕЕ К ЭТОЙ КАТЕГОРИИ МОЖНО ОТНЕСТИ 60% РОССИЙСКИХ ЗАПАСОВ

НАТАЛЬЯ ТИМАКОВА, RUSENERGY

НЕПРОСТАЯ ДОБЫЧА Как правило, запасы называют трудноизвлекаемыми, если для их разработки необходимо затратить повышенные финансовые, трудовые и материальные ресурсы, использовать нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование и специальные реагенты и материалы.

«Трудноизвлекаемыми принято считать запасы на низкодебитных месторождениях с очень высокой себестоимостью добычи, — говорит научный руководитель Топливо-энергетического независимого института Мансур Газеев. — Но четких критериев для их определения пока не выработано».

По экономическим критериям эффективности разработки трудноизвлекаемым запасам отведено промежуточное положение между забалансовыми (нерентабельными при существующих экономических условиях, технике и технологии добычи нефти) и извлекаемыми запасами нефти (разработка которых может быть осуществлена рентабельно в современных условиях).

Обычно этим характеристикам отвечают запасы, заключенные в слабопроницаемых коллекторах (менее 0,05 кв. мкм); в зонах контакта нефть-вода (так называемых водонефтяных зонах) или нефтегазовых залежах в зоне контакта нефть-газ (газонефтяных зонах); содержащие высоковязкую нефть; залегающие на глубинах свыше 4 км; с пластовой температурой 1000°C и выше и т. д.

Кроме того, ученые рекомендуют относить к категории трудноизвлекаемых остаточные запасы нефти на месторождениях, выработанных на 65–75% и обводненных до 75–80%, поскольку для их дальнейшей разработки требуются капитальные вложения и эксплуатационные затраты, соизмеримые с затратами на освоение нового месторождения.

СТРУКТУРА УХУДШАЕТСЯ Таким образом, в категорию трудноизвлекаемых попадают запасы на большой глубине в ачимовских и тюменских пластах Западной Сибири, запасы в глинистых отложениях (Ставрополье) и баженовской свите (Западная Сибирь), сильно выработанные месторождения с битуминозной нефтью (Урало-Поволжье, Татария). Всего же доля трудноизвлекаемых запасов в общей структуре сырьевой базы может быть оценена приблизительно в 60%.

Обобщенно структура трудноизвлекаемых запасов по состоянию на 2006 год выглядит так: 71% запасов попали в эту категорию из-за низкой или снизившейся проницаемости коллекторов, 17% — высоковязкие нефти, еще 12% заключены в обширных подгазовых зонах нефтегазовых залежей. Коэффициент извлечения нефти на этих месторождениях сейчас не превышает 9%, тогда как при существующих технологиях его можно было бы довести до 25–28%, считают ученые.

Но большинство крупных компаний предпочитают вырабатывать так называемые активные запасы, которые не требуют повышенных затрат. Грубо говоря, на 30–40-процентную долю качественных запасов приходится 70–75% добычи, а на 60% «трудных» запасов — только 25–30% добычи.

УЧЕНЫЕ РЕКОМЕНДУЮТ ОТНОСИТЬ К КАТЕГОРИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ВЫРАБОТАННЫХ НА 65–75% И ОБВОДНЕННЫХ ДО 75–80%

Структура запасов быстро ухудшается еще и потому, что большинство новых открытых месторождений — средние и мелкие, их рентабельность заведомо ниже, чем крупных. Это значит, что уже к 2020 году российским нефтяникам придется иметь дело в основном с трудноизвлекаемыми запасами.

В ПОИСКАХ ТЕХНОЛОГИЙ В последнее время, осознавая приближение трудных времен, многие компании заинтересовались новыми технологиями повышения нефтеотдачи пластов. «В академических институтах ведутся разработки в области технологий добычи трудноизвлекаемых запасов, и мы видим интерес компаний к

перспективным методам», — говорит Анатолий Дмитриевский, директор Института проблем нефти и газа РАН.

В настоящее время освоены и используются в промышленных масштабах четыре основные группы таких методов. Тепловые методы подразумевают паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, вытеснение нефти горячей водой, пароциклические обработки скважин, а также комбинированное использование этих технологий. Говоря о газовых методах, имеют в виду воздействие на пласт углеводородным газом, двуокисью углерода, азотом, дымовым газом, а также водогазовое воздействие.

Химические методы предполагают вытеснение нефти растворами поверхностно активных веществ, полимеров, а также растворителями, щелочными растворами, кислотами. Наконец, методы гидродинамического воздейст-

вия на пласты — это гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, боковые стволы, барьерное заводнение и т. д.

В России наиболее распространены физико-химические методы воздействия на пласт (29,2% случаев применения методов увеличения нефтеотдачи) и гидроразрыв пласта (29,0%). Набирают популярность бурение горизонтальных скважин (12%), тепловые методы (8,5%), резка боковых стволов (6,0%). Эти методы дают заметное увеличение нефтеотдачи при приемлемой стоимости.

НАДЕЖДА НА НАУКУ Особые надежды ученые связывают с применением метода термогазового воздействия на пласт, который может быть очень эффективен на месторождениях Западной Сибири с низкопроницаемыми глинодержащими коллекторами, а также на высокопроницаемых пластах после заводнения.



ИТАР-ТАСС





ОЦЕНКА СТРУКТУРЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 2006 ГОД (%)

ИСТОЧНИК: RUSENERGY.

В США, Норвегии и Канаде в подобных ситуациях применяют газовое и водогазовое воздействие, но в России газовые методы могут оказаться низкорентабельными из-за дефицита и постоянного удорожания углеводородных газов, а также отсутствия у нас месторождений углекислого газа с достаточно низкой себестоимостью извлечения.

Термогазовый метод, впервые предложенный еще в 1971 году, основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективный вытесняющий газовый агент за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В этом случае очень удачно используется особенность многих месторождений, в том числе Западной Сибири, которые характеризуются не только высокими пластовыми давлениями, но и повышенными температурами — свыше 65–70°C.

В результате многолетних лабораторных исследований и промысловых испытаний, в том числе проведенных в 90-е годы в рамках международного проекта «Интернефтеотдача» с участием МНТК «Нефтеотдача» (СССР—Россия) и Амосо (США), идея реализации термогазового метода обрела теоретическое обоснование, а промысловые испытания на нескольких месторождениях на Украине и в США показали эффективность метода. Увеличение добычи нефти было значительным, многие скважины переходили на фонтанный режим работы.

НЕПРИСТУПНЫЕ ЗАПАСЫ Одна из сложнейших на сегодняшний день задач для исследователей — найти рентабельный и наименее рискованный способ извлечения нефти из баженовской свиты, глинистых отложений, широко встречающихся в Западной Сибири. В России опыт освоения месторождений баженовской свиты насчитывает более 40 лет, однако накопленная добыча нефти из глинистых отложений по стране за этот срок не превысила 5 млн тонн.

И хотя общие запасы баженовской свиты огромны и, по оценке члена-корреспондента Академии наук СССР Ивана Нестерова, превышают 170 млрд тонн, добыча из этих отложений всегда связана с большим риском. Скопления нефти в отложениях приурочены к отдельным, часто не связанным между собой линзам трещиноватых коллекторов, из-за чего велик риск бурения «сухих» скважин.

Американская Marathon Oil, пытавшаяся вести разработку лицензионных участков «Назымгеодобычи» с общими запасами в 127 млн тонн, в мае 2006 года предпочла продать их ЛУКОЙЛу, который, в свою очередь, передал их на баланс своей дочерней компании РИТЭК.

Структуру продуктивных зон баженовской свиты сложно предсказать, поэтому затраты на их освоение очень высокие. Фонтанирующая скважина может быстро «пересохнуть», потому что объем подвижных запасов нефти, гидродинамически связанный со скважиной, может оказаться мизерным, а давление и проницаемость — высокими. Небольшой суммарный отбор быстро снижает давление, и скважина перестает работать.

«Ученые исследуют различные способы работы с этими породами, включая внутрипластовое горение, низко-



ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РОССИЙСКОМ АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ ТРУДНОДОСТУПНЫ, НО ПРАКТИЧЕСКИ НЕИСЧЕРПАЕМЫ

температурное окисление, гидроразрывы, термические воздействия», — комментирует профессор РГУ нефти и газа Александр Лобусев. — Но действенных технологий по добыче из глин до сих пор так и не найдено».

КАНАДА ВПЕРЕДИ Общий уровень российских технологий пока уступает мировым разработкам. «К трудноизвлекаемым запасам обращаются тогда, когда не остается легких, это обычный бизнес-подход, — объясняет Алексей Конторович, директор Института геологии нефти и газа СО РАН. — Поскольку в России легкоизвлекаемые запасы пока есть и именно они дают основную добычу, общее развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов идет несколько медленнее, чем в Канаде или Венесуэле. Но в некоторых регионах, Татарстане, например, разработки ведутся очень активно».

Приходится признать, что удачная конъюнктура мирового рынка нефти не служит стимулом для поиска новых подходов. «Технологии развиваются не тогда, когда наб-

людается низкая или высокая цена на нефть, — комментирует Анатолий Дмитриевский, — а когда государство создает условия для вовлечения в разработку этих трудноизвлекаемых запасов».

Татария стала передовиком технологического прогресса, с одной стороны, потому, что активные запасы — Ромашкинское месторождение, например, — здесь практически истощены и совсем скоро единственным источником нефти для этого региона останутся битумы. А с другой стороны, потому, что республике удалось добиться налоговых льгот для месторождений с высоковязкой нефтью.

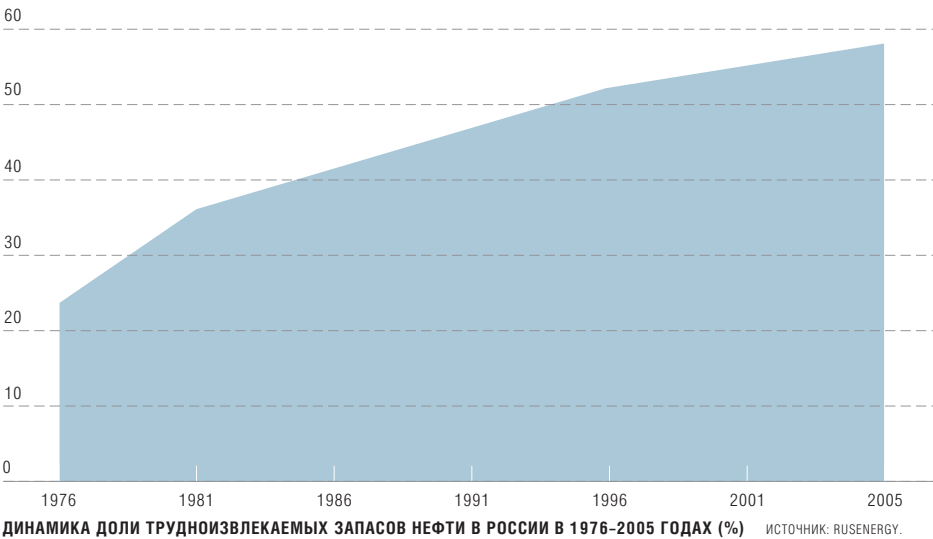
НЕ СПРАВИЛИСЬ С ТЕРМИНОЛОГИЕЙ Россия однажды уже была близка к созданию преференциальных фискальных условий для освоения трудноизвлекаемых запасов. В 90-е годы, когда цена на нефть резко снизилась, значительная часть всех разрабатываемых на тот момент запасов могла претендовать на статус трудноизвлекаемых. В законе «О недрах» целых три статьи (40, 44, 48) закрепляли различные налоговые льготы для трудноизвлекаемых запасов, а в январе 1998 года вышел приказ Минприроды №41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых».

Согласно этому приказу, льготу можно было получить за разработку: запасов всех типов залежей и месторождений, извлекаемых с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти; запасов подгазовых частей тонких (менее трех метров) нефтяных оторочек; запасов периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин.

Но после того как цены на нефть пошли вверх и нефтегазовая промышленность начала бурно развиваться, необходимость в дальнейшем поощрении работ на трудных залежах отпала. В нынешней редакции закона «О недрах» слово «трудноизвлекаемые» даже не встречается. Как рассказали RusEnergy в пресс-службе Минприроды, последний раз вопрос о трудноизвлекаемых запасах вставал в 2006 году, когда министерства согласовывали скидки по НДС для отдельных групп месторождений.

Из-за трудности идентификации трудноизвлекаемых запасов чиновники решили пока обойтись введением льгот по выплате НДС для разработки восточносибирских месторождений, а также залежей, выработанных на 80% и содержащих нефть вязкостью свыше 200 мПа в секунду. Однако если через несколько лет окажется, что этих действий было недостаточно, чиновникам вновь придется искать определение трудноизвлекаемых запасов и стимулировать использование передовых технологий их освоения — скорее всего, зарубежных. ■

ИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ОТДАЧИ СКВАЖИНЫ В РОССИИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕНЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА



«ТЕХНОЛОГИИ СЫГРАЮТ КЛЮЧЕВУЮ РОЛЬ»

ЛЕГКОЙ НЕФТИ В МИРЕ СТАНОВИТСЯ ВСЕ МЕНЬШЕ, А РОСТ ЦЕН НА ЭТОТ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЬ ДЕЛАЕТ РЕНТАБЕЛЬНЫМ ЕГО ДОБЫЧУ ДАЖЕ ИЗ НЕЭФФЕКТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ. В ЭТОЙ СИТУАЦИИ ВЫИГРАЕТ ТОТ, У КОГО ЕСТЬ ТЕХНОЛОГИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ДОБЫТЬ ТОПЛИВО БУКВАЛЬНО ИЗ ПЕСКА. О СВОИХ ПЛАНАХ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ РАССКАЗАЛ ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОНЦЕРНА «ШЕЛЛ» В РОССИИ КРИС ФИНЛЕЙСОН.

BUSINESS GUIDE: Почему роль нефти и газа, произведенных из нетрадиционных источников углеводородов, в мировой энергетике будет значительно возрастать?

КРИС ФИНЛЕЙСОН: Интерес к разработке нетрадиционных источников углеводородов действительно растет в мире. В течение следующих нескольких десятилетий роль их в энергетическом балансе будет значительно увеличиваться.

Сегодня человечество сталкивается с серьезной задачей обеспечить растущие потребности в энергоносителях, не оказывая негативного воздействия на окружающую среду. Мы в «Шелл» описываем это как три «жесткие правды».

Первая «жесткая правда» — рост населения: рост потребления энергии на одного человека приводит к стремительному росту спроса на энергоносители. К 2050 году потребление энергии в мире может удвоиться. Как мы можем удовлетворить этот растущий спрос? Это вторая «жесткая правда»: рост производства «легкодоступной» нефти не будет поспевать за спросом.

И причина здесь не в том, что ресурсы заканчиваются. По оценкам Международного энергетического агентства, общие запасы нефти и газа на планете составляют почти 10 трлн баррелей, в дополнение к этому также еще практически такое же количество нетрадиционных углеводородов, в основном это нефтеносные пески и сланцы. Но в реальности существующие на сегодняшний день технологии позволяют нам произвести только 5–10 трлн баррелей.

Ответ на энергетический вызов может быть найден в расширении энергетического баланса, увеличении в нем доли нефти и газа из нетрадиционных источников, возобновляемых источников энергии, угля и атомной энергетики. В этом состоит третья «жесткая правда»: рост потребления энергии из ископаемых источников приведет к росту выбросов двуокиси углерода, концентрация которых в атмосфере может достичь неприемлемого уровня. В течение следующих 25 лет концентрация CO₂ в атмосфере может вырасти в два раза, превысив тем самым уровень в 500 частиц на 1 млн, который считается контролируемым.

Эти «жесткие правды» ставят перед нами серьезную задачу одновременно обеспечить общедоступность, низкую стоимость и приемлемость в использовании энергоресурсов.

ВГ: Какова стратегия концерна «Шелл» в области производства нефти и газа из традиционных источников?

К. Ф.: Мы видим свою роль в «Шелл» как разработку, добычу и производство энергоносителей из разных источников. Мы привержены вести нашу деятельность прибыльно и соблюдая принципы социальной ответственно-

сти и охраны окружающей среды в различных областях, в том числе и в области производства нефти и газа из нетрадиционных источников углеводородов, таких как нефтеносные пески и сланцы.

Перспективы в области разработки нетрадиционных углеводородов по всему миру огромны. Согласно данным геологических служб США и Канады, только в Северной Америке запасы углеводородов, содержащиеся в нетрадиционных источниках, больше, чем запасы традиционных нефти и газа всего Ближневосточного региона, более 1 трлн баррелей в Канаде и столько же в США.

Хотя это и огромные запасы, их разработка — дело большой сложности. Будем откровенны, есть причина, по которой эти углеводороды лежат нетронутыми под землей: если бы их было легко достать, то это уже дав-

но было бы сделано. Я убежден — здесь должны сыграть ключевую роль технологии.

Хотя рост спроса, может быть, и важный движущий фактор в разработке углеводородов из нетрадиционных источников, технологии — это то, что делает это возможным. В последние несколько десятилетий были разработаны и протестированы новые технологии. И сегодня мы стали свидетелями их успешного внедрения. Возьмем, к примеру, разработку нефтеносных песков в провинции Альберта в Канаде (см. материал на стр. 37).

О существовании нефтеносных песков в Альберте знали еще в середине XVIII века. А с конца XIX века миллионы долларов были потрачены на попытки произвести нефть из нефтеносных песков. И только благодаря сделанным недавно открытиям и новым технологиям это стало возможным.



APR

Сегодня эти новые технологии позволяют нам делать то, что раньше считалось невозможным, — прибыльно производить нефть и газ из нетрадиционных источников углеводородов, при этом обеспечивая минимальное воздействие на окружающую среду.

Чтобы прийти к новым технологическим открытиям, потребовалось много времени и значительные средства. В течение многих лет «Шелл» делал значительные инвестиции в НИОКР, в том числе и в область разработки нетрадиционных углеводородов. В 2007 году общие затраты «Шелл» на НИОКР составили \$1,2 млрд. Но прежде всего главным фактором успеха была преданность делу и самоотдача наших сотрудников — ученых, инженеров, технологов, работающих вместе.

Я горжусь тем, что «Шелл» продолжает оставаться лидером в области разработки и внедрения новых технологических решений.

ВГ: Каковы, на ваш взгляд, факторы успеха в производстве нефти и газа из нетрадиционных источников?

К. Ф.: Безусловно, существует целый ряд факторов успеха, которые мы для себя определили за годы работы в этой области. Во-первых, это передовые технологии, во-вторых, интеграция процессов добычи и переработки, в-третьих, капиталовложения для обеспечения долгосрочных крупномасштабных проектов, и наконец, обеспечение устойчивого развития.

Принцип устойчивого развития является ключевым в нашей деятельности. В соответствии с этим принципом мы учитываем экономическое, социальное и экологическое воздействие нашей деятельности. Работа, направленная на уменьшение возможного воздействия на окружающую среду, является неотъемлемой частью этого процесса.

ВГ: Что вы думаете о перспективах развития добычи углеводородов из нетрадиционных источников в России?

К. Ф.: Мы планируем, что к 2015 году около 15% нефти, производимой «Шелл», будет производиться из нетрадиционных источников. Для достижения этого показателя мы планируем продолжать расширять нашу ресурсную базу и увеличивать производство, используя наш глобальный опыт. В этой связи возможность развития такого бизнеса в России открывает перед нами большие новые перспективы.

Россия обладает одними из крупнейших запасов нетрадиционных источников углеводородного сырья и в долгосрочной перспективе будет играть важную роль в этой области. Но уже сегодня некоторые российские компании начинают работать в этой области, как, например, в Республике Татарстан.

Интервью взял АЛЕКСЕЙ ИВАНОВ



APR

«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯТ НАМ ДЕЛАТЬ ТО, ЧТО РАНЬШЕ СЧИТАЛОСЬ НЕВОЗМОЖНЫМ, — ПРИБЫЛЬНО ПРОИЗВОДИТЬ НЕФТЬ И ГАЗ ИЗ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПРИ ЭТОМ ОБЕСПЕЧИВАЯ МИНИМАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ»



ИНВЕСТОРЫ

В SHELL ВЕРЯТ, ЧТО ВЛОЖЕНИЯ В НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ПОЗВОЛЯТ КОМПАНИИ ПОЛУЧАТЬ ПРИБЫЛЬ, КАЧАЯ СЫРЬЕ ИЗ ЛЮБОГО ИСТОЧНИКА

ОДНАЖДЫ В КАНАДЕ

КАНАДА ЗАНИМАЕТ ВТОРОЕ МЕСТО ПОСЛЕ САУДОВСКОЙ АРАВИИ ПО РАЗВЕДАННЫМ ЗАПАСАМ УГЛЕВОДОРОДОВ. НО ЭТА СЕВЕРНАЯ СТРАНА НЕ ПРЕТЕНДУЕТ НА СТАТУС КРУПНЕЙШЕГО В МИРЕ ЭКСПОРТЕРА НЕФТИ — СЛИШКОМ СЛОЖНО ЕЕ ДОБЫВАТЬ, ВЕДЬ ЗАПАСЫ НЕФТИ В ПРОВИНЦИИ АЛЬБЕРТА БУКВАЛЬНО РАСТВОРЕНЫ В ПЕСКЕ. НЕФТЕНОСНЫЕ ПЕСЧАНИКИ ХРАНЯТ В СЕБЕ 174 МЛН БАРРЕЛЕЙ НЕФТИ, И ИХ ДОБЫЧА ТОЛЬКО НАЧИНАЕТСЯ.

АЛЕКСЕЙ ИВАНОВ

КАК ДОБЫВАЮТ ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ



CHOPS (Cold heavy oil production with sand)

Холодная добыча тяжелой нефти вместе с песком

В скважину вместе с нефтью поступает песок для повышения производительности.

VAPEX (Vapour extraction process)

Добыча посредством газообразных растворителей

Закачка газообразных растворителей в пласт обеспечивает снижение вязкости нефти, которая в результате стекает под действием гравитации. Может быть использован для добычи битумов в зонах, признанных слишком тонкими для обычной термальной добычи.

SAGD (Steam-assisted gravity drainage)

Парогравитационный дренаж

Метод термальной обработки на месте залегания. Данный метод требует наличия двух горизонтальных скважин, в одну из которых непрерывно закачивается пар. Битумы разжижаются, стекают в скважину, расположенную ниже, и выкачиваются на поверхность.

CSS (Cyclic steam stimulation)

Циклическая паростимуляция

Метод термальной обработки на месте залегания. В течение определенного промежутка времени пар под высоким давлением закачивается в скважину. Далее следует период «выдерживания при повышенной температуре», по окончании которого осуществляется добыча нефти до тех пор, пока нефть не иссякнет. Далее процесс повторяется.

ICP (In situ conversion)

Конверсия на месте залегания

IUP (In situ upgrading process)

Обогащение на месте залегания

Две последние технологии являются экспериментальными методами термальной обработки на месте залегания. Изучение и разработку этих методов осуществляет концерн «Шелл». Данные методы предусматривают постепенный прогрев породы в течение нескольких месяцев. Метод IUP обеспечивает преобразование тяжелой, вязкой нефти в более легкие углеводородные фракции. Метод ICP обеспечивает преобразование керогена в более легкие углеводороды.

НЕТРОНУТЫЕ ЗАПАСЫ

Запасы «легкодоступной» нефти быстро сокращаются. Поэтому концерн Shell осуществляет значительные капиталовложения в «нетрадиционные» углеводородные ресурсы. Показательный пример таких инвестиций — освоение нефтеносных песчаников провинции Альберта в Канаде. Передовые технологии обеспечат экологически чистую и рентабельную разработку данного, потенциально огромного ресурса.

Нефтеносные песчанники Канады известны давно. Местные аборигены индейцы племен кри и дене использовали залежи на берегах реки Атабаска для герметизации каноэ. Уже в конце XIX века появились сообщения о возможности извлечения сырой нефти просто с использованием воды. Тем не менее многочисленные предприниматели на протяжении многих лет тратили миллионы, пытаясь извлечь сырую нефть из густых, дегтеобразных битумов, прежде чем разработка песчанников стала рентабельной. Нефтеносные песчанники Альберты известны с середины XVIII века, однако возможность эффективного извлечения нефти из этих песчанников появилась только сейчас благодаря новейшим технологическим достижениям.

Долгосрочная программа концерна Shell по развитию добычи из нефтеносных песчанников предусматривает увеличение производства битумов, пригодных для промышленной разработки. Увеличению доли концерна в указанной добыче будет способствовать ряд расширений производства, сопровождаемых ростом мощностей по подготовке (обогащению) битумов.

Геологические запасы тяжелой нефти и битумов, которыми располагает в настоящее время концерн Shell, составляют более 25 млрд баррелей, при этом суммарные запасы битумов, пригодных для промышленной разработки, составляют более 6 млрд баррелей. Используя данные ресурсы, а также опираясь на свои технические и практические знания и опыт, накопленные в общемировом масштабе, концерн сможет обеспечить рост своего производства в долгосрочной перспективе.

Первый проект расширения в объеме 100 тыс. бар./сутки «Нефтеносные песчанники Атабаски» был утвержден в ноябре 2006 года. Строительные работы продолжаются, и выход на полную мощность ожидается в конце 2010 года.

Провинция Альберта располагает тремя месторождениями нефтеносных песчанников — Колд-Лейк, Пис-Ривер и Атабаска. Shell осуществляет добычу с обработкой на месте залегания на месторождениях Колд-Лейк и Пис-



ТРАДИЦИОННЫЕ БУРОВЫЕ ВЫШКИ

НА ЭТОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ЗАМЕНИЛИ ЭКСКАВАТОРЫ

Ривер, а также добычу посредством экскавации песчанников из карьера на месторождении Атабаска. На месторождении Атабаска работы производятся на двух основных участках — карьер «Маскег-Ривер», 75 км к северу от города Форт-Макмюррей, и перерабатывающая установка «Скотфорд» рядом с НПЗ Shell к северо-востоку от города Эдмонтон.

Дальнейшую модернизацию добывающих и перерабатывающих мощностей после первого расширения предполагается ориентировать на развитие собственной добычи концерна, как посредством карьерной разработки нефтеносных песчанников, так и посредством обработки на месте залегания. Shell рассматривает также возможность строительства нового НПЗ вблизи города Сарния для максимально эффек-

тивного использования синтетической нефти, возросшие объемы которой будут поступать сюда в качестве сырья.

ВЫШЛА ИЗ ПЕСКА

Хотя многое еще предстоит открыть о процессе добычи нефтеносных песчанников, с точки зрения геологоразведки риск очень мал. В отличие от обычных месторождений, нефтеносные песчанники залегают непосредственно под земной поверхностью. Получение нефти из битумов, которые содержатся в нефтеносных песчанниках Канады, обходится значительно дороже получения нефти из других источников (для получения одного барреля нефти требуются две тонны нефтеносных песчанников). Возможность рентабельной переработки данного ресурса обеспечивается современными технологическими достижениями, а также высокими ценами на нефть.

Добыча битумов на карьере «Маскег-Ривер» осуществляется открытым способом с использованием едва ли не самой крупномасштабной в мире землеройной и транс-

НЕФТЕНОСНЫЕ ПЕСЧАНИКИ АЛЬБЕРТЫ ИЗВЕСТНЫ С СЕРЕДИНЫ XVIII ВЕКА, ОДНАКО ВОЗМОЖНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ЭТИХ ПЕСЧАНИКОВ ПОЯВИЛАСЬ ТОЛЬКО СЕЙЧАС БЛАГОДАРЯ НОВЕЙШИМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ДОСТИЖЕНИЯМ



КОНКУРЕНТЫ

портной техники. Гигантские грузовики грузоподъемностью до 400 тонн доставляют насыщенные нефтью песчаники на перерабатывающую установку, где песчаники смешиваются с подогретой водой и нефть отделяется от песка. Полученное сырье разжижается и транспортируется по нефтепроводу на перерабатывающую установку, которая производит из нее синтетическую нефть (в настоящее время производительность установки составляет порядка 155 тыс. бар./сутки).

Перерабатывающая установка производит из разжиженных битумов синтетическую нефть посредством добавления водорода по специальной технологии. Данная технология обеспечивает значительные экологические преимущества, поскольку битумы здесь используются оптимально. Каждые 100 баррелей битумов дают порядка 103 баррелей нефти. По сравнению с традиционными методами прирост конечного продукта составляет 21%. Следует отметить, что перерабатывающая установка выбрасывает в атмосферу незначительное количество CO2, высокоуглеродистый кокс в отходах отсутствует. Из производимой таким образом нефти можно получать чистое, высококачественное бензиновое и дизельное топливо с низким содержанием серы, твердых частиц, а также ароматических углеводородов.

Кроме того, провинция Альберта располагает глубокими залежами битумов, непригодными для открытой добычи. Для их освоения Shell использует здесь циклическую паростимуляцию, парогравитационный дренаж, а также другие новейшие технологии получения нефти. Дан-

ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕНОСНЫХ ПЕСКОВ АЛЬБЕРТЫ БЫЛ ПОСТРОЕН СПЕЦИАЛЬНЫЙ НПЗ



КАНАДСКИЕ НЕФТЯНИКИ БУКВАЛЬНО КРОШАТ НЕФТЬ В СВОИХ РУКАХ

ные процессы предусматривают закачку пара в грунт, это видно по их названиям. Тепло, носителем которого является пар, повышает температуру нефти. В результате вязкость нефти снижается и обеспечивается возможность ее перекачивания на поверхность. Производительность добычи с использованием данных тепловых процессов на месторождении Пис-Ривер составляет 12 тыс. баррелей в сутки. В ближайшие десять лет добычу здесь предполагается неуклонно наращивать.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В 2006 году Shell приобрел компанию BlackRock Ventur (добычу из нефтеносных песчаников в Канаде), получив участок, пересекающийся с участком Пис-Ривер, который он уже разрабатывал. Приобретение компании BlackRock концерном обеспечило рост эффективности обеих компаний: технологии, применяемые Shell, помогут добиться максимальной отдачи от активов компании BlackRock.

Компания BlackRock обладает также бесценными знаниями в области «холодной» добычи, при которой тяжелая нефть неглубокого залегания выкачивается на поверхность при отсутствии инъекции пара. Концерн Shell использует эти знания в своей текущей работе, обеспечивая тем самым рост добычи и снижение издержек.

При разработке нефтеносных песчаников первостепенное внимание уделяется принципу устойчивого развития в соответствии с глобальной политикой концерна Shell. Это означает интеграцию экономических, социальных, а также экологических аспектов любой деятельности Shell при соблюдении баланса между ее краткосрочными желаниями и долгосрочными потребностями.

Кроме того, Shell стремится осуществлять консультации с местными общинами «первых народов» (то есть коренных народов) по вопросам развития и охраны окружающей среды. Это необходимо для использования традиционных экологических знаний (ТЭК) при проведении любой экологической экспертизы, а также чрезвычайно важно для коренных народов, поскольку они обладают глубокой социальной и культурной связью с этой землей.

В качестве примера приведем подход концерна Shell к сотрудничеству с компанией Albian Sands Energy Inc., которая осуществляет эксплуатацию карьера «Маскег-Ривер». Данное сотрудничество предусматривает в конечном итоге рекультивацию используемой земли.

Для этого с самого начала реализации проекта в данном регионе были опрошены многие старейшины, которые поделились своими знаниями об этих землях. Старейшин приглашали посетить нарушенные и ненарушенные земли. Все замечания старейшин тщательно протоколировались для получения необходимой информации и для учета этих замечаний в будущих работах по рекультивации.

Данное общение и взаимодействие со старейшинами позволяет понять целый ряд важнейших факторов и тем самым уже сейчас способствует работам по рекультивации.

«Если в процессе рекультивации нарушенных земель мы сможем создать условия для возвращения бобров, то „исцеление“ этих земель окажется более успешным и практически полным», — говорят в Shell. Компания Albian предложила обширный план сбора местных семян, а также обеспечила их систематизацию и выращивание в питомнике для последующего высаживания в ходе работ по рекультивации.

Представителям народности чипевайан, одного из «первых народов» Атабаски, было предложено проконсультировать концерн в отношении программ экологического мониторинга, по вопросам грунтовых вод, наземных вод и водных ресурсов, а также коридоров дикой природы. Кроме того, концерн финансирует обучение местных жителей, отобранных старейшинами «первых народов» форт-маккей и микисью, по экологической программе в Кейано-колледже, местном учебном заведении провинции Альберта. Предполагается, что таким образом концерн сможет наладить связь между ТЭК и современной экологической наукой.

Брайан Страуб, первый заместитель президента проекта «Нефтеносные пески», поясняет: «Мы всячески стремимся обеспечить устойчивое развитие и поэтому увеличиваем капиталовложения, направленные на взаимоотношения с обществом, увеличиваем капиталовложения в исследования и технологии, увеличиваем капиталовложения в рациональное природопользование. Наша компания твердо, обеими ногами стоит на земле, а взгляд ее устремлен вдаль». ■



КОНКУРЕНТЫ

КОММЕРСАНТЪ АВТОПИЛОТ



СОБЕРИ КОЛЛЕКЦИЮ АВТОПИЛОТ-КЛАССИКА!
ЛУЧШИЕ ПРОИЗВЕДЕНИЯ XX ВЕКА
АУДИОКНИГА – В КАЖДОМ НОМЕРЕ
«КОММЕРСАНТЪ АВТОПИЛОТ»!

АУДИОКНИГИ: РЕЛИКВИЯ, СКРИПКА ПАГАНИНИ И ГРАММАТИКА ЛЮБВИ
С ЖУРНАЛОМ «КОММЕРСАНТЪ АВТОПИЛОТ» №5

В ПРОДАЖЕ
С 1 МАЯ



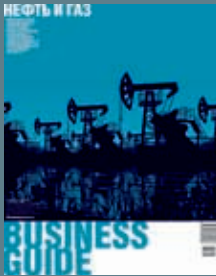
КОЛЛЕКЦИЯ
АВТОПИЛОТ-
КЛАССИКА

МЕ-МОАВТО

РЕЛИКВИЯ | ГИ ДЕ МОПАСАН
СКРИПКА ПАГАНИНИ | А. КУПРИН
ГРАММАТИКА ЛЮБВИ | И. БУНИН
ЧИТАЕТ: АНАТОЛИЙ КТОРОВ

ТЕМАТИЧЕСКИЕ
СТРАНИЦЫ
ГАЗЕТЫ

Коммерсантъ



**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА
СМЕЖНИКИ
ИНВЕСТОРЫ
КОНКУРЕНТЫ
АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС**



**BUSINESS
GUIDE**