

СВЕТЛОЕ БУДУЩЕЕ: РОСНЕФТЬ И EXXONMOBIL

НЕФТЯНАЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА:
БЕЗ ЗАПАДА РОССИЯ УЖЕ НЕ СПРАВИТСЯ?

60-66-90: ИДЕАЛЬНЫХ НАЛОГОВ НЕ БЫВАЕТ?

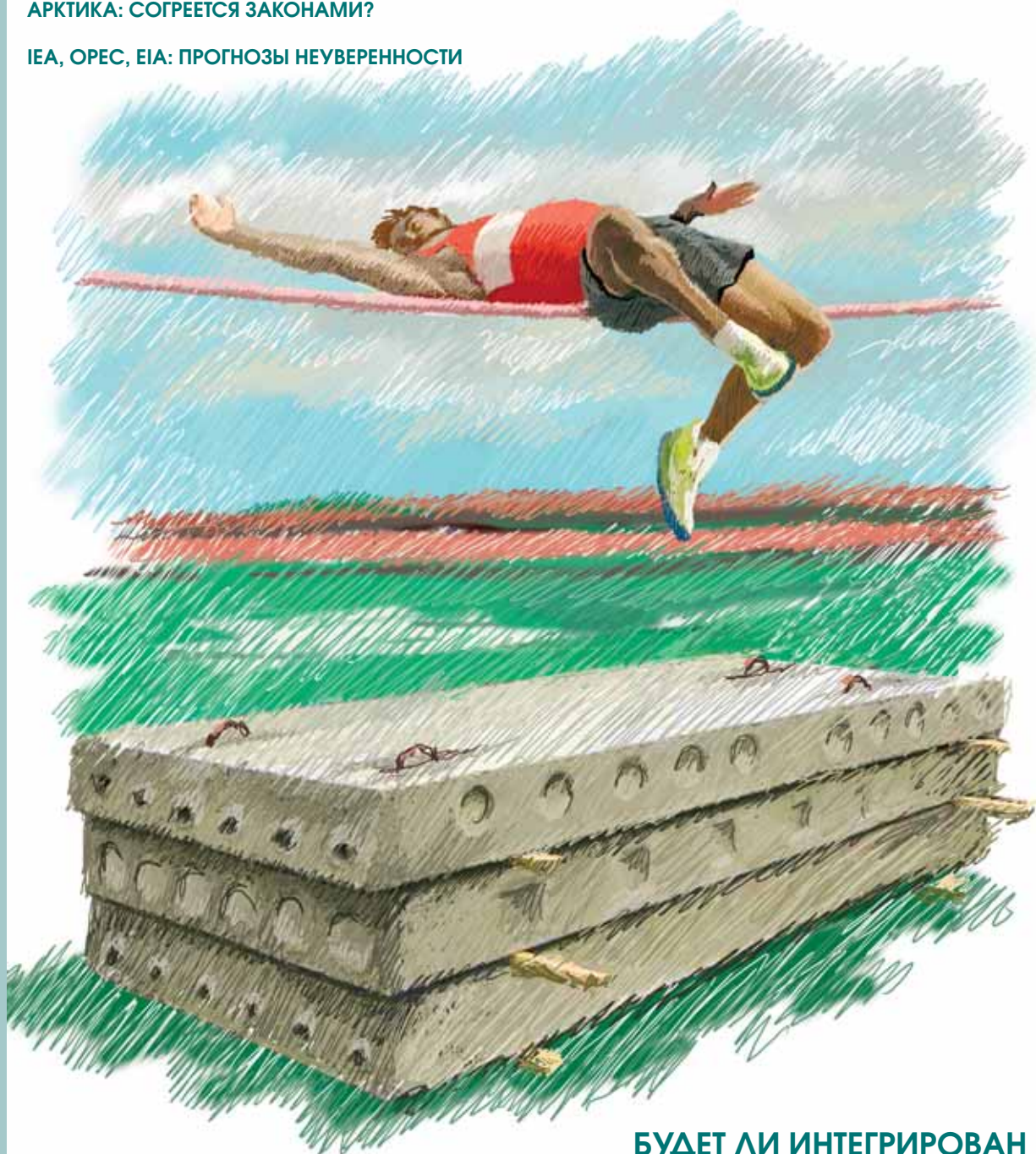
ТНК-ВР: ПРИОРИТЕТЫ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

ГАЗОВЫЕ ИТОГИ 1^{го} ПОЛУГОДИЯ: НА КАЧЕЛЯХ СУДЬБЫ

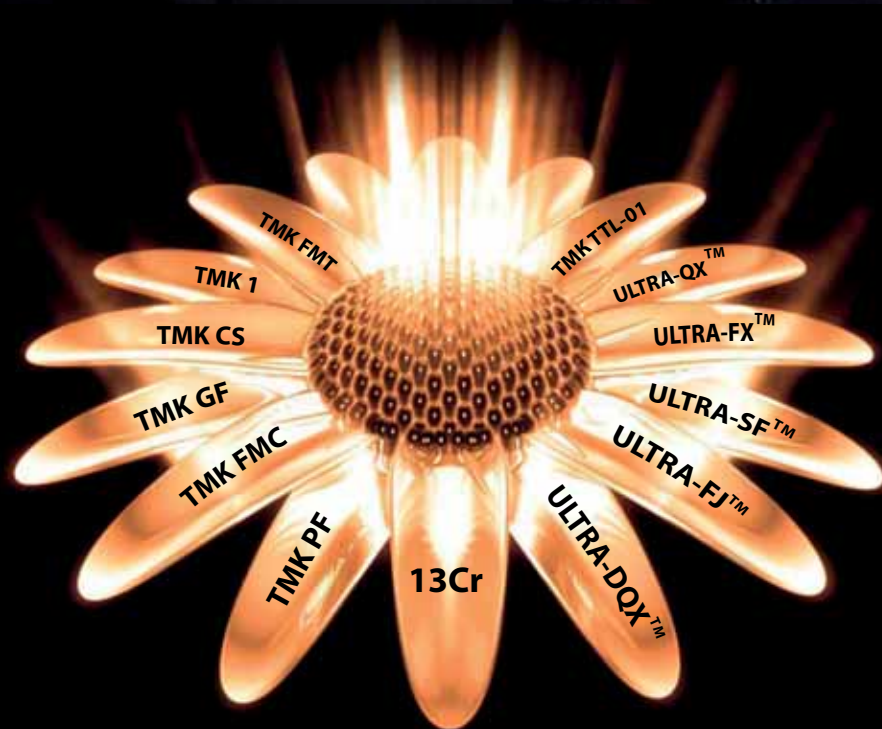
ГАЗОВЫЙ РЫНОК: НЫНЕШНЯЯ ДУМА — НЕ ХУДШИЙ ВАРИАНТ

АРКТИКА: СОГРЕЕТСЯ ЗАКОНАМИ?

IEA, OPEC, EIA: ПРОГНОЗЫ НЕУВЕРЕННОСТИ



БУДЕТ ЛИ ИНТЕГРИРОВАН
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС?



**С Днем
Нефтяника!**

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ БУРОВЫХ УСТАНОВОК СЕРИИ STALINGRAD

**ООО «ВЗБТ» проектирует
и изготавливает:**

- стационарные буровые установки для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ с грузоподъемностью на крюке от 125 до 320 тонн;
- мобильные буровые установки на автомобильном шасси грузоподъемностью на крюке 125 тонн;
- мобильные буровые установки на полуприцепе грузоподъемностью на крюке от 125 до 200 тонн;
- агрегаты для бурения и ремонта скважин;
- полнокомплектное противовыбросовое оборудование с диаметром проходного отверстия 180, 230, 280, 350 и 425 мм с рабочим давлением 21, 35 и 70 МПа, в том числе — в коррозионностойком исполнении;
- буровые насосы;
- насосно-циркуляционные системы и циркуляционные системы;
- ЗИП и узлы к буровому и противовыбросовому оборудованию;
- другое нефтепромысловое оборудование.

**Оказывает услуги по шефмонтажу
и пусконаладке.**



**Волгоградский завод буровой техники (ООО «ВЗБТ»):
Адрес: РФ, 400075, г. Волгоград, шоссе Авиаторов, 16**

Телефон: (8442) 53-02-20, 53-04-40

Факс: (8442) 35-85-11, 53-02-01

E-mail: info@vzbt.ru

Сайт: www.vzbt.ru

6



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

Нефтяной бизнес заканчивается не только потому, что нефти много
ВИТАЛИЙ БУШУЕВ,
Институт энергетической стратегии

4

Сенаторы — депутатам: закон о магистральных трубопроводах востребован
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

6

Согреем Арктику законами?
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

12

На качелях спроса
Газовая отрасль России в первой половине 2011 года
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

18

IEA, ОПЕК, EIA: прогнозы неуверенности в собственных прогнозах
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

24



18



12

IGU: газ ничем не заменить
ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

30

BP все делает раньше всех, а Exxon — лучше всех
АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

34

Центробежные полупогружные насосы KSB ITUR — оптимальное соотношение цены и качества

37

НЕФТЬ

Ernst & Young: будущее нефтяной разведки России
АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

40

Миссия выполнима?!
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

46

ПНГ: штрафы, штрафы, штрафы...
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

50



24

**Серой зоной «Зарубежнефти»
придется поделиться**
ЮРИЙ БАНЬКО,
«Нефтегазовая Вертикаль»

60-66-90 ≠ 90-60-90
Идеальных налогов не бывает?
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

**Центр ценообразования на топливном рынке
России: новое —
хорошо забытое старое**
ИЛЬЯ МОРОЗ, СОЛИД ТР

СЕРВИС КАК ФАКТОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

**Будет ли интегрирован нефтегазовый сервис
России?**
ВЛАДИМИР ЛАПТЕВ,
Евро-Азиатское геофизическое общество

О бедной нефтянке замолвите слово...
КОНСТАНТИН СИМОНОВ,
Фонд национальной энергетической
безопасности

**«Уралвагонзавод»:
перспективные разработки для отрасли**
СЕРГЕЙ ШЕВЧЕНКО,
ОАО «Научно-производственная корпорация
«Уралвагонзавод»

**ТНК-ВР в приоритетах
конкурентоспособности:
технологические инновации**
МАЯ НОБАТОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Emerson объявляет о начале продаж
Системы электронных выносных сенсоров
Rosemount 3051S ERS в России

**Наш сервис на чужбине:
преодолевая непреодолимое**
МАЯ НОБАТОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Какая система разработки
самая лучшая?**
СЕРГЕЙ СОКОЛОВ,
ООО «ТННЦ»

**Технология реогазохимического
воздействия на пласт**
А. ПОТЯСОВ, В. МАКИЕНКО,
М. ДУЛКАРНАЕВ,
ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»
А. ШАХВЕРДИЕВ,
НП «ИСИПН», ИММ НАН АР

СТАТИСТИКА



Издатели
Николай Никитин nikitin@ngv.ru
Сергей Никитин sergey@ngv.ru

Главный редактор
Николай Никитин nikitin@ngv.ru

Фактический адрес:
Россия, 119261 г. Москва,
Ленинский проспект, д. 72/2.
Тел./факс: +7 (495) 510-57-24
(многоканальный).
http://www.ngv.ru info@ngv.ru

Почтовый адрес:
Россия, 117321 г. Москва,
ул. Профсоюзная, д. 124

Председатель редакционной Коллегии
Андрей Мещерин andrey@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова ira@ngv.ru

Верстка
Надежда Гребенникова nadart@list.ru

Художник-иллюстратор
Сухорукова Ирина

**Редактор отдела
«Международные рынки»**
Ольга Виноградова olgav@ngv.ru
Анастасия Никитина anikitina@ngv.ru

Редактор отдела «Рынки Средней Азии»
Олег Лукин lukino@mail.ru

Редактор отдела «Нефтегазовый сервис»
Мая Нобатова mayan@list.ru

**Редактор отдела
«Технологии и оборудование»**
Михаил Игнатьев mig@ngv.ru

**Менеджер по компьютерному
оборудованию**
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

Отдел маркетинга и рекламы:
Любовь Фролова fl@ngv.ru
Павел Наумов paveln@ngv.ru
Александра Бородина borodina@ngv.ru
Мария Кузнецова maria@ngv.ru
Тел./факс: (495) 510-57-24
(многоканальный)

Отдел подписки:
Наталья Шитова podpiska@ngv.ru
Владимир Негин
По Украине
Тел./факс: 10 (38044) 536-1175/80
info@prescentr.kiev.ua

Группа рассылки:
Анатолий Алексеев, Геннадий Белоусов,
Николай Гузарь, Николай Чугунов

Бухгалтерия:
Надежда Радина nadya@ngv.ru
Ирина Сержантова, Галина Маркелова

Представитель в Казахстане:
Владимир Романовский, г. Алматы
Тел./факс: 10-7 (3272) 91-69-48
Моб.: 8-333-299-39-91
rkt@nursat.kz

Представитель в Туркменистане:
Олег Лукин, г. Ашхабад
Тел.: (99312) 36-15-38
lukino@mail.ru

Представитель в Азербайджане:
Таги Тагиев, г. Баку
Тел./факс: (99412) 93-76-85
ttagiev555@hotmail.com

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии
«Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2011

При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»
обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных
объявлениях

Разумные технологии для разумной планеты

Что означает «27 383 операции в секунду» для этого счетчика электроэнергии

Это означает, что его показания будут считываться не раз в месяц, а 24 раза в день. Потребители получают более детальную картину энергопотребления, а коммунальные предприятия – более глубокое понимание того, как используется энергия. Теперь, благодаря сотрудничеству компании eMeter с IBM и переходу на системы Power Systems™, а также разработанные в IBM приложения и программное обеспечение для управления сервисами, коммунальные предприятия смогут обрабатывать данные, поступающие с более чем 20 миллионов интеллектуальных счетчиков, которые снимают показания каждый час, что более чем в 4 раза превышает объемы данных, предусмотренные отраслевыми стандартами*. Разумный бизнес требует разумного программного обеспечения, систем и сервисов.

Сделаем планету разумнее. ibm.com/meter/ru



**Визуализация объема данных,
отсылаемых счетчиком eMeter ежегодно
из среднестатистического дома.**

* По опубликованным результатам теста. Данные от 13 сентября 2010. IBM, логотип IBM, ibm.com, Power Systems и изобразительное обозначение являются товарными знаками International Business Machines Corporation, зарегистрированными во многих странах мира. Наименования других компаний, продуктов и услуг могут быть товарными знаками или знаками обслуживания третьих лиц. Список товарных знаков, зарегистрированных IBM на настоящий момент, представлен по адресу www.ibm.com/legal/copytrade.shtml. © 2011 International Business Machines Corporation. Все права защищены.

НЕФТЯНОЙ БИЗНЕС ЗАКАНЧИВАЕТСЯ НЕ ТОЛЬКО ПОТОМУ, ЧТО НЕФТИ МНОГО



ВИТАЛИЙ БУШУЕВ

Директор Института энергетической стратегии

Первое: уже на протяжении последних пяти-шести лет все признают, что фьючерсный рынок нефти, на котором формируется цена, это не товарный рынок. Это рынок ожиданий, часть финансового рынка. И определяющим, с точки зрения волатильности цен, является не только и не столько спрос и предложение, сколько свободный капитал, который маневрирует и ищет там, где он может быстрее расти.

Этим объяснялись кризисы 2008–2009 годов, а также сегодняшний всплеск и сегодняшнее падение. Как только вы накачиваете экономику деньгами, якобы исходя из необходимости поддержать ее развитие, большая часть денег уходит на фьючерсные рынки, тем самым раскручивается ценовая спираль.

Естественно, это имеет место тогда, когда все понимают, что нефть остается и будет востребована в перспективе. Раньше это было основано на китайском спросе. Сегодня это, скажем так, ни на чем не основано, но по инерции продолжается.

И ОПЕК, и МЭА, и другие организации прогнозируют на 2011 и тем более 2012 год понижение спроса на нефть, связанное с рецессией экономики, китайской в том числе. Поэтому того ажиотажа, что спрос будет расти и соответственно будет расти цена на нефть, нет, этот фактор перестает работать.

Тем не менее пока не нашли ничего лучшего, куда обращаться деньги: либо облигации США, либо, когда денег много, почему бы немножко не порисковать. И вот два транша по выделению дополнительных денег и вливанию их в экономику и привели к раскрутке этой спирали.

Сегодня нефтяной рынок перегрет. Рано или поздно цена на нем упадет. Во-первых, это не поддерживается постоянно растущим спросом. Во-вторых, начертано наличием большого количества свободных денег.

По нашим прогнозам и оценкам, пик в \$120, который мы и ожидали весной этого года, уже пройден. А во второй половине года мы ожидаем падения до \$80 за баррель. Потому что все факторы, способствующие стабилизации и росту цен, себя исчерпали.

Возможно, если будут заявления Б.Бернанке о том, что Штаты еще, может, вольют немного денег в экономику, это поддержит и отсрочит падение цен, но весь вопрос в том, упадут ли они круто либо цена будет сползать до конца года до \$80.

К сожалению, российская экономика по-прежнему чувствительна к волатильности цен. Поэтому Минфин ведет себя, с его точки зрения, разумно, когда он закладывает в бюджет минимально возможные цены, дабы не столкнуться с дефицитом бюджета.

Но даже если у вас есть свободные средства, то тут уже, может быть, не Минфин виноват, а другие органы, которые ведут себя неразумно, их надо вкладывать во что-то другое, что способствовало бы замещению нефтяного дохода в бюджете страны. Этого не делается.

Нашему правительству колоссально везло и везет — начиная с 2000 года оно находится в эйфории от растущей цены на нефть, доходов бюджета, выполнения социальных программ... Но если к концу 2011 года (и это продержится года полтора) цена упадет до \$80 за баррель, то все соцпрограммы, извините, будут нарушены.

И это будет чрезвычайно опасно. В стратегическом плане я хотел бы подчеркнуть одну вещь: те мировые глобальные вызовы, которые уже проявились (арабские революции, Фукусима, финансовый кризис на нефтяном рынке), говорят о том, что эпоха эффективного нефтяного бизнеса заканчивается. И мир не хочет находиться под угрозой волатильности.

Американцы приняли решение об энергетической самодостаточности, об отказе от импорта нефти из неустойчивых районов Ближнего Востока. Они ориентируются на свою собственную нефть. Посмотрите, какой спред сегодня между ценой Brent и ценой WTI? Если раньше это был \$1–1,5 плюс к Brent, то сегодня внутренняя цена Америки это \$17 в обратную сторону.

В США переизбыток этой нефти. Они не знают, куда ее девать. Они сейчас лихорадочно пытаются соорудить из внутренних районов страны нефтепроводы, чтобы выйти на побережье, где у них основные НПЗ и откуда можно отправить танкеры в обратную сторону. В сторону Европы, дополнительно понижая там спрос. Как только они это сделают, еще больше усугубится переизбыток нефти на европейском рынке и цена Brent, следовательно и Urals, будет падать.

Нефтяной бизнес заканчивается не только потому, что нефти много. Страны мира сделали ставку не только на энергетическую самодостаточность, но и на переход на другие энергоносители. Европа — на ВИЭ, Америка — на новую угольную волну и газовые сланцы, Китай тоже делает ставку на уголь, свой собственный. И это может привести к уходу от моторного топлива, и с нефти перейдут на электромобили.

Когда это будет, в 20-е годы или 30-е годы, сейчас не могу ответить однозначно, но не только заявления политические, но и заявления руководителей крупных автомобильных компаний говорят о том, что электромобили это не какая-то фантазия, это завтрашний день. Если переход произойдет, нефть ничем другим востребована быть не может в таких объемах: ни нефтехимией, ни чем либо иным.

Следовательно, нефтяной бизнес прикажет «долго жить», не оборвется, конечно, в течение одного года, но перестанет быть столь эффективным. Российские доходы от нефтяного бизнеса частично будут возмещаться газовыми доходами. К сожалению, наше правительство эту опасность пока не учитывает. Если сократить доходы от нефтяного бизнеса хотя бы в два раза, то чем их замещать — не ясно...

(из выступления на пресс-конференции
«Мировые цены на нефть и экономика России»,
РИА-Новости, август 2011 года)

Буровая компания
Петра Стаканова заказала
импортный верхний привод...



А буровая компания
Владимира Стаханова приобрела
верхний привод "ПромТехИнвест"



А к Владимиру Стаханову
приехали инженеры
Сервисного центра
"ПромТехИнвест", осуществили
шефмонтаж и запустили
привод в эксплуатацию...



Петр Стаканов не знает, как
осуществить монтаж и
запустить привод в работу...



Петруха, здорово!
Пятница! Отдохнем?

Да я на работе
парюсь ...

Париться надо
не на работе,
а в бане!

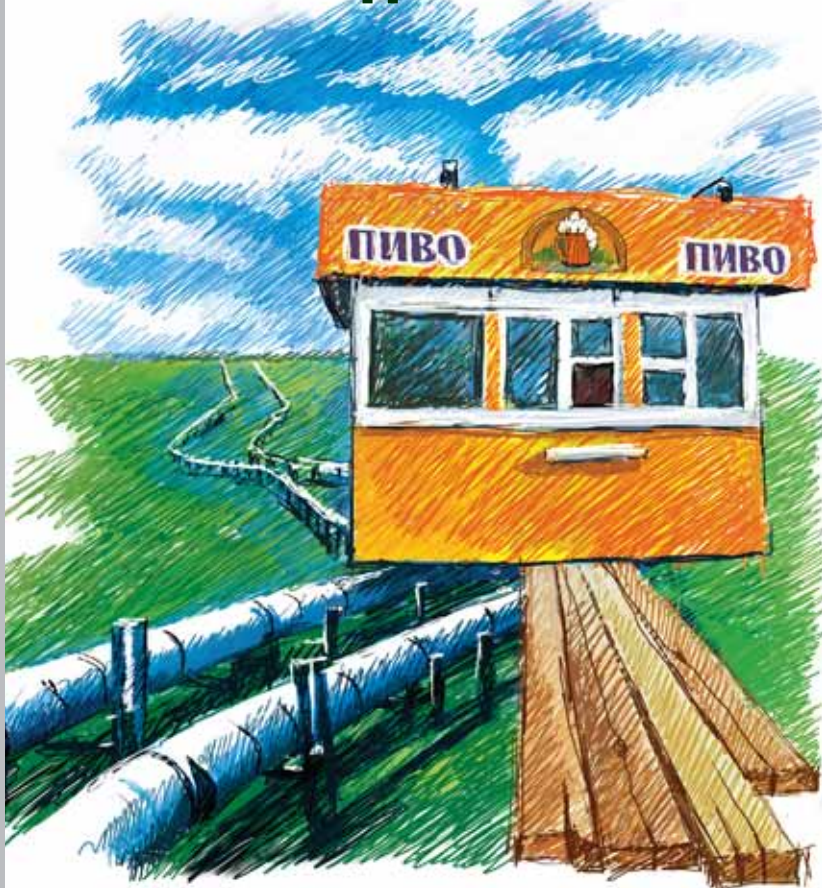


**Сервисный центр
"ПромТехИнвест"-
решение Ваших проблем!**

Тел. (812) 327-11-35
Факс (812) 327-11-34
sales@pti.spb.ru
www.promtehinvest.ru

ПТИ ПРОМТЕХИНВЕСТ
СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА

СЕНАТОРЫ – ДЕПУТАТАМ: ЗАКОН О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ВОСТРЕБОВАН



Казалось бы давно забытый проект закона о магистральных трубопроводах может вновь оказаться востребованным. Во всяком случае, Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям рекомендовала нижней палате парламента возобновить работу над этим законопроектом. Это один из итогов круглого стола, посвященного ситуации с нормативно-правовым регулированием развития транспортной инфраструктуры нефтяной и газовой отраслей, который сенаторы провели под занавес весенней сессии.

Сомнительно, что нынешний состав Госдумы в горячие месяцы перед парламентскими выборами найдет время для закона о магистральных трубопроводах, который безрезультатно обсуждается уже полтора десятка лет. Однако есть шанс, что до конца года депутаты все же успеют хотя бы принять техрегламент о безопасности магистральных трубопроводов.

Обширные планы, связанные с совершенствованием регулирования отношений на трубопроводном транспорте, у ФАС. Это и третий антимонопольный пакет, и поправки в закон о естественных монополиях. Но не похоже, что в ближайшее время появится правительственное постановление, обеспечивающее недискриминационный доступ к газотранспортной системе. Для политического руководства страны «Газпром» все еще остается «священной коровой».

Уникальная по мировым меркам магистральная трубопроводная система России обеспечивает транспортировку более 750 млрд м³ газа и свыше 500 млн тонн нефти. Поэтому стержнем дискуссии стал тезис о том, что обновляемое законодательство должно содействовать повышению надежности и эффективности использования действующих магистралей, обновлению основных фондов трубопроводных систем, а также созданию новых маршрутов.

Как подчеркнул председатель Комиссии СФ по естественным монополиям сенатор Николай Рыжков, исходя из географического расположения новых районов нефте- и газодобычи актуальнейшей является задача создания и развития транспортной инфраструктуры для доставки углеводородов в места переработки и на экспорт.

Возвращение к истокам

Участники поддержали инициативу сенаторов реанимировать завалявшийся в нижней палате парламента законопроект о магистральном трубопроводном транспорте: необходим единый федеральный закон, обеспечивающий правовой статус системы магистральных трубопроводов в России.

В законе должно быть закреплено понятие «магистральный трубопроводный транспорт», описаны принципы обеспечения недискриминационного доступа к его свободным мощностям.

Также в законе должны быть определены основы тарифообразования (с учетом инвестиционной составляющей), установлены базовые принципы инвестиционной политики на трубопроводном транспорте, описано регулирование отношений собственника и инвестора, определены механизмы участия инвесторов в строительстве, реконструкции и развитии магистральных трубопроводов.

Серьезным пробелом в правовой базе остается отсутствие генеральной схемы развития трубопроводного транспорта. Как на-

помнил президент Союза нефтегазопромышленников Геннадий Шмаль, Минэнерго уже два года как должно было разработать генсхему, а ее так и нет.

Причем, как показывает прошлый опыт, генсхема, если она становится руководством к действию, способна дать мощный импульс развитию. Член правления Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков Талгат Хурамов напомнил, что во времена СССР всего за пять лет после утверждения генсхемы развития продуктопроводного транспорта удалось удвоить протяженность нефтепродуктопроводов.

Сегодня же система трубопроводов для транспортировки нефтепродуктов развивается крайне медленно. В то же время бурное строительство нефте- и газопроводов в отсутствие единой стратегии несет большие риски нерационального расходования инвестиционных ресурсов и неадекватности создаваемой системы потребностям отрасли и экономики страны.

Впрочем, участники круглого стола предпочли сосредоточиться на текущих вопросах законотворческой работы.

Трубопроводный техрегламент

Есть шанс, что до конца года Госдума РФ примет ФЗ «Технический регламент о безопасности магистральных трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов». Важно, чтобы эти ожидания оправдались. В противном случае, законом, принятым весной в первом чтении, придется заниматься уже новому составу депутатов, а это неминуемо затян timer сроки принятия документа.

В настоящее время на территории РФ эксплуатируется 225 тыс. км магистральных трубопроводов, в том числе 161 тыс. км газопроводов, 48,5 тыс. км нефтепроводов и 15,5 тыс. км нефтепродуктопроводов. По ним перекачивается 95% всего добываемого в нашей стране углеводородного сырья, значительная доля продукции нефте- и газопереработки.

Между тем, объекты трубопроводной системы несут высокие риски аварий и чрезвычайных ситуаций. При этом существенным недостатком регулирования является отсутствие законодательных актов прямого действия, направленных на обеспечение безопасности транспортировки жидких и газообразных углеводородов. Сейчас эта сфера регламентируется более чем 80 ведомственными документами Ростехнадзора, Минрегиона и Минэнерго России.

Сложившаяся система не только чрезвычайно запутана и громоздка, но зачастую избыточна в формировании всевозможных обязательных требований и ограничений. Они создают для предприятий жесткий административный и экономический пресс и сдерживают приток инвестиций.

Ныне усилия направлены на перенос регулирования на уровень технических регламентов, которыми устанавливаются лишь минимально необходимые требования безопасности. Подготовленный Минэнерго РФ проект техрегламента по трубопроводам призван повысить их безопасность, а также дать импульс развитию отечественной системы стандартов, гармонизированных с международными стандартами.

Законопроект устанавливает требования к магистральным трубопроводам на всех этапах их жизненного цикла как к единому производственно-технологическому комплексу, определяет алгоритм оценки соответствия утвержденным государством требованиям.

Техрегламент установит границы охранных зон вокруг объектов магистрального трубопровода в целях обеспечения безопасности. Он же определит минимально допустимые расстояния до объектов, обеспечивающие их защищенность от взрывов и пожаров.

Действующее земельное законодательство регламентирует порядок установления границ охранных зон только в отношении объектов системы газоснабжения. Теперь речь идет о распро-



странении соответствующих норм также и на нефте- и продуктопроводы.

Сенаторы предлагают реанимировать завалявшийся в нижней палате парламента законопроект о магистральном трубопроводном транспорте

Проект техрегламента устанавливает базовые принципы проектирования, строительства и эксплуатации объектов трубопро-

Минэнерго уже два года как должно было разработать генеральную схему развития трубопроводного транспорта, а ее так и нет

водной системы. В частности, он жестко оговаривает, что линейная часть магистральных трубопроводов должна находиться под землей. Прокладка трубопрово-

Бурное строительство нефте- и газопроводов в отсутствие единой стратегии несет большие риски неадекватности создаваемой системы потребностям отрасли и экономики страны

дов на опорах или насыпях возможна только в особых природных условиях.

Техрегламент устанавливает требования к организации работ на этапах проектирования, строительства, эксплуатации, реконструкции, капитального ремонта и ликвидации магистральных тру-

Есть шанс, что до конца года Госдума РФ примет ФЗ «Технический регламент о безопасности магистральных трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов»

бопроводов, регламентирует особенности прокладки линейных нефтепроводов при пересечении с различными преградами...

В то же время предполагается, что требования техрегламента не будут распространяться на промысловые и межпромысловые трубопроводы, сети газораспре-

Подготовленный Минэнерго РФ проект техрегламента по трубопроводам призван повысить их безопасность, а также дать импульс развитию отечественной системы стандартов, гармонизированных с международными стандартами

деления и газопотребления. Кроме того, в большинстве случаев нормы закона не будут распространяться на трубопроводы, введенные в эксплуатацию или спроектированные до вступления техрегламента в силу, что серьез-

«Газпрому» приходится решать проблемы безопасности за свой счет: попытки решать вопросы в судебном порядке пока не особенно успешны для газового гиганта

но ограничивает сферу применения закона.

Правда, требования в отношении охранных зон будут применяться без исключений. А реконструкция действующих трубопроводов должна будет проводиться все же с учетом требований техрегламента.

НЕСТЫКОВКИ НА РЕЛЬСАХ

Хотя основные поставки нефти осуществляются по трубам, железнодорожный транспорт все же играет заметную роль в транспортировке продукции нефтяных компаний страны. По словам вице-президента РЖД Сергея Епифанцева, доля только нефтяных грузов в общем объеме железнодорожных перевозок составляет около 20%. Причем, за прошлый год объемы транспортировки нефтеналивных грузов выросли на 12%.

Одним из очевидных преимуществ транспортировки нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах является чистота доставки груза — в дороге не смешиваются грузы разного химического состава, что особенно привлекательно для собственников нефти высокого качества.

В последнее время РЖД активно пытается привлечь инвестиционные ресурсы грузовладельцев для реализации проектов примыкания путей необщего пользования к железнодорожным магистралям. В числе потенциальных партнеров рассматриваются и нефтяники. Однако серьезным препятствием стали пробелы в правовой базе.

В этой связи РЖД считает необходимым издать специальный правительственный акт, регламентирующий вопросы заключения договоров на осуществление примыкания.

С.Епифанцев ссылается на то, что практика нормативного регулирования заключения договоров на присоединение уже наработана в газотранспортной и энергетической отраслях. Для них правительством установлены четкие правила присоединения и, самое главное — порядок выдачи технических условий, разграничение финансовой ответственности сторон. Этот опыт нужно применить и на железной дороге.

Предполагается, что спешки с введением в действие нового техрегламента по безопасности магистральных трубопроводов не будет. Он вступит в силу по истечении года после опубликования соответствующего закона. То есть реальным регулятором этот документ станет не раньше конца 2012-го — начала 2013 года.

Территориальные претензии

По словам члена правления ОАО «Газпром» Олега Аксютин, требования, входящие в сферу компетенции будущего техрегламента, крайне актуальны. По состоянию на начало года в «Газпроме» зафиксировано 770 случаев нарушений охранных зон и минимально допустимых расстояний до объектов ЕСГ. В общей сложности здесь находится без малого 21,2 тыс. объектов самого разного назначения, не имеющих никакого отношения к газовой отрасли.

Такие нарушения становятся возможными по вине муници-

пальных и местных органов самоуправления, которые выдают разрешения на строительство или меняют границы своих территорий. Так, в Санкт-Петербурге в результате изменения границ муниципального образования в городской черте оказалось 130 км магистральных газопроводов и 9 газораспределительных станций...

Такое поведение местных властей вынуждает «Газпром» выносить свои объекты за пределы обновленных границ населенных пунктов. Попытки решать вопросы в судебном порядке пока не особенно успешны для газового гиганта, приходится решать проблемы безопасности за свой счет.

Как следствие, «Газпром» вынужден отвлекать значительные суммы, которые предназначались на реконструкцию действующих газопроводов и программы газификации. Так, вывод компрессорной станции и сопутствующих объектов за черту Великого Новгорода обойдется «Газпрому» примерно в 2,6 млрд рублей.

Уязвимость позиций «Газпрома» О.Аксютин связывает со слабостью нормативной базы. Правовой статус существующих документов недостаточен для регулирования территориальных правоотношений. В ходе круглого стола представитель «Газпрома» пытался убедить сенаторов в необходимости дополнить административный и уголовный кодексы карательными мерами в отношении нарушителей неприкосновенности охранных зон магистральных трубопроводов. Такое предложение представляется логичным.

Ведь в свое время техрегламент по трубопроводам было решено утверждать не правительственным постановлением, а федеральным законом именно потому, что к нарушителям требований закона может применяться уголовная ответственность, а несоблюдение указаний, содержащихся в правительственном постановлении, преступлением не является.

Революция в умах

В систему правовой поддержки развития транспортной инфраструктуры нефтегазовой отрасли вне сомнений входит и третий антимонопольный пакет — законодательная инициатива ФАС, которая после долгих споров все же получила одобрение правительства и, вероятно, будет рассмотрена в ходе осенней парламентской сессии.

Как подчеркнул зам. руководителя ФАС Анатолий Голомолзин, в пакет включены предложения, связанные как с недискриминационным доступом к услугам естественных монополий, так и к услугам, связанным с использованием инфраструктуры. Соответствующие правила законопроект предлагает устанавливать правительственными документами.

Помимо этого, в рамках реализации программы развития конкуренции ФАС предлагает ряд поправок в закон о естественных

монополиях. В частности, речь идет об уточнении понятия «субъект естественной монополии» и о формировании долгосрочных тарифов на услуги естественных монополий, в том числе на трубопроводном транспорте.

Предлагается ввести в закон специальную статью по вопросам

РЖД активно пытается привлечь инвестиционные ресурсы грузовладельцев для реализации проектов примыкания путей к железнодорожным магистралям. Однако мешают пробелы в правовой базе

принятия долгосрочных инвестиционных решений, направленных на развитие и модернизацию инфраструктуры, а также на обеспечение доступности услуг естественных монополий.

Как известно, сейчас на трубопроводном транспорте тарифные

Насосы • Арматура • Системные решения



ООО «КСБ» – Ваш надежный партнер

Систематизированные знания и опыт позволяют нам предлагать предприятиям нефтеперерабатывающей промышленности насосное оборудование и трубопроводную арматуру высочайшей износостойкости. Комплексная программа обеспечения качества гарантирует соответствие самым высоким требованиям к материалам и инженерным решениям.

ООО «КСБ» • Москва, 123022, ул. 2-ая Звенигородская, д. 13, стр. 15. Тел.: (495) 980-1176, факс: (495) 980-1169
Москва • Санкт-Петербург • Новосибирск • Екатеринбург • Ростов-на-Дону • Красноярск • Казань •
Самара • Иркутск • Хабаровск • Минск
www.ksb.ru • info@ksb.ru



решения принимаются, как правило, на год, в отдельных случаях — на три года, в порядке большого исключения — на пять лет. Очевидно, что для долгосрочных проектов этого недостаточно, давно уже назрела необходимость всемирного перехода на долгосрочные тарифы.

Откликаясь на эти запросы, ФАС предлагает при принятии

печить в целом эффективное развитие.

Кроме того, необходимо обеспечить скоординированность развития инфраструктуры естественных монополий и производственных объектов в сопряженных сферах. Скажем, правительство формирует и утверждает генсхемы развития в газовой сфере, нефтяной сфере. Но каким образом формируются и готовятся предложения и каким образом учитываются предложения по различным объектам?

Скажем, есть предложения по независимым НПЗ, есть предложения по развитию каких-то потребляющих сфер. Каким образом их учесть в рамках разработки долгосрочных программ? Сейчас отдельные документы регламентируют эти вопросы, но пока системного закрепления в законодательном акте нет.

ФАС предлагает законодательно закрепить взаимные обязательства сторон между органами власти, субъектами естественных монополий и инвесторами по параметрам, которые учитываются при установлении долгосрочных тарифов. Предполагается, что соответствующие обязательства должны быть закреплены в рамках регуляторного контракта.

Также предлагается закрепить полномочия правительства в части зависимости цен от исполнения ранее согласованных параметров экологической эффективности, надежности и качества. Не соблюдены соответствующие параметры, значит, необходимо вносить поправки и в обязательства потребителя услуг. Если потребитель не получает услуги обещанного уровня, то он не должен переплачивать за такого рода услуги, говорит А.Голомолзин. Нужно признать, это революционные перемены в психологии взаимоотношений монополистов с клиентами.

Священная корова

За последнее время ФАС добилась заметного прогресса в раскрытии информации трубопроводными монополиями. Недавно и «Газпром», и «Транснефть» опубликовали сообщения

по тарифам и стоимости строительства новых магистралей.

Между тем, остается непрозрачной деятельность регулятора: зачастую неизвестно, когда и с чьим участием будут приниматься решения по тарифам. ФАС считает, что процедуры принятия тарифных решений должны проходить с участием пользователей услуг естественных монополий. Соответствующие предложения также вносятся в проект закона.

В марте правительственным постановлением были утверждены правила недискриминационного доступа к магистральным трубопроводным системам транспортировки нефти и нефтепродуктов. В частности, установлен приоритет поставок на внутренний рынок, конкретизированы параметры оказания услуг, составления графиков, стандартов раскрытия информации и т.д.

Между тем, и в отсутствие этих правил нефтяники не испытывали большого дискомфорта в общении с «Транснефтью». Значительно больше проблем у них с «Газпромом», контролирующим вход в российскую газотранспортную систему.

Уверенности, что тема недискриминационного доступа к магистральным газопроводам будет закрыта в обозримом будущем, по-прежнему, нет. Межведомственных разногласий по этому документу практически не осталось, но «Газпром» все еще сопротивляется, выторговывает для себя привилегии.

Встречные предложения ФАС направлены на расширение сфер недискриминационного доступа. На обсуждение внесен вопрос целесообразности доступа независимых организаций не только к газопроводам, но и к газохранилищам, чтобы они тоже имели возможность участвовать в покрытии сезонной неравномерности потребления газа на территории страны.

Постановка вопроса, конечно, справедливая. Однако решительное слово должно сказать политическое руководство страны. А «Газпром» для него все еще так и остается «священной коровой». 

ФАС предлагает ряд поправок в закон о естественных монополиях.

В частности, речь идет о формировании долгосрочных тарифов на услуги естественных монополий, в том числе на трубопроводном транспорте

долгосрочных тарифных решений учитывать обоснованные показатели экономической эффективности инвестиционных проектов. При этом каждая инвестиционная программа субъекта естественной монополии должна быть разбита на соответствующие инвестиционные проекты, детально проработана и ранжирована по эффективности.

В рамках совершенствования законодательства, ФАС ставит во-

Уверенности, что тема недискриминационного доступа к магистральным газопроводам будет закрыта в обозримом будущем, по-прежнему, нет. «Газпром» все еще остается «священной коровой»

прос о необходимости скоординированного развития различных инфраструктурных объектов естественных монополий. Один из примеров, близкий нефтяникам, — взаимодействие трубопроводной и железнодорожной транспортных систем.

Проблема синхронизации актуальна и при обеспечении развития магистральной и распределительной систем. Можно построить магистральную инфраструктуру, но отстать с распределительной — и наоборот. А это, подчеркивает А.Голомолзин, в конечном итоге узкое место, которое не позволит бес-



**БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ
И ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ ППД
- АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ
ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ
- НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ
ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СРЕД
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ,
ПОПУТНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ВОДЫ
- ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОПОЖАРНОГО
НАЗНАЧЕНИЯ
- АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫЕ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ БЛОКИ

**ОАО «Нефтемаш» переименовано
в ОАО «ГМС Нефтемаш» с 26 августа 2010 г.**

Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44
приемная: тел. (3452) 43-01-03
отдел маркетинга: тел./факс (3452) 42-06-22, 43-22-39
отдел сбыта: тел. (3452) 43-99-10, факс (3452) 43-22-13
e-mail: girs@neftemashtmn.ru
www.hms-neftemash.ru www.grouphms.ru



СОГРЕЕМ АРКТИКУ ЗАКОНАМИ?



Позиции «Газпрома» и властных структур относительно условий разработки газовых месторождений в необжитых регионах понемногу сближаются. Раньше «Газпром» обуславливал работу на Штокмане чуть ли не полным освобождением от налогов и платежей — и не получил ничего. Теперь же претензии на льготы стали более умеренными, и, похоже, представители власти готовы на них реагировать.

На прошедших в Госдуме РФ парламентских слушаниях по законодательному обеспечению газовой отрасли разговор шел не столько о налоговых и таможенных преференциях, сколько о снятии искусственных барьеров, препятствующих рентабельной разработке газовых месторождений в новых регионах добычи. Пожалуй, такой подход имеет больше шансов на успех, чем попытки выторговать индивидуальные налоговые преференции. Чтобы создать инвесторам сносные условия для работы на Ямале, арктическом шельфе или на востоке России, необходимо серьезно перелопатить действующее законодательство. Заниматься этим придется депутатам следующего созыва и обновленному правительству. В канун выборов инвесторы получили внятный сигнал, что нынешний костяк Госдумы РФ является для них, как минимум, не худшим вариантом.

Депутаты Госдумы РФ отнюдь не впервые проводят парламентские слушания по законодательному обеспечению газовой отрасли. Как правило, все заканчивается полной поддержкой претензий

«Газпрома» на налоговые преференции.

Например, два года назад участники парламентских слушаний одобрили беспрецедентный пакет налоговых и таможенных льгот для проекта разработ-

ки Штокмановского месторождения — практически все доходы должны были остаться у недропользователя, а государству предлагалось оставить лишь налог на прибыль, экспортные пошлины на половину объема добытого газа, да налог на имущество завода по производству СПГ (см. «Приватизация шельфа», НГВ #04'09).

Правда, тогда депутатская поддержка никак не повлияла на изменение законодательства — процесс, который жестко контролируется правительством. Возможно, прошлый опыт научил и депутатов, и «Газпром» более взвешенно и реалистично подходить к законодательским инициативам, улучшающим условия реализации крупных проектов разработки газовых месторождений «с чистого листа» в новых труднодоступных регионах.

Как отметил Юрий Липатов, председатель Комитета ГД РФ по энергетике, для надежного удовлетворения потребностей экономики страны в газе, для повышения эффективности функционирования и развития газовой промышленности необходимо осуществление долгосрочной государственной политики. В первую очередь — совершенствование системы налогообложения для создания условий и стимулов наращивания добычи и разработки новых газовых месторождений. Участники парламентских слушаний такой системный подход поддержали.

Базовый элемент

Энергетическая стратегия России ориентирует на то, что в перспективе до 2030 года основным элементом в энергобалансе страны будет оставаться газ с долей в 45–47%. Объем добычи к концу периода должен составить, как минимум, 880 млрд м³, а то и 940 млрд м³. И это в ситуации, когда добыча на базовых месторождениях в Западной Сибири будет сокращаться ускоряющимися темпами.

Одной из главных задач генсхема развития газовой отрасли называется освоением новых газоносных территорий, имеющих исключительный ресурсный потен-

циал, — в частности, полуострова Ямал, континентального шельфа РФ и Восточной Сибири, которые характеризуются крайне сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями, высокими геологическими рисками и крайне длительным циклом поисковых и разведочных работ, что требует дополнительного привлечения значительных инвестиций.

В то же время месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока содержат большое количество сопутствующих компонентов. В связи с этим возникает необходимость одновременно с освоением месторождений создавать газоперерабатывающие и газохимические мощности для выделения из газа ценных компонентов и производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Для того чтобы проекты такого масштаба были реализованы, необходимы меры государственной поддержки в срок от 10 до 12 лет, до достижения окупаемости или до достижения определенных объемов добычи с каждой кон-

кретных месторождений, утверждает Кирилл Яновский, директор НОВАТЭКа по финансам и стратегии развития. Такая поддержка позволит инвесторам осуществлять возврат капиталовложений и заемных средств, принесет в будущем стабильные налоговые и неналоговые поступления от вновь созданных производств, а также обеспечит энергетическую безопасность страны.

Не точно, но фундаментально

Почему освоение новых газоносных регионов нуждается в поддержке государства? Потому что добыча там в разы дороже, чем в традиционных районах добычи, отвечает Анатолий Дмитриевский, директор Института проблем нефти и газа, академик РАН.

Нынешний налоговый режим в принципе неприемлем для инвестиций в проекты освоения новых газоносных провинций, утверждает Андрей Сухов, председатель налогового комитета

Нефтяного совещательного форума. В этой связи потенциальным инвесторам приходится обсуждать с органами власти инди-

Прошлый опыт научил и депутатов, и «Газпром» более взвешенно и реалистично подходить к законотворческим инициативам

видуальные льготы. Но более рационально было бы сделать системные выводы и изменить правила игры.

Причем, нужно торопиться. До 2030 года первостепенная роль газа в энергетических балансах не вызывает сомнений. В дальнейшем голубое топливо могут потеснить альтернативные источники энергии. Это неминуемо произойдет, если России не успеет укрепить свои позиции на мировом рынке. К тому же развивается добыча сланцевого газа — это еще один наш конкурент.

Российское правительство понемногу свыкается с мыслью о том, что развитие газовой отрас-

КОМИТЕКС
www.komitex.ru

ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна ГЕОКОМ для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений
- городского благоустройства

ОАО «КОМИТЕКС»

167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10.

тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575

факс (8212) 28-65-60

market@komitex.ru, www.komitex.ru



ли нужно поощрять. Так, в октябре прошлого года Владимир Путин на совещании в Новом Уренгое поручил разработать систему льгот для стимулирования роста добычи на шельфе и производства СПГ. Обсуждается целесообразность введения льготы по

Результатом профессиональной дискуссии могут стать важные для отрасли — прежде всего, для «Газпрома» и НОВАТЭКа — изменения в законодательстве

НДПИ на газ Заполярья и Восточной Сибири.

В апреле правительственная комиссия одобрила законопроект, предусматривающий освобождение от НДПИ ямальского природного газа, направленного на производство СПГ.

Потенциальным инвесторам приходится обсуждать с органами власти индивидуальные льготы. Но более рационально было бы сделать системные выводы и изменить правила игры

Аналогичная льгота предлагается и для конденсата, добываемого совместно с указанным газом.

Но это точечные меры. А отрасли нужны системные фундаментальные решения.

Постоянство правил — вопрос, который чаще всего задают нам на переговорах руководители зарубежных инвестиционных и энергетических концернов, говорит Валерий Язев, зам. председа-

тельства. Не нужно стремиться менять правила игры часто. Но прежде следует выработать эффективные механизмы регулирования функционирования газовой отрасли.

Сегодня законодательное регулирование развития газовой отрасли в стране еще не отвечает современным требованиям, соглашается Валерий Голубев, зам. председателя «Газпрома», вопрос комплексного подхода к совершенствованию законодательства для нас сегодня является задачей №1.

Налог на шельф

Сложившаяся система налогообложения слабо учитывает специфику добычи углеводородного сырья на шельфе, признает Виктор Соловьев, директор департамента добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго РФ. Такая ситуация предопределяет снижение инвестиционной привлекательности проектов освоения шельфовых месторождений и, как следствие, их низкую рентабельность.

В отношении морских проектов дополнительная налоговая нагрузка возникает еще и в связи со специфическим статусом континентального шельфа России, который не является территорией РФ. В соответствии с действующим налоговым законодательством, выполнение работ и оказание услуг на континентальном шельфе не являются объектом налогообложения в целях налога на добавленную стоимость. НДС по товарам, работам и услугам в таких случаях учитывается в их стоимости, но не принимается к вычету в общем порядке.

В результате инвесторы, работающие на континентальном шельфе РФ или в ее исключительной экономической зоне, не имеют возможности реализовать право на вычет НДС. Это в равной степени относится как к операциям по добыче и первоначальной переработке углеводородов, так и к строительству, другим видам деятельности, связанным с созданием инфраструктуры, обустройством и разработкой месторождений.

Такая ситуация приводит к существенному увеличению затрат операторов и, как следствие, удорожанию шельфовых проектов. Разумеется, в теории, потому как переплачивать инвесторы не собираются. И это одна из существенных причин, по которой практически не развивается разработка шельфовых месторождений в России.

Казалось бы, очевидно, что деятельность операторов и подрядчиков, участвующих в шельфовых проектах, должна признаваться объектом обложения НДС. Однако в законодательстве на этот счет все еще существует пробел.

Эту и ряд других проблем пытаются решить сформированная минувшей весной при Минэнерго РФ межведомственная рабочая группа, основной задачей которой является подготовка комплекса мер господдержки инвестиционной привлекательности шельфовых проектов.

Рабочая группа предлагает изменить режим взимания НДС, в том числе обеспечить возможность принятия к вычету сумм налога при осуществлении добычи, первичной переработки и транспортировки углеводородов, при создании искусственных островов, установок и сооружений, а также при ввозе товаров, используемых для реализации проектов на континентальном шельфе России. Кроме того, предлагается применять нулевую налоговую ставку при реализации углеводородного сырья с места его добычи на континентальном шельфе РФ на территории иностранных государств.

В рамках рабочей группы Минэнерго обсуждаются механизмы предоставления льгот по НДПИ в отношении природного газа и конденсата, добываемых на шельфе. Согласовываются вопросы, связанные с льготой по налогу на имущество, используемое для реализации шельфовых проектов, а также по экспортной таможенной пошлине в отношении шельфовых углеводородов и СПГ.

Без срока давности

Еще одна налоговая инициатива связана с налогом на при-

Компании, работающие на континентальном шельфе РФ или в ее исключительной экономической зоне, не имеют возможности реализовать право на вычет НДС. Такая ситуация приводит к существенному увеличению затрат операторов

теля Госдумы РФ. Мы отошли от СРП, но нужно возродить идеологию нерушимости однажды установленных правил в течение всего периода разработки месторож-

КТО ЗАПЛАТИТ ЗА ИМУЩЕСТВО?

Реализация инвестиционных проектов в арктической зоне требует использования специфического, весьма дорогостоящего имущества. Это имущество относится к категории основных средств, на которые начисляется налог на имущество организаций.

Налоговой базой по налогу на имущество признается балансовая стоимость имущества, которая при реализации проектов на шельфе будет достаточно существенной. Уплата налога по ставке 2,2% приводит к существенному удорожанию проекта.

Однако такое имущество подлежит налогообложению в России только в том случае, если будет отражено на балансе российской организации или зарегистрированного в РФ постоянного представительства иностранной организации. Если же это имущество будет принадлежать иностранной организации, не имеющей постоянного представительства в России, то налог со стоимости такого имущества уплачиваться не будет.

Таким образом, действующее законодательство по налогу на имущество не только приводит к существенному удорожанию проекта, но и подталкивает недропользователей оформлять дорогостоящее имущество на иностранных юридических лиц, не имеющих постоянного представительства в России.

По словам Андрея Макарова, зам. председателя Комитета ГД по бюджету и налогам, готовится законопроект об освобождении от налога на имущество активов, находящихся на арктическом шельфе и предназначенных для разработки недр. Причем, льготу по региональному налогу в данном случае предлагается установить федеральным законом.

Очевидно, что для инвесторов платить ежегодно по 2,2% от стоимости имущества, учитывая капиталоемкость шельфовых проектов, накладно. Но, с другой стороны, для регионов это крайне серьезная статья доходов.

За счет налога на имущество, получаемого от крупного проекта, на местах можно решить многие назревшие социальные проблемы. Поэтому добиться от региона согласия на освобождение шельфовых проектов от налога на имущество практически не реально — кто же добровольно откажется от такой благодати? Но сейчас именно регионам принадлежит исключительное право устанавливать льготы по налогу на имущество.

У этой истории есть и второе дно. Минфин считает бюджетную обеспеченность регионов, исходя из полной ставки налога, без учета предоставленных ими льгот. И как только регион устанавливает льготу, он теряет одновременно и право на получение трансферта из федерального бюджета.

Но, с другой стороны, иронизирует А.Макаров, идиотов становится все меньше и меньше, особенно в крупных отраслях: просто меняется юрисдикция компании, которой принадлежит имущество, и региональный бюджет не получает ничего. Причем, абсолютно законно, претензии предъявить некому. Тем более что крупные, сложные и рискованные арктические проекты просто не могут развиваться без участия серьезных иностранных инвесторов.

Когда мы федеральным законом устанавливаем льготу по налогу на имущество, мы одновременно должны предусматривать компенсацию регионам выпадающих доходов, поясняет А.Макаров. Если страна заинтересована в том, чтобы эти компании были российскими, а не иностранными, рассматривать этот вопрос нужно сразу непосредственно на федеральном уровне. Тогда можно будет ожидать, что в перспективные арктические проекты пойдут крупные инвестиции, которые будут эффективно работать в интересах и всей страны, и регионов.

перенос убытков для целей налога на прибыль на срок, превышающий десятилетний период.

По мнению А.Сухова, расширение временных рамок для переноса убытков на будущие периоды — это хорошая мера. Но при ликвидации месторождения порой не хватает средств, поэтому стоит рассмотреть еще и возможность

Законодательство по налогу на имущество подталкивает недропользователей оформлять дорогостоящее имущество на иностранных юрлиц

переноса убытков назад на три года при заканчивании проекта.

Пока Минфин не одобряет такую концепцию. Тем не менее, мировой опыт показывает, что соответствующий механизм успешно работает. В частности, это подтверждает опыт Великобритании.

Показательно, что «Газпром» значительно укоротил аппетиты относительно налоговых и таможенных преференций для Штокмановского проекта. В 2009 году речь шла о беспрецедентном перечне льгот, в случае реализации которого доля государства в выручке от реализации продукции

Ограничение срока переноса убытков на будущее десятилетним сроком фактически лишает недропользователей права учитывать убытки, полученные на стадии капитальных вложений в разработку месторождения

Штокмановского месторождения скукоживалась до 20% — по всем платежам в совокупности.

Сейчас Алексей Загоровский, главный исполнительный директор «Штокман Девелопмент АГ», называет лишь три важных для проекта вопроса налогообложения: возможность возмещения НДС, льгота по налогу на имущество и увеличение периода переноса убытков на будущее. Кроме того, инвестор настаивает на необходимости освобождения ввозимого оборудования от импортной пошлины и НДС.

быль. По мнению специалистов, существующее ограничение срока переноса убытков на будущее десятилетним сроком (статья 283 НК РФ), с учетом длительного периода окупаемости инвестиций и получения первой прибыли от добычи на шельфе, фактически лишает недропользова-

телей права учитывать убытки, полученные на стадии капитальных вложений в разработку месторождения для целей налогообложения.

Участники парламентских слушаний поддерживают проходящее межведомственное согласование предложения разрешить

Впрочем, и льгота по НДС с повестки дня не снимается, да и

Несмотря на ряд упрощений, предпринятых в последнее время, процедура проведения экспертиз и согласований шельфовых проектов остается сложной, длительной и дорогостоящей

вопрос об экспортной пошлине наверняка еще будет подниматься. Похоже, «Газпром» сменил тактику: решил лоббировать льготы поэтапно.

Неналоговая поддержка

Помимо фискальных вопросов, инвесторы ждут от государства и шагов по уточнению и либерализации правил игры. По А.Загоровскому, для повышения инвестиционной привлекательности шельфовых проектов необходимо решить ряд вопросов таможенного оформления и пограничного контроля, уточнить законодательство о континентальном шельфе.

Создание благоприятного климата для развития крупных газовых проектов требует корректировки налогового, таможенного, природоохранного, транспортного, трудового законодательства

Например, в действующем таможенном законодательстве не учтена специфика шельфовых проектов в определении момента и порядка возникновения таможенной территории при создании искусственных островов, установок и сооружений.

Необходимо определить правовой статус искусственных островов, созданных для разработки недр на шельфе, и ввести упрощенный порядок перемещения российских и иностранных граждан с территории РФ на такие искусственные острова. Нужен и упрощенный порядок получения разрешения на пересечение морской границы РФ судами, обслуживающими процесс разработки недр на шельфе.

Ключевыми имущественными объектами при разработке недр на континентальном шельфе являются платформы и плавучие буровые установки. Конструктивно они являются морскими судами, но существующая нормативная база этого не подтверждает. Между тем, их включение в Российский международный реестр судов позволило бы операторам шельфовых проектов воспользоваться налоговыми преференциями, предусмотренными для морских судов.

Еще одной проблемной зоной является процедура проведения экспертиз и согласований. Участники слушаний отмечали, что, несмотря на ряд упрощений, процедура проведения экспертиз и согласований шельфовых проектов остается сложной, длительной и дорогостоящей, а потому дальнейшее упрощение — насущная задача.

Освоение сложных шельфовых месторождений не обойдется без привлечения majors и применения международных стандартов и сертификатов соответствия на материалы и оборудование иностранного производства. В то же время в России отсутствуют процедуры взаимного признания сертификатов соответствия (за исключением крайне малого перечня электрооборудования и электронных компонентов). В связи с этим придется повторно проводить подтверждение соответствия на ввозимые из-за рубежа материалы и оборудование, уже имеющие сертификаты соответствия иностранных уполномоченных органов.

Возникают непродуктивные затраты времени, денежных средств. Кроме того, возрастают операционные риски, неизбежно возникающие при использовании интерфейсов между различными нормами.

По словам Андрея Лощманова, первого зампреда Комитета РСПП по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия, для того чтобы начать добычу углеводородного сырья на Штокмане, «Газпром» должен гармонизировать более 120 зарубежных стандартов. Эта работа ведется уже в течение трех лет, затраты на сегодня исчисляются сотнями миллионов рублей.

Краткосрочным решением проблемы могло бы стать разрешение использовать международные стандарты и сертификаты соответствия для проектов на арктическом и дальневосточном шельфе РФ. Системным, долгосрочным решением является разработка российских национальных стандартов и сводов правил на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений.

«Климатические» сдвиги?

Больше того, речь идет о том, что нынешние жесткие критерии допуска, предъявляемые к недропользователям на шельфе, должны быть скорректированы с учетом уникальности предполагаемых проектов освоения арктического шельфа и весьма ограниченного круга лиц, потенциально готовых участвовать в разработке этих месторождений. Отсутствие таких шагов снижает привлекательность шельфовых проектов для инвесторов, создает дополнительные сложности в привлечении технологий и ресурсов, существенно замедляет процесс освоения морских месторождений.

Подводя итог дискуссии, В.Язев отметил, что создание благоприятного климата для развития крупных газовых проектов требует корректировки налогового, таможенного, природоохранного, транспортного, трудового законодательства. Изменения затронут сферы недропользования и технического регулирования.

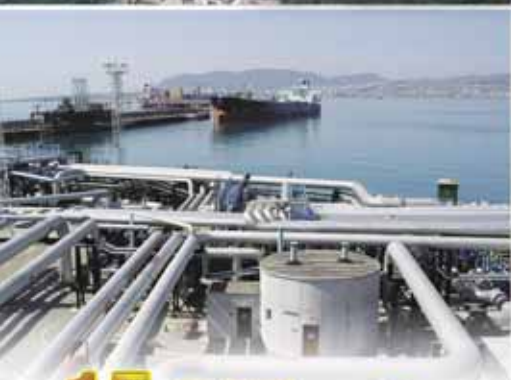
Предстоит объемная работа. Но в большинстве случаев это вопросы повестки дня будущего депутатского корпуса и обновленного правительства.

В канун выборов инвесторы получили внятный сигнал, что нынешний костяк Госдумы РФ является для них, как минимум, не худшим вариантом. Большие перемены в коридорах власти нежелательны: они могут сильно замедлить принятие необходимых бизнесу законов. Так-то оно так, однако, жаль, что силы, способной контролировать слова и дела партии власти, пока нет... 



ИнжГео

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ**



15 лет От достигнутых целей - к новым горизонтам

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов;

- Перевалочных нефтебаз;
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;

- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов;
- Ж/Д сливо-наливных эстакад;
- Резервуарных парков;
- Автозаправочных станций и т.д..

Разработка декларации промышленной безопасности.

Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- Аэросъемка, лазерное сканирование;
- Сейсмическое районирование, тектоника;

- Создание топографических и тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС.

СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО И ГРАЖДАНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ СО СДАЧЕЙ ОБЪЕКТА «ПОД КЛЮЧ»

Авторский надзор при строительстве.

Техническая экспертиза проектов.

НА КАЧЕЛЯХ СПРОСА



Первая половина года была удачной для газовой отрасли страны. Стоимость газа по экспортным контрактам уверенно растет. Спрос на газ увеличился как в России, так и за рубежом. На этом фоне производство газа в России достигло нового рекордного уровня в полугодовом исчислении. Чистая прибыль «Газпрома» и НОВАТЭКа по итогам полугодия выросла в 1,8 раза.

Однако нынешнее благополучие не выглядит устойчивым. Снижение среднесуточной добычи газа приобретает характер устойчивого тренда. Экспорт, оказывающий сильное влияние на уровень добычи, не стабилен. Покупатели, связанные долгосрочными контрактами, заполнили хранилища, пока газ был относительно дешев, что негативно скажется на экспорте газа во втором полугодии.

Европейские партнеры все более настойчиво требуют от «Газпрома» пересмотра в свою пользу условий контрактов на поставку газа. Не ладятся дела и на восточном фронте: «Газпрому» опять не удалось подписать соглашение о долгосрочных поставках газа в Китай.

За полугодие значительно окрепли позиции НОВАТЭКа. Ситуация с добычей газа по группе ВИНК лучше средней по отрасли.

Нефтяники добывают преимущественно попутный газ, производство которого менее чувствительно к внешнему спросу.

Российская газовая отрасль вышла на новый пик газодобычи: по итогам шести месяцев 2011 года рекорд десятилетия, установленный в 2008 году, улучшен на 3,1%. Серьезнейшее сокращение полугодовой добычи, случившееся в 2009 году,

удалось полностью ликвидировать за два года (см. «Газ России: год за годом»).

Добыча января-июня 2011 года превзошла соответствующий результат десятилетней давности на 20,8%. Но проявились и признаки истощения динамики роста.

Падение с ускорением

За первую половину 2011 года в России было добыто 356,6 млрд м³ природного и попутного газа. Это на 4,6% больше прошлогоднего.

Результат июля (48,4 млрд м³) лучше уровня годичной давности на 9,8%, а за семь месяцев газа у нас было добыто на 5,2% больше, чем за январь-июль 2010 года.

Казалось бы, отличная динамика. Но, увы, широко растиражированные показатели не раскрывают всей полноты картины. А она отнюдь неоднозначно оптимистична.

За прошедшие месяцы 2011 года среднесуточная динамика добычи газа была положительной только в январе, когда производство увеличилось на 2% к декабрю 2010 года. В течение следующих шести месяцев уровень добычи неуклонно уменьшался.

Причем, скорость падения в последние месяцы активно росла: если в мае среднесуточная добыча была ниже апрельской на 2,2%, то в июне результат предыдущего месяца был ухудшен уже на 8,9%, а в июле — еще на 10,2% (см. «Динамика добычи газа в РФ в 2011 году»).

К уровню января 2011 года (2,1 млрд м³ в сутки) июньская добыча уменьшилась на 17,4% (до 1,74 млрд м³), а июльская — более чем на четверть (до 1,56 млрд м³). Во втором квартале среднесуточная добыча была ниже, чем в первом на 10% (1,87 и 2,08 млрд м³ соответственно).

Конечно, определенную роль сыграл сезонный фактор — жарким летом потребность в топливе много меньше, чем в зимние месяцы. Однако климатический фактор не является в данном случае единственным. Все более существенную роль играют и ценовая политика, и конкуренция между поставщиками газа.

На территории ЯНАО — главного газодобывающего региона страны — за полугодие добыто 292,6 млрд м³ газа, на 5% больше прошлогоднего. В округе добычу ведут 32 предприятия, которые работают на 85 месторождениях. Но 86% региональной добычи обеспечили дочерние предприятия «Газпрома».

И в целом по России основным производителем газа остается «Газпром». Правда, его вклад продолжает понемногу уменьшаться, что, впрочем, не изменяет доминирующей роли концерна в отрасли (см. «Добыча газа в России»).

От каждого по способностям

За шесть месяцев 2011 года «Газпром» произвел 269,6 млрд м³ газа, что на 2,7% выше соответствующего прошлогоднего результата. В то же время доля газового гиганта в отечественной газодобыче уменьшилась с 77,0% по итогам января-июня 2010 года до 75,6% в нынешнем году.

В 2011 году у «Газпрома» более выраженная отрицательная динамика, чем в среднем по отрасли. Из месяца в месяц добыча снижается. В июне она у российского газового гиганта была ниже декабрьской на 19,2%, в июле — на 28,1%. Среднесуточная добыча второго квартала «Газпрома» ниже аналогичного показателя первого квартала на 10,9% (1,4 и 1,58 млрд м³ в сутки соответственно).

По группе ВИНК добыча природного и попутного газа выросла по итогам шести месяцев 2011 года на 7,8% к аналогичному прошлогоднему результату. Динамика роста, опережающая среднетраслевой уровень, позволила крупным нефтяным компаниям увеличить собственную долю с прошлогодних 10,5% до 10,8%.

Уровень добычи ВИНК относительно стабилен в течение года. За первый квартал они произвели 19,223 млрд м³ газа, а за второй — 19,227 млрд м³. Одним из факторов стабильности является доминирование в структуре добываемого газа ПНГ (порядка 75%). Количество получаемого попутного газа в большей степени зависит от уровня добычи нефти, чем от потребительского спроса.

В 2011 году заметно окрепли рыночные позиции НОВАТЭКа. Доля второй после «Газпрома» газодобывающей компании страны выросла с 5,4% в первой половине 2010 года аж до 7,2% по итогам шести месяцев нынешнего года. За январь-июнь 2011 года компа-

Газ России: год за годом



ния добыла 25,55 млрд м³, а это на 39% превосходит результат годичной давности.

На 6,1% (до 8,3 млрд м³ за шесть месяцев) выросла по сравнению с прошлым годом добыча газа в рамках проекта «Сахалин-2» — крупнейшего в стране производителя газа, работающего на условиях СРП. За полугодие было произведено 5,54 млн тонн СПГ — соответствующий прошлогодний результат был улучшен на 8,7%.

В то же время по проекту «Сахалин-1» добыча газа снизилась на 4,3%, до 4,38 млрд м³. В целом по группе СРП полугодовая добыча газа выросла на 2,2%.

Если за шесть месяцев прошлого года неинтегрированные нефтяные компании добыли 12 млрд м³, то в 2011 году — на 14,6% меньше. В результате доля этой группы сократилась с 3,5% до 2,9%. Независимым производителям сложнее других решать проблемы не только коммерческой реализации, но и просто полезного использования добываемого газа. Это сказывается на результатах работы.

Спрос рождает предложение

По оценке Минэкономразвития, рост добычи газа в первом

полугодии был связан как увеличением внутреннего спроса

Добыча января-июня 2011 года превзошла соответствующий результат десятилетней давности на 20,8%. Но проявились и признаки истощения динамики роста

(+4,3% к соответствующему периоду 2010 года), так и с наращи-

В 2011 году у «Газпрома» более выраженная отрицательная динамика, чем в среднем по отрасли. Из месяца в месяц добыча снижается

ванием поставок российского газа на внешние рынки (+18,3%).

Из числа отечественных потребителей наиболее существенно

Заметно окрепли рыночные позиции НОВАТЭКа. Его доля в добыче газа выросла с 5,4% в первой половине 2010 года аж до 7,2% по итогам шести месяцев нынешнего года

выросли запросы на газ в металлургической промышленности,

Динамика добычи газа в РФ в 2011 году



Добыча газа в России, млрд м ³			
	I–VI 2011	I–VI 2010	Изменение
Газпром	269,58	262,52	+2,7%
Нефтяные компании	38,45	35,67	+7,8%
НОВАТЭК	25,55	18,40	+38,9%
Операторы СРП	12,76	12,48	+2,2%
Другие предприятия	10,27	12,02	-14,6%
Всего	356,61	341,09	+4,6%

химическом комплексе и электроэнергетике. На уровне экспорта сказались нестабильная ситуация в странах Северной Африки, а

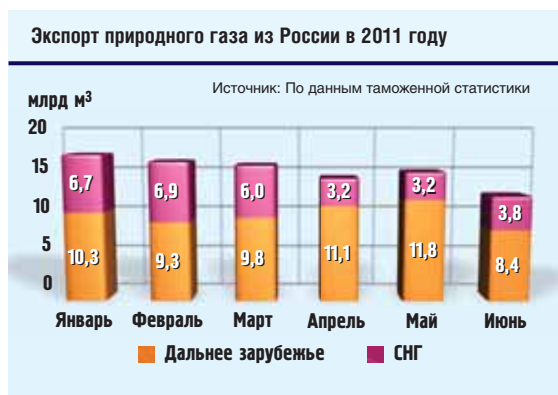
Независимым производителям сложнее других решать проблемы не только коммерческой реализации, но и просто полезного использования добываемого газа. Это сказывается на результатах работы

также природные и техногенные катаклизмы в Японии.

По оперативным данным Минэнерго России, за шесть месяцев 2011 года за пределы страны было отправлено 104,9 млрд м³ газа. Рост экспорта преимущественно

Рост добычи газа был связан как с увеличением внутреннего спроса (+4,3%), так и с наращиванием поставок российского газа на внешние рынки (+18,3%)

был обеспечен активизацией поставок в страны СНГ — продажи выросли в 1,4 раза и достигли 44,4 млрд м³. При этом экспорт газа в Украину вырос в 1,8 раза, а его доля в общем объеме поставок газа в страны СНГ составила 62,2%.



Кстати, с апреля поставки газа в ближнее зарубежье, а также закупки среднеазиатского газа переданы «Газпром экспорту». Контракты на закупку около 40 млрд м³ и реализацию порядка 50 млрд м³ газа в год заметно усилят вес как этого дочернего предприятия «Газпрома», так и его руководителя Александра Медведева.

В страны дальнего зарубежья и Балтии экспорт газа вырос до 60,5 млрд м³ (+6,9%). Доля экспорта в общем объеме добычи газа в январе-июне 2011 года составила 30,2% и возросла к соответствующему периоду 2010 года на 3,5%.

В то же время по данным таможенной статистики за шесть месяцев 2011 года из России было экспортировано 90,5 млрд м³ природного газа и 12,02 млрд м³ СПГ. Разница объясняется в том числе и тем, что не весь покидающий страну газ является экспортом — существуют и другие режимы. Да и ведомственные методики счета, к сожалению, не унифицированы.

В 2010 году за полгода российский экспорт газа составил по версии таможенников лишь 78,1 млрд м³. Полугодовой экспорт газа в ближнее зарубежье вырос с прошлогодних 21,4 млрд м³ до нынешних 29,8 млрд м³. В дальнее зарубежье за январь-июнь ушло 60,7 млрд м³ природного газа и 12,02 млрд м³ СПГ, а в прошлом году за такой же период — в общей сложности 56,6 млрд м³.

В первом квартале 2011 года средняя контрактная цена на российский природный газ на границе Германии составила, по данным Минэкономразвития, \$329,4 за 1000 м³, во втором — \$360,6. Рост по сравнению с первым кварталом составил 9,5%.

Цена на природный газ в июне 2011 года, по данным Международного валютного фонда, составила \$360,0 за 1000 м³. За год она выросла на 24,1%. В то же время, по данным Минэкономразвития, индекс цены производителей на природный газ в июне 2011 года был выше прошлогодних декабрьских показателей на 21,3%.

Нам повезло еще и в том, что в январе-июне 2011 года спотовые цены на газ в Европе достигли и в отдельные периоды даже

превышали контрактные цены «Газпрома». Это повысило конкурентоспособность российского газа на европейских рынках.

Неспокойное партнерство

Ранее «Газпром» рассчитывал, что в нынешнем году средневзвешенная цена российского газа для дальнего зарубежья составит порядка \$350 за 1000 м³, сейчас прогноз повышен до \$400. Глава компании Алексей Миллер не исключает, что к концу года импортеры будут платить по \$500 за 1000 м³ российского газа.

Согласно корпоративной отчетности по РСБУ, в первом полугодии выручка «Газпрома» от продаж выросла к соответствующему периоду прошлого года более чем на треть. В России «Газпром» заработал на 18,65% больше прошлогоднего, на поставках в СНГ и Балтию — на 73,31%, покупатели из дальнего зарубежья заплатили на 42,98% больше.

Итоги полугодия укрепили надежды «Газпрома» продать европейским потребителям 151,5 млрд м³ газа (139 млрд м³ в 2010 году) и хорошо заработать на больших объемах реализации дорогого газа (порядка \$72 млрд экспортной выручки за год).

Между тем, начавшееся в Европе в конце июля снижение спотовых цен на газ способно серьезно ослабить экспортные позиции «Газпрома» во втором полугодии. В середине августа 1000 м³ российского трубопроводного газа уже обходились импортерам на \$80 дороже предлагаемого на торговых площадках. И разница в цене имеет тенденцию к дальнейшему увеличению.

Собственно, в первые месяцы года европейцы активно брали российский газ именно по причине его относительной дешевизны. Привязка с временным лагом цен на газ к нефтяным котировкам однозначно указывала, что российский газ будет дорожать. Поэтому потребители, связанные обязательствами по долгосрочным контрактам, стремились под завязку заполнить газохранилища в первой половине года, чтобы не переплачивать позже.

Вообще, «Газпрому» становится все труднее взаимодействовать с партнерами по долгосрочным газовым соглашениям. Покупатели все чаще выражают недовольство содержанием контрактов, уровень цен по которым не гибок и не чувствителен к реальной рыночной ситуации.

Итальянская Edison уже добила от «Газпрома» скидки к цене на покупаемый газ. Германские RWE и E.ON требуют пересмотра формулы цены через арбитраж. Жаждают перемен покупатели российского газа из Польши, Словакии, Голландии, Италии, Франции, Австрии...

На пересмотре условий газового контракта опять настаивает Украина, которая еще и обещает в течение пяти лет резко сократить закупки российского газа. Литва приняла поправки к закону о природном газе, которые фактически лишают «Газпром» права владеть местной газораспределительной системой.

И, пожалуй, самой серьезной неприятностью для «Газпрома» в минувшем полугодии стало не подписание анонсированного газового контракта с Китаем. Стороны никак не могут прийти к согласию по цене, а тем временем газовый рынок Поднебесной активно осваивают конкуренты «Газпрома» из других стран.

Правда, в мае «Газпром» подписал предварительное соглашение с индийской Petronet LNG о ежегодных поставках по 2,5 млн тонн СПГ в течение 25 лет. Но для реализации соглашения нужно, как минимум, построить новый завод СПГ, которого пока нет и в помине.

Миллиарды «Газпрома»

В апреле произошли некоторые подвижки с проектом разработки Штокмановского проекта. «Газпром» и Total пришли к согласию по технологической схеме крупного совместного газового проекта. Однако инвестиционное решение так и не принято.

Весной представитель Роснедр сообщил сенаторам, что обсуждается возможность переноса срока ввода месторождения в эксплуатацию на 2018 год. Но официально «Газпром» продолжает утверждать, что первый газ Штокмана пойдет по трубам в 2016 году.

В отсутствие более значимых позитивных новостей, «Газпром» широко разрекламировал пуск газопровода Джубга–Лазаревское–Сочи с пропускной способностью порядка 3,8 млрд м³ в год. Но это региональный проект, который для отечественной газовой отрасли существенного значения не имеет.

С точки зрения улучшения газоснабжения внутренних потребителей более значимую отдачу принесло бы обеспечение недискриминационного доступа к магистральным газопроводам независимых производителей. Пока правительство лишь обязало «Газпром» предоставлять информацию о свободных трубопроводных мощностях, но даже это требование газовый гигант так и не выполнил.

Зато «Газпром» опубликовал сведения о стоимости прокачки газа по трубопроводам, а также об объемах затрат на строительство газопроводов. Предполагается

о чрезмерной дороговизне российских газопроводов полностью оправдались (см. «Золотые трубопроводы», НГВ #12'11).

Чистая прибыль «Газпрома» по РСБУ в первом полугодии 2011 года выросла относительно января-июня прошлого года в 1,8 раза — с 265,7 млрд рублей до

Нам повезло, что в январе-июне 2011 года спотовые цены на газ в Европе достигли, а в отдельные периоды даже превышали контрактные цены «Газпрома»

487,8 млрд рублей. На фоне таких успехов «Газпрому» стало труднее отбиваться от намерений Минфина увеличить фискальную нагрузку на газовый сектор. С будущего года правительство намерено поднять ставку НДС на газ

«Газпрому» становится все труднее взаимодействовать с партнерами по долгосрочным газовым соглашениям. Покупатели все чаще выражают недовольство содержанием контрактов

и отменить ряд льгот, ранее предоставленных «Газпрому».

В ответ «Газпром» заявил об увеличении инвестпрограммы на 2011 год с 816,36 млрд до 1,24 трлн рублей. Отчасти это попытка предостеречь правительство от

«Газпром» и Total пришли к согласию по технологической схеме разработки Штокмановского месторождения. Однако инвестиционное решение так и не принято

увеличения фискальных изъятий. Но вряд ли такой ход произведет впечатление на правительство.

Окружение «Газпрома»

Пожалуй, самой успешной компанией газовой отрасли России остается НОВАТЭК, увеличивший добычу газа в 1,4 раза. Основной рост добычи получен благодаря

Добыча газа нефтяными компаниями России, млрд м³

	I–VI 2011	I–VI 2010	Изменение
Роснефть	9,11	8,93	+2,0%
ЛУКОЙЛ	8,99	8,73	+3,0%
ТНК-ВР	7,17	6,64	+8,0%
Сургутнефтегаз	6,52	7,00	-6,9%
Газпром нефть	4,38	2,23	+96,4%
РуссНефть	1,02	0,89	+14,6%
Славнефть	0,56	0,60	-6,7%
Татнефть	0,42	0,41	+2,4%
Башнефть	0,27	0,24	+12,5%
Всего ВИНК	38,45	35,67	+7,8%

Производство ПНГ, млрд м³			
	I–VI 2011	I–VI 2010	Изменение
Роснефть	6,73	6,56	+2,6%
Сургутнефтегаз	6,52	7,00	–6,9%
ЛУКОЙЛ	4,50	4,29	+4,9%
ТНК-ВР	6,85	6,42	+6,7%
Газпром нефть	2,12	2,20	–3,6%
РуссНефть	0,79	0,69	+14,5%
Славнефть	0,56	0,60	–6,7%
Татнефть	0,42	0,40	+5,0%
Башнефть	0,25	0,21	+19,0%
Всего ВИНК	28,74	28,38	+1,3%
Газпром	1,09	1,01	+7,9%
НОВАТЭК	0,06	0,04	+50,0%
Операторы СРП	1,65	1,51	+9,3%
Другие предприятия	1,80	1,71	+5,3%
Всего РФ	33,34	32,65	+2,1%

вводу в эксплуатацию третьей очереди Юрхаровского месторождения. Кроме того, к 25,55 млрд м³ полугодовой добычи газа компания добавила 1,29 млрд м³ —

Полугодовые темпы роста производства ПНГ отстают от общей динамики газодобычи. Это означает, что серьезного прорыва в полезном использовании попутного газа в стране не произошло

долю в «Сибнефтегазе» (выгодное приобретение конца прошлого года).

За полугодие запасы газа в ПГХ уменьшились на 12,04 млрд м³. Получается, что практически весь прирост экспортных объемов был покрыт за счет ранее накопленных запасов

Весной совладельцем самого НОВАТЭКа стала Total с долей 12%, которая постепенно будет доведена до 19,4%. Иностраный партнер поможет в реализации новых прорывных проектов компании.

Производство основных видов продукции на ГПЗ			
	I–VI 2011	I–VI 2010	Изменение
Сухой и компримированный газ, млрд м³	31,642	32,021	–1,2%
Сухой газ, млрд м³	27,930	27,818	+0,4%
Компримированный газ, млрд м³	3,711	4,203	–11,7%
Стабильный бензин, тыс. т	400,839	442,482	–9,4%
Сжиженный газ, млн т	2,863	2,575	+11,3%

Поставка газа на заводы России, млрд м³			
	I–VI 2011	I–VI 2010	Изменение
РФ, всего	38,348	38,295	+0,1%
Нефтяной газ	16,955	17,029	–0,4%
Природный газ	21,393	21,266	+0,6%
В переработку	34,020	33,501	+1,5%
Нефтяной газ	12,627	12,235	+3,2%
Природный газ	21,393	21,266	+0,6%
На компримирование	4,328	4,794	–9,7%
Нефтяной газ	4,328	4,794	–9,7%

В конце полугодия комиссия Роснедр признала несостоявшимся конкурс по четырем участкам недр на Ямале. Это означает, что пользователем этих участков недр автоматически становится НОВАТЭК, как единственный участник. Приобретение, увеличивающее запасы газа более чем на треть, обошлось компании относительно недорого — в 6,7 млрд рублей.

Чистая прибыль НОВАТЭКа за шесть месяцев 2011 года по МСФО выросла относительно аналогичного прошлого года в 1,8 раза, до 33,27 млрд рублей. При этом полугодовая выручка увеличилась в 1,6 раза.

Успехи второй после «Газпрома» газодобывающей компании страны оценило и рейтинговое агентство S&P, которое подтвердило рейтинг НОВАТЭКа на уровне «BBB-» и повысило прогноз с «негативного» на «стабильный». Международное агентство особо отметило, что НОВАТЭКу удалось благодаря росту производства довольно быстро компенсировать затраты на крупные приобретения, сгениерировать высокий операционный денежный поток и сократить долговую нагрузку.

Из других компаний сектора наибольшие объемы полугодовой добычи газа обеспечили «Роснефть» и ЛУКОЙЛ (6,11 и 8,99 млрд м³ соответственно). Из числа ВИНК лучшая динамика у «Газпром нефти», которая практически удвоила добычу газа (см.

«Добыча газа нефтяными компаниями России»).

Две ВИНК — «Сургутнефтегаз» и «Славнефть» — объемы добычи газа уменьшили. У обеих компаний весь добываемый газ — попутный. В среднем по ВИНК, доля ПНГ в добытом газе снизилась с прошлогодних 79,6% до 74,7%. Более 60% производства попутного газа обеспечивают три компании: «Роснефть», ТНК-ВР и «Сургутнефтегаз».

Полугодовые темпы роста производства ПНГ отстают от общей динамики газодобычи. Прирост по ПНГ небольшой: 1,3% по группе ВИНК и 2,1% в целом по отрасли (см. «Производство ПНГ»). Это означает, что серьезного прорыва в полезном использовании попутного газа в стране не произошло — несмотря на решимость правительства навести в этой сфере порядок.

Переработка и запасы

За шесть месяцев 2011 года на российские заводы было поставлено 38,35 млрд м³ газа. Это соответствует уровню поставок соответствующего периода прошлого года. Примерно 56% сырья — природный газ, около 44% — ПНГ (см. «Поставка газа на заводы России»).

Из этого количества 4,33 млрд м³ попутного газа предназначалось для компримирования. По сравнению с аналогичным периодом 2010 года уровень таких поставок уменьшился почти на 10%.

Для переработки предназначалось 34,02 млрд м³ нефтяного и попутного газа. Объемы выросли на 1,5%.

На отечественных ГПЗ за полгода было произведено 27,93 млрд м³ сухого и 3,71 млрд м³ компримированного газа. По сравне-

нию с соответствующим периодом прошлого года выход сухого газа немного увеличился — на 0,4%. В то же время объем компримированного газа уменьшился довольно значительно — на 11,7% (см. «Производство основных видов продукции на ГПЗ»).

На ГПЗ за январь-июнь было произведено также 2,87 млн тонн сжиженного газа. И это на 11,3% больше, чем за первые шесть месяцев 2010 года. А вот выход стабильного бензина уменьшился на 9,4%, до 400,84 тыс. тонн.

За шесть месяцев 2011 года в России было произведено 1,03 млн тонн СУГ. В прошлом году за такой

же период было выпущено 0,79 млн тонн сжиженных углеводородных газов, почти на 30% меньше.

В структуре полугодового производства СУГ ожидаемо преобладают смесь пропана и бутана (350 тыс. тонн), бутан (240 тыс. тонн) и пропан (132 тыс. тонн). При этом по сравнению с первой половиной прошлого года доля пропан-бутановой смеси уменьшилась с 37% до 34%, а пропана — с 16% до 13%. В то же время доля бутана выросла с 16,7% до 23,4%.

Более чем в 2,5 раза увеличилось производство автомобильного пропан-бутана (до 30,25 тыс.

тонн) и пропан-бутан-пентановой фракции. Но доли их в составе СУГ остаются небольшими (2,9% и 2,2% соответственно).

В первом полугодии в подземные газохранилища на территории России было закачано 23,42 млрд м³ газа. Это на 3,71 млрд м³ меньше, чем за первые шесть месяцев прошлого года. А отбор газа за этот же период вырос на 7,89 млрд м³, до 35,46 млрд м³.

Таким образом, за полугодие запасы газа уменьшились на 12,04 млрд м³. Получается, что практически весь прирост экспортных объемов был покрыт за счет ранее накопленных запасов. 

ПЕКИН — МОСКВЕ: ПРОЩЕ КУПИТЬ ГАЗПРОМ

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА

«Нефтегазовая Вертикаль»

В середине августа в Российском агентстве международной информации «РИА Новости» состоялся видеомост Москва–Пекин «Энергетическая безопасность — газ. Взгляд потребителей и поставщиков»: сотрудничество в газовой сфере и энергетике — ключевые сферы российско-китайского взаимодействия.

В который раз из-за разногласий по поводу цены на газ Москве и Пекину не удалось заключить крупномасштабный контракт на поставку почти 68 млрд м³ газа в Китай сроком на 30 лет. Однако со временем потребность в газе у бурно развивающегося Китая будет только увеличиваться. Это и констатировали участники моста Юрий Саакян, гендиректор Института проблем естественных монополий; Игорь Томберг, руководитель Центра энергетических и транспортных исследований Института Востоковедения РАН; Татьяна Митрова, руководитель Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетических исследований РАН.

В Пекине в качестве экспертов выступили Сунь Юнсян, старший научный сотрудник Института социального развития Европы и Азии Центра исследований и развития Госсовета КНР; и Пан Чанвэй, старший научный сотрудник Центра стратегической энергетики Университета нефти КНР.

Китайские эксперты признают потребность страны в импортном газе. По словам П.Чанвэя, к 2030 году объемы годового потребления Китаем газа вырастут примерно до 300 млрд м³, а поставки по западным и восточным линиям будут покрывать всего 30–40% от потребностей в газе. К 2020 году доля газа в общем потреблении энергоресурсов достигнет 10–12% (примерно 200 млрд м³), при этом 50% от этих объемов потребуются импортировать.

Российские эксперты выразили уверенность в том, что Китай обречен на то, чтобы газ занял в энергобалансе страны более значимое место. Ведь учитывая темпы роста экономики традиционный для страны уголь может не обеспечить необходимого количества электроэнергии.

По мнению Т.Митровой, которое разделили ее московские коллеги, газ определенно не может стоить столько же, сколь-

ко и уголь, в силу его, газа, большей экологичности и эффективности. И если договоренности с Поднебесной все же не будут достигнуты, у России есть куда продать свой газ, в том числе СПГ.

Китайские коллеги наших экспертов в свою очередь подчеркнули, что объемы голубого топлива, поставляемые из Средней Азии в данный момент (около 100 млрд м³), вполне отвечают имеющимся потребностям. К тому же, Китай собирается повышать КПД использования газа в электроэнергетике с сегодняшних 30% до 40–50%.

Г-н Чанвэй заметил, что если стоимость газа будет превышать стоимость угля, это будет нерентабельно для Китая. С.Юнсян добавил, что российскому и китайскому правительствам сначала надо достичь стратегических договоренностей, а потом уже выходить на определение цены.

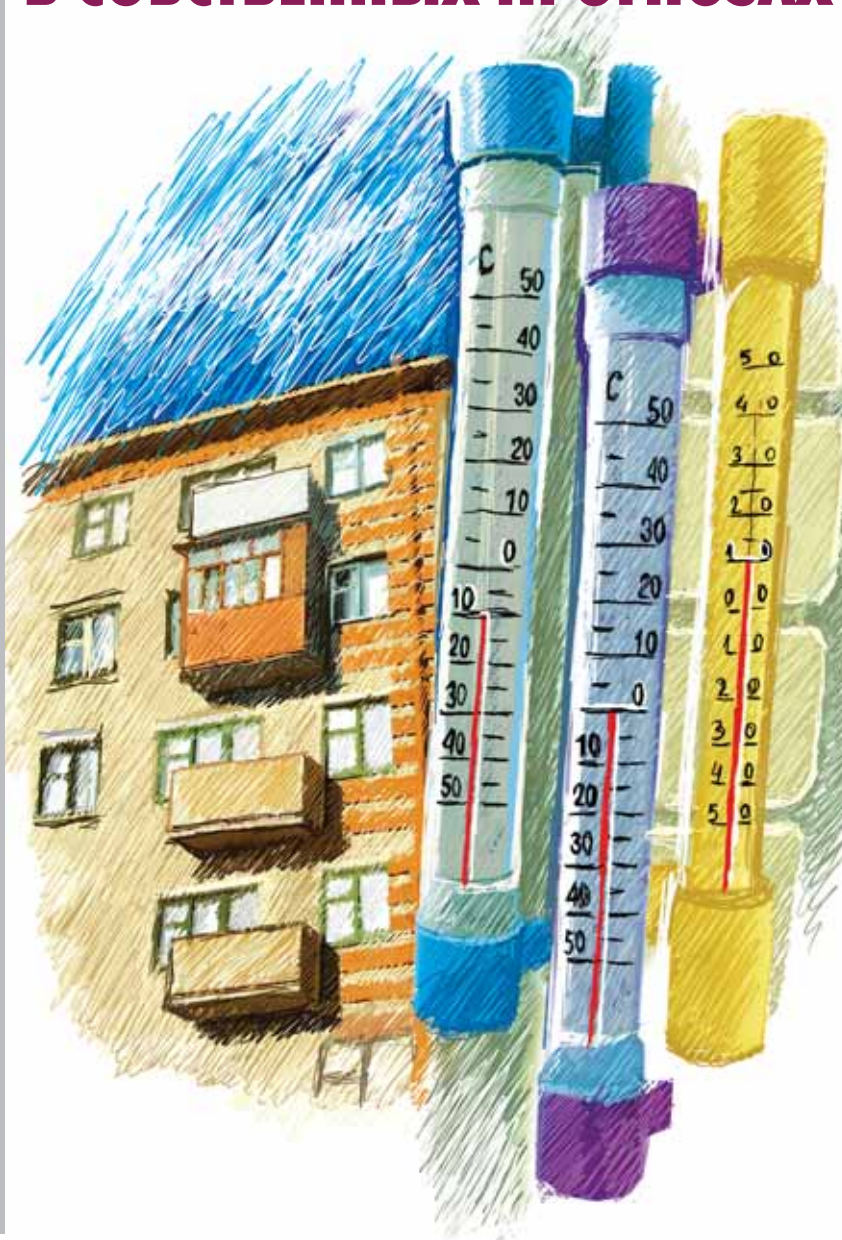
И.Томберг отметил, что китайский рынок еще не готов и его надо формировать. Кто и на какие деньги будет строить там трубопроводы? Китайское правительство не может переложить эти расходы на плечи потребителей.

Китайские эксперты также заявили, что сейчас у Китая достаточно денег, чтобы покупать активы за рубежом. Sinopec готов покупать акции «Газпрома», «Роснефти» и других крупных российских углеводородных компаний, что позволит КНР развивать экспансию на Запад. Вопрос, по их словам, только в том, разрешит ли подобные сделки российское законодательство. «Газпром» же продает только деривативы, в которых Китай сейчас не нуждается.

В целом, по мнению китайских экспертов, сотрудничество России и Китая в газовой сфере достаточно перспективно, хотя — парировали наши — отношения между Китаем и Россией были омрачены частичной неуплатой КНР за поставки российской нефти. Ситуацию удалось разрешить только на межправительственном уровне. Но теперь российские компании — вот вам за это — не хотят привлекать китайских инвесторов в отечественный нефтепром.

На том и разошлись. А мне вспомнилась китайская пословица: чтобы выпрямить, надо перегнуть...●

IEA, ОПЕС, ЕИА: ПРОГНОЗЫ НЕУВЕРЕННОСТИ В СОБСТВЕННЫХ ПРОГНОЗАХ



В периоды неопределенности количество прогнозов обычно множится, а интерес к ним обостряется. Множественность же прогнозов помогает сориентироваться не больше, чем сломанный компас, у которого север во всех направлениях сразу. Потому среди пророков своего и чужих отечеств представляется резонным следить за оценками трех организаций, за которыми стоят крупные кластеры потребителей и/или производителей нефти: Международное энергетическое агентство (МЭА), ОПЕК и ЕИА (Управление энергетической информации при Департаменте энергетики США).

По последним ежемесячным прогнозам трех агентств темп роста мирового спроса на нефть в 2011 и 2012 годах снизится до 1,5% и 1,7% по сравнению с 2,3% в 2010 году. В ОЭСР потребление нефти в лучшем случае останется без изменений, а за пределами группы увеличится на 3,5%. Почти 50% суммарного мирового роста в 2011 году обеспечит Китай.

Со стороны поставок нефти главная неопределенность связана с добычей и экспортом нефти в Ливии. Компенсация потерь ливийской нефти ограничила свободные мощности производства в странах ОПЕК до 3,3 млн баррелей в день по сравнению с 5,4 млн баррелей в день в декабре прошлого года.

Среднегодовая цена нефти в 2011 и 2012 годах, по оценкам МЭА и ЕИА, будет выше \$100 за баррель.

В мае вышел регулярный полугодовой прогноз МЭА на среднесрочную перспективу, с охватом периода до 2016 года включительно (см. «Среднесрочный прогноз МЭА»). Как обычно, агентство рассматривает два сценария — базовый и сценарий пониженного темпа роста ВВП.

МЭА о среднесрочной перспективе

По базовому сценарию при среднегодовом росте ВВП на 4,5% мировой спрос будет увеличиваться в среднем на 1,2% в год и к 2016 году достигнет 95,3 млн баррелей в день. По сравнению с пре-

дыдущим среднесрочным обзором в декабре 2010 года оценки спроса существенно повышены: на 0,6 млн барр/день в 2012 году и на 0,85 млн барр/день в 2015-м.

Общее увеличение спроса в течение 2010–2016 годов, составляющее 7,2 млн барр/день, обеспечивается исключительно стра-

Среднесрочный прогноз МЭА (базовый сценарий), млн барр/день

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Рост ВВП, %	4,84	4,29	4,43	4,44	4,53	4,56	4,63
МИР, спрос на нефть	88,02	89,30	90,63	91,92	93,13	94,24	95,26
МИР, поставки без нефти ОПЕК	58,06	59,16	60,51	60,91	61,30	62,41	62,77
Спрос на нефть ОПЕК и отбор из запасов в хранилищах	29,96	30,14	30,12	31,02	31,83	31,82	32,49
Мощности добычи нефти ОПЕК	35,72	34,29	34,44	35,89	36,93	37,67	37,85
Номинальная свободная мощность добычи ОПЕК (мощность минус спрос)	5,76	4,15	4,32	4,88	5,10	5,85	5,36
Эффективные свободные мощности ОПЕК*	4,76	3,15	3,32	3,88	4,10	4,85	4,36
% от мирового спроса	5,4	3,5	3,7	4,2	4,4	5,1	4,6

Примечание: * Исторически эффективная свободная мощность ОПЕК в среднем на 1 млн барр/день меньше номинальной свободной мощности

нами не-ОЭСР. Преимущественный рост, по-прежнему, ожидается в странах Азии и Ближнего Востока, на которые приходится 94% суммарного увеличения, из них 41% — на Китай.

Таким образом, в мировом потреблении нефти прогрессивно нарастает крен в сторону Востока. В то же время в странах ОЭСР прогнозируется более резкое снижение спроса, чем ожидалось еще полгода назад. Отчасти это связано с высокими ценами на нефть, которые, как предполагает МЭА, сохранятся в течение всего периода.

Поставки нефти к 2016 году увеличатся с 93,8 млн барр/день до 100,6 млн барр/день, т.е. ежегодно будут расти в среднем на 1,1 млн барр/день. Рост добычи ожидается по всем направлениям, как в ОПЕК, так и за пределами картеля. Однако при этом, отмечает МЭА, нефть из обычных месторождений составит менее 40% суммарного прироста.

Причина в том, что высокие цены стимулировали разработку новых проектов upstream, объемы поставок нефти по которым к концу периода превысят сокращение добычи на старых объектах. Детальный анализ по месторождениям показывает, что снижение добычи нефти на истощающихся месторождениях составляет порядка 3 млн барр/день.

Эффект событий в Ливии принимает затяжной характер: довоенные мощности добычи нефти в стране объемом 1,6 млн барр/день восстановятся не ранее 2014 года. Потери ливийской нефти будут восполнены увеличением добычи в Ираке, Анголе, ОАЭ, и в меньшей степени в Венесуэле (на месторождениях в поясе Ориноко) и Нигерии.

Как ожидается, в течение ближайших трех лет свободные мощности ОПЕК будут ниже, чем в 2010 году, и начнут восстанавливаться только в последние два года периода. Однако такой важный фактор, как отношение объема свободных мощностей к мировому спросу на нефть, на всем протяжении периода будет ниже, чем 5,4% в 2010 году. Наименьший показатель — 3,5% — приходится на текущий 2011 год. Такой запас прочности МЭА считает «очень тонкой подушкой безопасности».

Новый ценовой прогноз МЭА пересмотрен вверх на \$15–20/барр. В течение ближайших пяти лет самый высокий среднегодовой уровень цены нефти, \$105,79 за баррель, следует ожидать как раз в этом году (см. «Прогноз цен на нефть в среднесрочной перспективе»). В дальнейшем цены начнут спускаться до \$105,17 за баррель в 2012 году и прогрессивно вниз до \$100,88 за баррель в 2016 году. В среднем за период цена составит \$103 за баррель.

МЭА в очередной раз опровергает укрепившееся мнение о том, что более высокая, чем в про-

шлом, волатильность рынка нефти связана с колебаниями обменных валютных курсов и спекулятивными операциями. Анализ

В мировом потреблении нефти прогрессивно нарастает крен в сторону Востока

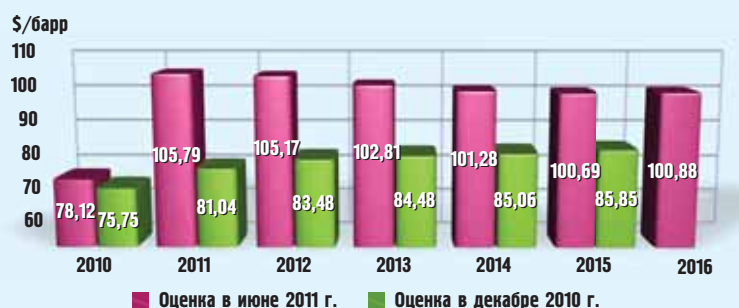
аналитиков агентства показывает, что скорее цены на нефть влияют на колебания курсов, чем наоборот.

Более того, спекулятивные операции не оказывают решающего влияния на уровень цен. Сегодняшний нефтяной рынок стал

В странах ОЭСР прогнозируется более резкое снижение спроса, чем ожидалось еще полгода назад. Нефть из обычных месторождений составит менее 40% суммарного прироста добычи

менее гибким по двум чисто физическим причинам: из-за снижения объема свободных мощностей в ОПЕК и сокращения резервных запасов нефти в ОЭСР.

Прогноз цен на нефть в среднесрочной перспективе



Источник: Medium-Term Oil and Gas Markets 2011 (МЭА)

Нефтяные резервы стран-членов ОЭСР, млн барр

	Государственные запасы	Промышленные запасы	Всего	
			млн барр	в днях нетто-импорта
Северная Америка	726,5	1 327,7	2 054,2	161
Европа	419,8	944,8	1 364,6	128
АТР	411,1	407,6	818,7	166
Всего ОЭСР	1 557,4	2 680,1	4 237,5	181
Сырая нефть	81,5%	52,2%	63,0%	—
Нефтепродукты	18,5%	47,8%	37%	—

По состоянию на май 2011 года, оценка МЭА

Характерные для таких условий высокие цены МЭА расценивает как подтверждение того, что рынок по-прежнему управляется в основном фундаментальными факторами.

Эффект событий в Ливии принимает затяжной характер, но на интервенцию резервной нефти стран-членов МЭА рынок безразлично пожал плечами

Высокие цены, стимулирующие инвестиции в новые дорогостоящие проекты, одновременно под-

Основной мотив последних ежемесячных обзоров трех агентств — неопределенность и неуверенность в собственных прогнозах

рывают экономический рост. МЭА считает, что высокие цены на нефть и высокий темп роста спроса могут сосуществовать, но только ограниченное время. Постепенно цена нефти начнет подтачивать экономический рост, а вслед за ним и спрос на энергоносители.

Учитывая такую возможность, МЭА рассматривает второй сценарий, при котором темп мирового роста ВВП составляет 3,3%. В этом варианте мировой спрос будет увеличиваться в среднем на 0,8 млн барр/день и к 2016 году достигнет 92,8 млн барр/день, на 2,4 барр/день меньше, чем по базовому сценарию.

Итак, можно выделить пять основных выводов МЭА относительно ситуации на рынке нефти в ближайшие пять лет: (1) продолжающийся крен в росте спроса в сторону Востока; (2) прогрессирующее сокращение нефти из старых месторождений; (3) сосуществование высоких цен на нефть и высокого спроса в течение всего периода; (4) затяжной характер фактора Ливии; (5) сокращение свободных мощностей ОПЕК в процентах относительно мирового спроса.

МЭА выходит на рынок

Опасаясь деградирующего влияния высоких цен на экономический рост, МЭА не ограничилось анализом ситуации на рынке нефти, но приняло в нем непо-

средственное участие. Для частичной компенсации сокращения поставок из Ливии 23 июня на рынок поступили изъятые из нефтехранилищ 60 млн баррелей нефти.

На эту акцию согласились все 28 стран МЭА, суммарные нефтяные резервы которых на конец 2010 года составляли 4,1 млрд баррелей (см. «Нефтяные резервы стран-членов ОЭСР»). Принадлежащие правительственным структурам государственные запасы составляют 1,6 млрд баррелей, промышленные — 2,6 млрд баррелей. Объем только государственных запасов стран-членов МЭА имеет значительный потенциал безопасности нефтеснабжения: при расходовании 2 млн баррелей в день государственные резервы способны покрывать потребности на протяжении более чем 24 месяцев. Каждая страна обязана поддерживать резервный запас нефти в объеме, обеспечивающем не менее 90 дней потребления.

Интервенция резервной нефти на рынок — важный шаг, учитывая, что с момента своего создания в 1974 году такое решение МЭА принимает лишь в третий раз. Два предыдущих изъятия нефти из стратегического резерва произошли во время войны в Персидском заливе в 1991 году и после ураганов в Мексиканском заливе в 2005 году.

В данном случае решение о дополнительных поставках можно рассматривать как контрмеру на отказ ОПЕК на последнем совещании повысить квоту на добычу. Первая реакция рынка была позитивной: цена нефти сократилась на несколько долларов за баррель. Но она была недолговечной. По сути, в ответ на интервенцию резервной нефти рынок безразлично пожал плечами.

Спустя месяц агентство опубликовало анализ воздействия этой акции на рынок. Из него следует, что дополнительные поставки нефти на рынок сыграли существенную роль, послужив мостом между ливийским «провалом» и началом поступления компенсационной нефти из других стран ОПЕК. Хотя цены, после кратковременного снижения, вновь вер-

Соотношение изменений ВВП и спроса на нефть по группам стран*, %

	2011/2010		2012/2011	
	Изменение ВВП	Изменение спроса	Изменение ВВП	Изменение спроса
МИР	4,2	1,4	4,4	1,6
ОЭСР	2,3	−0,8	2,6	−0,3
Сев. Америка	2,7	−0,9	2,8	0
Европа	2,4	−1,1	2,0	−0,4
АТР	0,9	−0,2	3,3	−0,7
Не-ОЭСР	6,5	3,8	6,5	3,6
Китай	9,6	7,0	9,5	5,0
-б. СССР	5,0	2,8	4,6	2,0

*Сопоставление сделано по данным МВФ, «Прогноз развития мировой экономики, июнь 2011 г.» (ВВП) и МЭА, «Обзор нефтяного рынка, июль 2011» (спрос на нефть)

нулись на прежние отметки, дополнительная нефть позволила перенаправить потоки легкой нефти в Европу и Азию, что оказало некоторый положительный эффект на маржу нефтепереработки.

МЭА отметило также резкое увеличение добычи в странах ОПЕК, последовавшее за сообщениями о поставках нефти из хранилищ Европы и США. Добыча ОПЕК в июне увеличилась на 840 тыс. барр/день, до 30,03 млн барр/день, и продолжила рост на 150–200 тыс. барр/день в июле. Почти половина стран ОПЕК-11 в июне увеличила добычу. В настоящее время производство нефти ОПЕК на 5,19 млн барр/день выше официальной производственной квоты, принятой в конце 2008 года.

В отчете также отмечается, что пока рано судить о полном эффекте поступления 610 тыс. барр/день резервной нефти, так как большая ее часть только в июле-августе достигнет физического рынка. МЭА оценивает, что

суммарный объем дополнительной нефти МЭА и ОПЕК в значительной мере покроет сезонное увеличение спроса на 1,3 млн барр/день, ожидаемое в третьем квартале 2011 года.

Мелодия на три голоса

Основной мотив последних ежемесячных обзоров трех агентств — неопределенность и неуверенность в собственных прогнозах. С появлением очередного прогноза подчеркивается вероятность отклонения действительности как в ту, так и в другую сторону.

В мае возобладали пессимистичные ожидания: МЭА и EIA впервые в этом году снизили прогнозы мирового спроса на нефть в 2011 году. В июне оценки вновь поползли вверх. Как пояснял МЭА, главным образом это произошло из-за переоценки потребления газойля в Индии и Китае. В июле появился разнобой: разрыв между тремя прогнозами средне-

годового спроса на нефть в 2011 году составил 1,4 млн барр/день, в 2012-м — 1,5 млн барр/день.

В августе обобщающий итог прогнозов МЭА, ОПЕК и EIA сводится к тому, что темп роста мирового спроса на нефть в 2011 и 2012 годах будет значительно ниже, чем в прошлом году

Однако показателен не столько разрыв, сколько направление корректировки предыдущих прогнозов. В июле она была разнонаправленной. МЭА изменило свой

В следующие два-три года можно ожидать, что основная нагрузка мирового нефтепотребления сместится в развивающийся мир

прогноз вверх, EIA — вниз, но при этом оба агентства были согласны, что в 2012 году спрос будет расти быстрее, чем в 2011 году. ОПЕК утверждал обратное: не-



АНConferences
www.ahconferences.com

III КОНФЕРЕНЦИЯ IT В ТЭК

19 октября 2011,
Москва,
отель «Марриотт
Тверская»

СЕРЕБРЯНЫЕ
СПОНСОРЫ:



Информзашита
Системный интегратор



КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА:

- Тенденции и перспективы информатизации российского сектора ТЭК
- **NEW!** Интеграция технологических систем и бизнес-приложений в условиях консолидации энергокомпаний
- Системы учета электроэнергии: новые потребности на быстроменяющемся рынке
- **NEW!** Роль IT при переходе к использованию альтернативной энергетики
- Динамика рынка IT в энергетике
- Стандартизация IT-решений для российской энергетики

- **NEW!** Концепция создания государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК)
- Оценка эффективности IT-проектов в нефтегазовом и энергетическом секторе (опыт практиков)
- **NEW!** Системы обеспечения безопасности на предприятиях ТЭК
- **ФОКУС-ТЕМА:** Инновационные IT-проекты в российской энергетике: элементы Smart Grid – уже сегодня (на основе опыта IT-практиков)
- **НОВОЕ В ФОРМАТЕ КОНФЕРЕНЦИИ!** Панельная дискуссия «Перспективы построения концепции Smart Grid в российских реалиях»

Информационные
партнеры:



ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
Информационно-аналитический журнал



Реклама

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЕГИСТРАЦИЯ НА МЕРОПРИЯТИЕ:

Тел./факс: + 7(495) 790-7815 • E-mail: it@ahconferences.com • www.ahconferences.com

Мировой спрос на нефть, млн барр/день

Источник оценки	2010 г. (факт)	2011 г. (прогноз)	Коррекция предыдущей оценки	2012 г. (прогноз)	Коррекция предыдущей оценки	Рост спроса	
						2011/2010	2012/2011
МЭА	88,30	89,48	+0,06	91,09	+0,07	1,4%	1,8%
EIA	86,80	88,19	+ 0,03	89,83	+ 0,19	1,6%	1,9%
ОПЕК	86,9	88,14	-0,05	89,44	-0,06	1,4%	1,5%
В среднем	87,3	88,60	+0,04	90,12	+0,03	1,5%	1,7%

По оценкам ежемесячных обзоров МЭА, EIA, ОПЕК в августе

устойчивость глобальной экономики может вызвать замедление роста спроса на нефть в 2012 году.

Почти 50% суммарного мирового роста спроса в 2011 году и 1/3 в 2012 году обеспечит Китай

Факторы, на которых базируются прогнозы трех агентств, в основном одни и те же, только им придается разный вес. Прогнозы МЭА строго следуют оценкам Международного валютного фон-

Корреляция роста ВВП и спроса на нефть по группам стран ОЭСР и не-ОЭСР различна. В странах не-ОЭСР в основном поддерживается прямая зависимость спроса от темпа роста экономики с коэффициентом в диапазоне 1,5–1,8. В ОЭСР прямой корреляции не наблюдается. Например, в 2012 году, при ожидаемом росте ВВП на 2,6%, спрос на нефть сократится на 0,3% (см. «Соотношение изменений ВВП и спроса на нефть по группам стран»).

В Северной Америке при росте ВВП на 2,7% увеличения спроса на нефть в 2012 году вообще не ожидается, а в индустриальных странах Азии спрос понизится, несмотря на экономический рост 3,3%.

Отсутствие прямой корреляции между экономическим ростом и спросом на нефть в странах ОЭСР связано с увеличением эффективности нефтепотребления в большинстве развитых стран, в частности, за счет расширения парка эффективного автомобильного транспорта и сокращения использования нефти для выработки электрической и тепловой энергии.

Последние прогнозы: спрос

В августе обобщающий итог прогнозов МЭА, ОПЕК и EIA сводится к тому, что темп роста мирового спроса на нефть в 2011 и 2012 годах будет значительно ниже, чем в прошлом году: 1,5% и 1,7% соответственно по сравнению с 2,3% в 2010 году. Коррек-

тировки агентств вновь разошлись, что лишний раз свидетельствует о неопределенности общей тенденции: МЭА и EIA поправили свой июльский прогноз на 2011 год вверх, а ОПЕК вниз.

МЭА и EIA ожидают, что в 2012 году темп роста спроса на нефть будет значительно выше, чем в 2011 году, а ОПЕК считает, что ускорения не произойдет (см. «Мировой спрос на нефть в оценках МЭА, EIA, ОПЕК в августе»).

По последним усредненным оценкам трех агентств мировое потребление нефти в этом и следующем году составит соответственно 88,6 млн барр/день и 90,1 млн барр/день, увеличившись относительно предыдущего года на 1,3 млн барр/день в 2011 году и на 1,5 млн барр/день в 2012-м.

Рост произойдет исключительно за счет стран с развивающейся и формирующейся экономикой: в то время как в ОЭСР потребление снизится в 2011 году и останется без изменений в 2012 году, в остальных странах оно увеличится на 3,6% и 3,5%. Почти 50% суммарного мирового роста в 2011 году и 1/3 в 2012 году обеспечит Китай.

Стоит обратить внимание, что только за последние пять лет доля стран вне ОЭСР в суммарном мировом спросе на нефть увеличилась с 45% до 49% (см. «Спрос на нефть в 2008–2012 гг. по группам стран»). Уже в следующие два-три года можно ожидать, что основная нагрузка мирового нефтепотребления сместится в развивающийся мир.

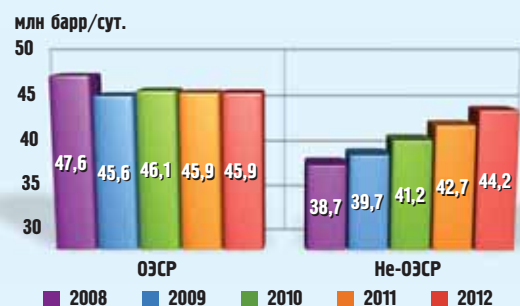
Учитывая, что рост эффективности энергопотребления в этой группе стран пока не наблюдается, эскалация спроса на нефть в перспективе может принять более крутой характер.

При прогнозировании мирового спроса особое значение имеют две страны — Китай и США, на которые суммарно приходится 1/3 мирового потребления нефти.

Оценки спроса на нефть в США и Китае (август 2011 г.), млн барр/день

	США			Китай		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
МЭА	19,23	19,06	19,06	9,07	9,70	10,18
EIA	19,18	19,03	19,20	9,17	10,00	10,60
ОПЕК	23,81	23,81	23,95	8,95	9,53	10,05

Спрос на нефть в 2008–2012 гг. по группам стран



В среднем по оценкам МЭА, EIA, ОПЕК

После Фукусимы в зону неопределенности попала и Япония. Последний анализ МЭА показывает, что использование нефтяного топлива для производства электроэнергии в стране в 2011 и 2012 годах увеличится на 250 тыс. барр/день.

Рост спроса в Китае, будучи по-прежнему самым высоким в мире, за последние два года снизился. Из сопоставления роста ВВП и спроса следует, что в Китае прогрессивно увеличивается эффективность нефтепотребления: в 2012 году при сокращении темпа экономического роста на 0,1% рост спроса на нефть может замедлиться на 2%. Если такая тенденция действительно существует, то это хорошая новость с точки зрения стабилизации мирового энергопотребления: сумасшедший энергетический экспресс, каким представляется Китай, замедляет ход.

Спрос на нефть в США в 2011 году по всем прогнозам будет ниже, чем в 2010-м (см. «Оценки спроса на нефть в США и Китае»). В отношении 2012 года единодушия уже нет: ЕИА рисует небольшой рост, ОПЕК ждет снижения, а МЭА — такого же уровня, как в 2011 году. Как анализирует ситуацию ОПЕК, экономический рост в стране сейчас ниже, чем в периоды всех послевоенных рецессий, а последние четыре года, как показывают последние статистические данные, роста вообще нет. В течение нескольких лет рост ВВП в стране будет ниже среднего исторического уровня 2,5%.

Кроме того, долговая ситуация в стране и неспособность политиков и экономистов прийти к единому решению могут оказать отрицательный эффект на привлечение капитала, считают аналитики картеля. Снижение уверенного кредитного индекса США было ожидаемым событием, и особого эффекта от него ОПЕК не ждет. Более важным может оказаться вторичный эффект долгового рынка, особенно учитывая критическую роль, которую играет администрация США в выкупе проблем финансового сектора.

ЕИА строит свой прогноз спроса исходя из роста ВВП в США на

Сокращение свободных мощностей добычи в ОПЕК



Источник: МЭА

2,4% в текущем году и на 2,6% в 2012-м по сравнению со средним мировым уровнем 3,4% и 4,1%. Аналитики американского агентства отмечают, что эти допущения не в полной мере отражают реальные экономические и финансовые маркеры в стране, которые указывают на более слабую экономическую перспективу, и признают значительные понижающие риски своего прогноза.

Последние прогнозы: поставки и цены

Со стороны поставок нефти главная неопределенность связана с продолжающим разгораться ближневосточным кризисом, в первую очередь с добычей и экспортом нефти в Ливии. Компенсация потерь ливийской нефти значительно ограничила свободные мощности производства в странах ОПЕК.

По оценке МЭА, по сравнению с максимальным уровнем в марте они сократились почти вдвое, до 3,3 млн барр/день (см. «Сокращение свободных мощностей добычи в ОПЕК»). Однако Агентство ожидает восстановления добычи в Ливии с минимального уровня 200 тыс. барр/день во втором-четвертом кварталах 2011 года до 930 тыс. барр/день в четвертом квартале 2012 года.

С вводом новых проектов ожидается наращивание мощностей в Анголе, Алжире и ОАЭ, некоторое снижение — в Ираке и Саудовской Аравии, с суммарным увеличением возможностей добычи картеля в 2012 году до

34,4 млн барр/день. Аналитики ЕИА менее оптимистичны: по их прогнозу, свободные мощности ОПЕК продолжают сокращение и в 2012 году.

Компенсация потерь ливийской нефти значительно ограничила свободные мощности производства в странах ОПЕК

На фоне ежедневно появляющихся в основном пессимистичных прогнозов вплоть до \$50 за баррель и ниже, МЭА и ЕИА ожидают, что цена нефти в этом и следующем году будет выше \$100 за баррель. МЭА скорректировало прогноз среднегодовой

МЭА и ЕИА ожидают, что цена нефти в этом и следующем году будет выше \$100/барр

цены Brent в 2012 году до \$108 за баррель по сравнению с \$105 за барр в базовом сценарии среднесрочного прогноза. ЕИА в августе снизило прогноз спотовой цены нефти WTI по сравнению с июлем на \$3/барр, до \$101/барр.

В появившемся в начале августа на сайте Минфина России документе «Основные направления государственной долговой политики России на 2012–2014 годы» говорится, что в 2012 году нефть будет стоить \$93 за баррель, в 2013-м — \$95 за баррель, и далее поднимется до \$97 за баррель. 

ГАЗ

НИЧЕМ НЕ ЗАМЕНИТЬ



«Вертикаль» продолжает публиковать исследования, которые, как и доклад EGAF (см. «EGAF vs ECF: на форум надеяться, но сам не плошай», НГВ #15–16'11), придерживаются той точки зрения, что энергетический баланс Европы хоть и будет «зеленеть», но не в ущерб голубому цвету природного газа.

Речь пойдет о «заметках» Международного газового союза Advocacy Messages for the Natural Gas Sector, которые также разрушают идиллию низкоуглеродной энергетики, предлагаемой «Дорожной картой-2050». Да, напоминает Союз, газ экологичен, надежен, безопасен и, что особенно важно, является накапливаемым энергоресурсом, возобновляемые же источники не хранятся, значит, не подлежат транспортировке на сколь-либо длительные расстояния. Больше того, почти во всех странах мира «зеленая энергетика» прогрессирует с помощью государственных субсидий, которых природный газ не требует.

Потому, говорит Союз, в обозримом будущем развитие мировой энергетики пойдет именно по линии вытеснения грязного угля и опасного атома газом, как традиционным, так и нетрадиционным... И теперь уже включая еще один коммерческий ресурс — газифицированный уголь, который известен в России еще со времен Дмитрия Менделеева.

Специально отметим, что IGU — как и EGAF — не принимает в расчет политический фактор и исходит из нынешней конфигурации Евросоюза.

Во-первых, производство возрастает как за счет традиционного природного газа, так и за счет сланца, газа плотных пород и шахтного метана, достигнет 4,6 трлн м³ к 2030 году против 3,8 трлн м³ в 2009 году.

Во-вторых, рост обеспечат Австралия, Россия, страны Ближнего Востока и Средней Азии — бывшие республики бывшего СССР. В-третьих, погоду сделает нетрадиционный газ.

В мае 2011 года в Каире прошел ежегодный саммит стран MENA (Middle East and North Africa), которые решили, что будут вплоть до 2015 года увеличивать свою совокупную добычу газа на 5% в год, а к 2030 году нарастят ее примерно в два раза.

IGU, в свою очередь, по итогам саммита пришел к выводу, что основной прирост мировой добычи газа к 2030 году как раз и придется на страны MENA. Так, в 2009

IGU: в 2009 году мировые запасы газа составили 178 трлн м³, а через 20 лет достигнут 213 трлн м³

Общие прогнозы

Эксперты IGU сообщают, что в 2009 году мировые запасы газа

IGU: добыча газа всех видов достигнет 4,6 трлн м³ к 2030 году против 3,8 трлн м³ в 2009 году

составили 178 трлн м³, а через 20 лет достигнут 213 трлн м³.

году на них пришлось 19,4% от общего объема мировой добычи газа, или 730 млрд м³. Если принять прогноз IGU, то к 2030 году эта цифра удвоится (см. «Мировая добыча газа, прогноз по регионам»).

В IGU полагают, что мировые запасы нетрадиционного газа (сланец, газ плотных пород, включая песчаники, и шахтный метан) в пять раз превышают запасы традиционного газа и составляют около 914 трлн м³ (см. «Мировые оценочные запасы нетрадиционного газа»). На Россию, по расчетам IGU, приходится 17%.

Запасы запасами, но главное в том, сколько из этих запасов коммерчески извлекаемо. Никаких доходчивых прогнозов по этому поводу пока нет. И IGU в данном случае приводит оценочные запасы.

В Северной Америке, которая открыла миру сланец, нетрадиционного газа 232 трлн м³, в Австралии, которая является признанным мировым лидером по разработке шахтного метана, — 275 млрд м³. В Африке и Латинской Америке — по 96 трлн м³. В России — 156 трлн м³.

Газ пока не замещается

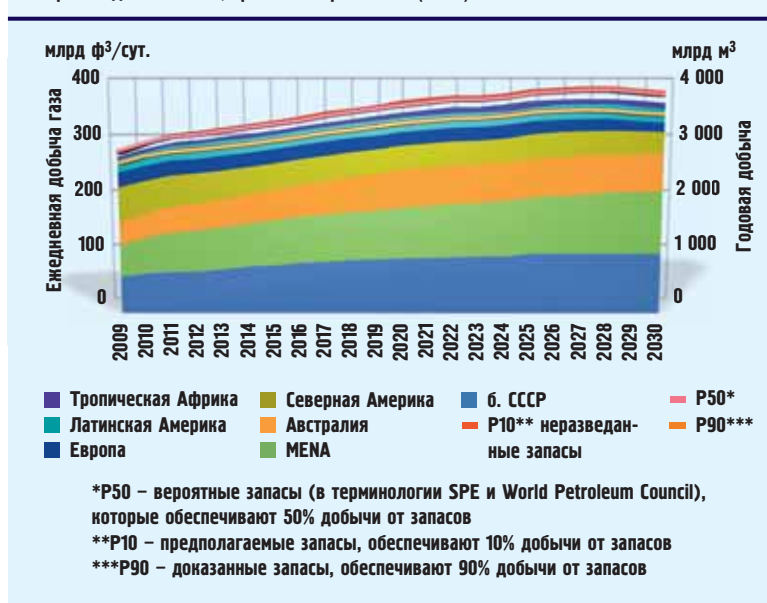
И все же нетрадиционные виды энергоносителей в обозримом будущем заменить газ не смогут, считает Газовый союз. Причины очень просты.

Во-первых, Природа не управляема. Есть Солнце, ветер или термальные воды — есть энергия. А если облачно, и ветер пошел в другую сторону, и термальные воды остыли?

Во-вторых, энергию Солнца, ветра и термальных вод нельзя накапливать. Во всяком случае, пока таких технологий человечество еще не изобрело. А если нельзя накапливать, значит, нельзя и транспортировать. Иначе говоря, товарные качества нетрадиционных видов энергоносителей ограничены местом производства.

В-третьих, нетрадиционные виды энергии все еще очень дороги. По данным МГС, на производство 1 кВт электроэнергии

Мировая добыча газа, прогноз по регионам (P50*)



из энергии Солнца или ветра требуется (в зависимости от страны) в два-три раза больше капитальных затрат, чем на производство 1 кВт из газа. Например, в Европе в среднем 1 кВт установленной мощности ветряных генераторов требует капитальных затрат в объеме около \$1500, а 1 кВт мощности газовый генераторов — всего около \$500.

Кроме того, по данным МГС, «зеленая энергетика» пока по силам только мощным ТНК типа Shell или Chevron, и если развивается помимо них, то в значительной мере за счет государственных субсидий. Так, в 2009 году для финансирования «зеленой энергетике» государствен-

ные субсидии только в США составили \$145 млрд. По «старым»

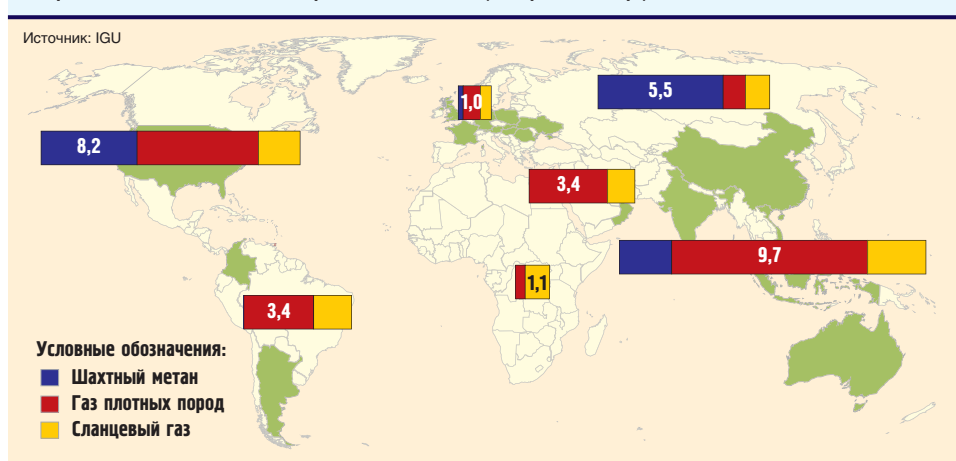
IGU: рост обеспечат Австралия, Россия, страны Ближнего Востока и Средней Азии — бывшие республики бывшего СССР. Погоду сделает нетрадиционный газ

странам ЕС аналогичный показатель равнялся \$40 млрд. Как

IGU: и все же нетрадиционные виды энергоносителей в обозримом будущем заменить газ не смогут

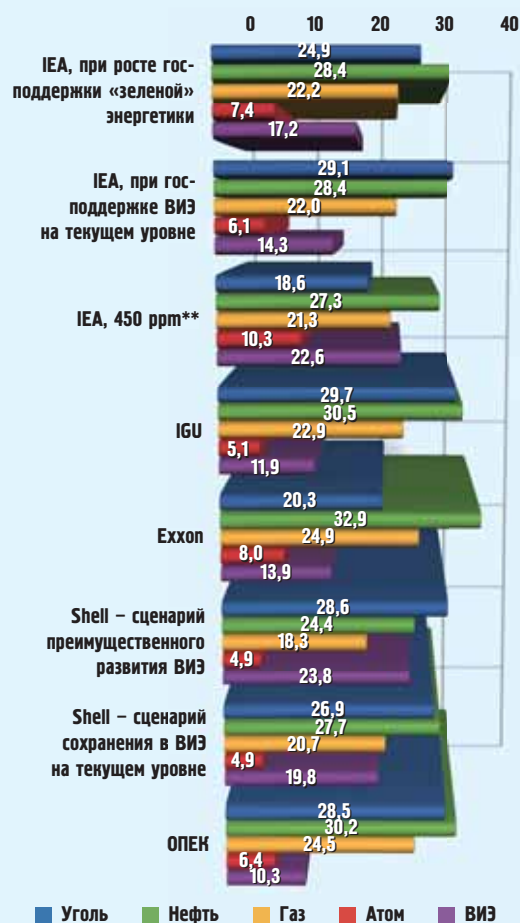
известно, газодобыча и газовая энергетика в таких госсубсидиях

Мировые оценочные запасы нетрадиционного газа (квадриллионы ф³)



Прогнозы мирового ТЭБ к 2030 году %, всего 30000 млн т н.э.*

Источник: Институт энергетики и финансов, май 2011 года



* 30 000 млн т н.э. приводит ЕИА

** ppm – миллионная доля – единица измерения концентрации, 450 ppm – нормальный уровень концентрации CO в воздухе

не нуждаются. И потом, далеко не каждая страна способна вы-

IGU: основным видом первичных энергоресурсов, который в мировом масштабе надо было бы заменить газом, является уголь

делять миллиарды на развитие «зеленой энергетики».

IGU: уголь рассматривается не как первичное сырье для ТЭЦ, а как объект газификации и извлечения шахтного метана

Есть еще одно слабое место ВИЭ. По данным IGU, так назы-

ваемый фактор мощности (capacity factor — CF, процентное соотношение фактической выработки электроэнергии той или иной установки и ее проектной мощности) ветряных генераторов не превышает 20–40%. Оно и понятно, так как ветер есть вещь изменчивая. А при использовании газовых турбин комбинированного цикла CF достигает 80% и более.

Газ против угля и атома

Эксперты IGU считают, что основным видом первичных энергоресурсов, который в мировом масштабе надо было бы заменить газом, является уголь. Окончание угольной эры, если, конечно, уголь понимать только и только как первичный энергоресурс, в развитии мировой топливной промышленности относят к концу 50-х — началу 60-х годов прошлого века.

Так, если к началу XX века доля угля в топливно-энергетическом балансе США, России, Германии и других стран Европы превышала 95%, то на рубеже XX–XXI веков в мировом топливно-энергетическом балансе на данный вид топлива приходилось не более 30%. Да и для большинства угледобывающих стран отрасль является убыточной.

Эксперты IGU отмечают, что есть несколько основных причин, по которым уголь как первичный энергоресурс проигрывает газу. Первая — выбросы CO. Если газовые ТЭЦ в среднем выбрасывают 60 кг CO в расчете на 1 MMBTU, то угольные — 102 кг.

Вторая причина — деньги. В США и Европе строительство газовых электростанций оказывается в два раза дешевле, чем строительство угольных ТЭЦ. IGU подчеркивает, что разницы почти нет только в Китае, где угля много, а газа пока не хватает.

Третья причина — КПД угольных и газовых ТЭЦ. Вторые на 40% эффективнее первых и на 33% эффективнее АЭС. Потом, газовые ТЭЦ технологически проще строить, чем угольные и, тем более, АЭС. IGU сообщает,

что строительство газовой ТЭЦ требует в США и Европе не более двух лет, угольной — около четырех, АЭС — более шести лет. А после Чернобыля и Фукусимы АЭС трудно считать безопасными.

Прогнозы '2030

Как видят участники мировых рынков топливно-энергетический баланс к 2030 году (см. «Прогнозы мирового ТЭБ...»)? Наиболее оптимистичен Еххон, который прогнозирует рост доли газа в ТЭБ до 24,9% к 2030 году против 23,8% в 2009 году, то есть с 2557 до 7470 млн тонн нефтяного эквивалента. Что ж, Еххон является лидером по запасам газа (около 2% от мировых) и лидером по его добыче (около 4%).

ОПЕК также оптимистичен, предрекая газу 24,5%, то есть в 7350 млн тонн н.э. IGU, хоть и взялся защищать газ, по степени оптимизма находится на третьем месте. По его версии на газ в 2030 году будет приходиться 22,9% в мировом ТЭБ, или около 6870 млн тонн н.э.

Из приведенных прогнозов также видно, что никто из их авторов не испытывает особой симпатии к ядерной энергетике. А что касается угля, так прослеживаются равные оценки.

Только тут есть важная деталь. Во всех приведенных прогнозах уголь рассматривается не как первичное сырье для ТЭЦ, а как объект газификации и извлечения шахтного метана. Именно поэтому Shell — как мировой лидер в данной области — прогнозирует, что на уголь в мировом ТЭБ 2030 года будут приходиться 27–29%. Но только качество использования угля будет другим: извечное противостояние «газ–уголь» исчезнет.

Регазификация угля — это отдельная и важная тема, которую «Вертикаль» специально рассматривает в ближайших номерах. А пока тенденция обозначена. IGU полагает, что уголь как первичный энергоресурс для выработки электроэнергии нецелесообразен, но для превращения в газ вполне подходит...

12-14
ОКТАБРЯ
ХАНТЫ-МАНСКИЙ



VI МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ

ЮГРА 2011

В ПРОГРАММЕ ФОРУМА

Панельные дискуссии

- «Тяжелая нефть: типология и меры государственного стимулирования»
- «Технологическая цепочка в добыче нефти»

Конференции

- «Трансформация городской среды сырьевых центров Западной Сибири»
- «Кадровые программы в сырьевом секторе»
- «Геологический потенциал Западной Сибири»
- «Перспективы развития нефтехимии и газохимии в Западной Сибири»

Специальные конференции

- «Стратегия развития Югры: новая повестка дня»
- «Новое поколение инновационной инфраструктуры Уральского Федерального округа. Технопарки 3.0»

Клубное заседание

- «Позиции Югры на карте глобальных экономических процессов»

Выставка

- «Инвестиции и инновации. Западная Сибирь – 2011»

Организаторы:



Генеральный партнер:



Спонсоры:



Медиапартнеры:



ВР ВСЕ ДЕЛАЕТ РАНЬШЕ ВСЕХ, А ExxonMobil – ЛУЧШЕ ВСЕХ

«Роснефть» не долго переживала по поводу срыва глобального стратегического партнерства с ВР. Желающих войти в пионерный проект арктического шельфа России оказалось довольно много.

«Роснефть» выбрала самого именитого из претендентов — американскую ExxonMobil.

Новый альянс обещает «Роснефти» большие выгоды. Иностранный партнер возьмет на себя расходы и риски, связанные с геологоразведкой лицензионных участков в акваториях Карского и Черного морей. В Россию придут новые технологии, в том числе через создаваемый в Санкт-Петербурге Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок. Ожидается, что ExxonMobil поможет нашим нефтяникам подступиться к богатейшим, но недоступным сейчас залежам баженовской свиты. Кроме того, «Роснефть» станет младшим партнером ExxonMobil в ряде ее проектов.

Условия соглашения демонстрируют, что ExxonMobil готова дорого заплатить за возможность получить доступ к перспективным источникам нефтегазового сырья, залегающего в российских недрах.

Но практическая отдача будет во многом зависеть от позиции российских властей, от которых потребуются кардинальное улучшение инвестиционного климата и налогового режима. В.Путин уже собрал немалые политические дивиденды на факте подписания соглашения, символизирующего практическое воплощение идей «перезагрузки». Но пока нет сигналов, что российские власти готовы идти дальше.

По мере приближения парламентских и президентских выборов потребность властей в позитивном потоке новостей становится все более насущной

За последние 3,5 года чистый отток капиталов из России превысил \$233 млрд. Толь-

ко за шесть месяцев 2011 года из страны утварили \$31,2 млрд – больше, чем за весь прошлый год, когда Россия потеряла порядка \$27 млрд. Статистика крайне неприятная. А по мере приближения парламентских и президентских выборов потребность властей в

нефтью» и ExxonMobil. Ведь кроме допуска к новым нефтегазовым провинциям заинтересовать крупных иностранных инвесторов нам особо нечем. Не случайно же в течение одного года пришлось дважды использовать одну и ту же приманку — три участка недр в Карском море.

ВР надежд не оправдала. Сделка, задуманная как триумф В.Путина, стала крупнейшей публичной неудачей «нацлидера» и готовившего подписание соглашения вице-премьера И.Сечина. Затмить провалившуюся сделку можно было только более ярким и значимым альянсом. ExxonMobil оказалась для этого идеальным партнером.

Впрочем, предстоящий путь в любом случае не будет гладким и быстрым, в чем ExxonMobil уже неоднократно убеждалась на собственном опыте. Вне сомнений, никто из партнеров иллюзий относительно будущего не питает.

Пакетное соглашение

Новое стратегическое соглашение впитало широкий спектр направлений сотрудничества.

Прежде всего, это освоение трех лицензионных участков в Карском море — амбициозный пионерный проект на российском арктическом шельфе. В пакетное соглашение включена и разработка Туапсинского лицензионного участка в Черном море — о совместной реализации этого проекта «Роснефть» и ExxonMobil договорились еще в начале года.

Кроме того, партнеры изучат возможности совместной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири. В Санкт-Петербурге они создадут Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок (ARC).

Изюминкой пакетного соглашения «Роснефти» с ВР был взаимный обмен акциями партнерских компаний. До такой степени породниться с ExxonMobil крупнейшей российской нефтяной компании не довелось. Однако «Роснефть» получила другое достаточно лестное предложение: возможность приобрести доли участия в шести геологоразведочных и действующих проектах ExxonMobil в Северной Америке, включая оффшорные месторож-

Затмить провалившуюся сделку с ВР можно было только более ярким и значимым альянсом. ExxonMobil оказалась для этого идеальным партнером

позитивном потоке новостей становится все более насущной.

Пожалуй, этим и объясняется та беспрецедентная расторопность, с которой было подготовлено и подписано соглашение о стратегическом партнерстве между «Рос-

Выгоды «Роснефти»

Для «Роснефти» соглашение с ExxonMobil несомненно является крайне удачным приобретением. Уже сам факт столь обширного сотрудничества с крупнейшей частной нефтяной компанией планеты приподнимает статус флагманской компании отечественного нефтегазового сектора. Показательно, что на новостях о зарождении нового альянса акции «Роснефти» заметно выросли в цене.

Компания является одним из двух эксклюзивных обладателей прав на пользование углеводородными участками континентального шельфа РФ. «Роснефть» имеет 17 лицензий на морские участки. На рассмотрении в Роснедрах находится еще 25 заявок компании на участки шельфа Арктики и Дальнего Востока.

Объем обязательств по лицензиям для работы на шельфе столь велик, что, по оценкам, МПР России, «Газпрому» и «Роснефти» потребуются на их выполнение около 165 лет. Но продолжительность действия лицензий в разы короче. Это первая причина, по которой госкомпания вынуждена искать и привлекать иностранных партнеров. «Роснефть» действует в этом направлении особенно целеустремленно и решительно.

Можно говорить, что сформировались базовые принципы взаимодействия с иностранными партнерами. В создаваемых СП иностранная компания получает 33,3% участия, лицензия остается у «Роснефти». На этапе геологоразведки работы полностью финансируются иностранным участником, в дальнейшем — в соответствии с распределением долей.

На таких условиях ранее ВР было предложено работать в Карском море, а Chevron и ExxonMobil — в Черном. На аналогичных принципах ExxonMobil согласилась участвовать в изучении и разработке трех участков Восточно-Приновоземельского блока. Таким образом, «Роснефть» получает не только высококвалифицированного исполнителя лицензионных условий. Партнер берет на себя финансирование стартового этапа и геологические риски.

Наконец, ExxonMobil обладает уникальным опытом глубоководного бурения, колоссальным научно-техническим потенциалом и новейшими технологиями. Достаточно напомнить, что американский энергетический гигант много и успешно работал на арктическом шельфе Норвегии, сейчас его доля составляет порядка 10% добываемой в норвежской акватории нефти.

Сходная ситуация и с разработкой залежей углеводородного сырья, требующих использования нетрадиционных технологий. Американцы первыми освоили коммерческую добычу тяжелой нефти, сланцевого газа, для России актуальнейшей задачей является доступ к богатствам баженовской свиты с многомиллиардными ресурсами нефти. Совместные проекты «Роснефти» и ExxonMobil в Западной Сибири способны дать ключ к уникальным подземным кладовым.

Второе дыхание отечественной нефтегазовой отрасли должен обеспечить технологический прорыв. Россия рассчитывает, что новый стратегический альянс станет важной опорной точкой в решении этой задачи. Об этом можно судить по заявке на создание центра шельфовых разработок.

Санкт-Петербургский ARC будет использовать собственные технологии ExxonMobil и «Роснефти», а также разрабатывать новые технологии для содействия реализации совместных проектов, включая буровые и добывающие суда и платформы ледового класса.

Важно, что ExxonMobil согласилась максимально использовать потенциал российских производителей при размещении заказов для проектов на шельфе РФ. Другой вопрос, будут ли готовы отечественные поставщики и подрядчики освоить колоссальный объем работ.

Вероятно, «Роснефть» рассчитывает, что своего рода школой передового опыта для нее станет и участие в ряде проектов ExxonMobil в качестве младшего партнера. А это, в частности, и шельф Мексиканского залива, и трудноизвлекаемые запасы нефти Техаса.

Впрочем, такие надежды вряд ли осуществимы в полном объеме. Доли, которые будет иметь «Роснефть», вероятнее всего, не позволят ей стать активным участником работ. Просто, вложив деньги в соответствующие проекты, российская компания сможет рассчитывать на соответствующую долю прибыли, заработанной для инвесторов оператором.

В то же время участие «Роснефти» в североамериканских проектах будет иметь очень большое имиджевое значение. Впервые российская компания станет крупным инвестором в добычу углеводородного сырья на территории США и Канады. К тому же, «Роснефть», которая мечтает стать глобальной энергетической компанией, расширяет географические горизонты своей деятельности, существенно продвигается к заявленной цели.

Наконец, развалившийся альянс с ВР «Роснефть» заменила если и не более выгодным, то очень ярким и достойным пакетным соглашением. Иностранные комментаторы по этому поводу вспоминают известную в нефтяных кругах поговорку, что «ВР все делает раньше всех, а Exxon — лучше всех». А в коридорах «Роснефти» говорят, что «не было бы счастья, да несчастье помогло».

дения в Мексиканском заливе и месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти в США и Канаде...

Безусловно, стержневым проектом стратегического партнерства является арктический шельф. В регионе, по оценкам геологов, сосредоточено около трети мировых ресурсов нефти и газа.

Специалисты считают, что в середине века главный центр российской добычи нефти и газа переместится на арктический

шельф. Добыча углеводородов здесь будет иметь в обеспечении человечества большее значение, чем сегодня бассейны Персидского залива и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, утверждает Иван Глумов, один из корифеев российской геологической отрасли. Однако роль первопроходца сопряжена с колоссальными рисками, но и дает серьезные преимущества.

ExxonMobil предложено заняться под присмотром «Роснеф-

ти» геологоразведкой на Восточно-Приновоземельских участках 1, 2 и 3. Они занимают площадь 125 тыс. км² восточнее острова Новая Земля. По площади и прогнозным ресурсам участки сопоставимы с британским сектором Северного моря.

Участки в Карском море «Роснефть» получила от правительства в конце прошлого года без проведения конкурсов и аукционов, заплатив за них более 1,6 млрд рублей. Согласно советской

оценке ресурсов, здесь залегает 49,7 млн тонн нефти, 1,8 трлн м³ газа и 49 млн тонн конденсата. Результаты последующего сейсмомониторинга дают основания говорить о прогнозных ресурсах в объеме 5 млрд тонн нефти и 10 трлн м³ природного газа. Но

Стержень проекта: разработка арктического шельфа — роль первопроходца сопряжена с колоссальными рисками, но и дает серьезные преимущества

это всего лишь предположения, которые еще предстоит подтвердить или опровергнуть.

Программа работ, которые предстоит провести на шельфе

Совместная работа на шельфе Черного моря, вероятно, призвана несколько уменьшить риски некупаемости вложений в арктическую разведку

Карского моря ExxonMobil, пока не объявлена. Известно только, что финансирование этого этапа обойдется американскому энергетическому гиганту в \$2,2 млрд.

«Роснефть» получает не только квалифицированного исполнителя: партнер берет на себя финансирование стартового этапа и геологические риски

BP рассчитывала уложиться в \$1,8 млрд. И это позволяет предположить, что новая программа будет не менее масштабной, чем предыдущая. Тем более что минимальные требования по срокам и

Иностранные комментаторы вспоминают известную в нефтяных кругах поговорку, что «BP все делает раньше всех, а Exxon — лучше всех»

объемам работ закреплены в лицензии на недропользование.

В частности, геологоразведка должна проводиться в течение

десяти лет, половина этого срока отпущена на сейсмику. За этот период предполагалось провести сейсмику 2D в объеме 3 тыс. км и 3D на площади 4,1 тыс. км².

На каждом из участков недропользователь обязан пробурить не менее двух поисковых скважин. Первая скважина должна быть готова в 2015 году, а этап ГРП по графику должен завершиться в 2020 году. Условиями лицензии на «Роснефть» возложены конкретные обязательства по проведению дальнейших работ в случаях открытия месторождений.

Совместная работа на шельфе Черного моря, вероятно, призвана несколько уменьшить риски некупаемости вложений в арктическую разведку. Все же вероятность ничего существенного не найти ни в Карском, ни в Черном море несколько ниже, чем когда ставка делается на единственный проект.

Ресурсы лицензионной площади Туапсинского прогиба оцениваются на уровне 1 млрд тонн нефтяного эквивалента. ExxonMobil согласна потратить на геологоразведку в рамках этого проекта порядка \$1 млрд.

Ожидания ExxonMobil

На крупные дивиденды от стратегического партнерства с «Роснефтью» обоснованно рассчитывает и ExxonMobil, мировой лидер в нефтегазовом сегменте. Развивать ресурсную базу компании такого масштаба очень не просто — возможностей не так уж и много. Приглашенный билет в Арктику дает уникальный шанс решить проблемы с ресурсной базой на десятилетия вперед. И американский гигант такую возможность не упустил.

Правда, еще год назад ExxonMobil смотрела в сторону арктического шельфа России без особого энтузиазма. Но оптимизм BP, которая пошла на стратегическое партнерство с «Роснефтью», стал холодным душем для многих глобальных компаний энергетического сектора. И когда российско-британский арктический альянс развалился, ExxonMobil уже не нужно было времени на раскачку.

Очевидно, что выход в Арктику связан со значительными геоло-

гическими, экологическими, коммерческими рисками. Никто пока не знает, что будет найдено в недрах арктического водного бассейна, а в случае открытия новых месторождений — насколько выгодно будет вести там добычу. Но подобные риски — привычные будни для ведущих нефтегазовых компаний мира.

Обладая уникальным опытом разработки трудноизвлекаемых залежей нефти, ExxonMobil обретает возможность применить его в Западной Сибири, где речь может идти о миллиардах тонн нефти, — еще один серьезный шанс если не расширить ресурсную базу, то увеличить добычу.

Пригласив «Роснефть» стать младшим партнером в американских проектах, ExxonMobil вряд ли получит существенную финансовую или технологическую поддержку. Скорее, это та неизбежная и приемлемая для нашего иностранного партнера жертва, которую придется принести за право доступа к российским недрам. То же самое можно сказать и об Арктическом центре.

С другой стороны, инвестиции «Роснефти» в американские проекты ExxonMobil можно рассматривать как некий страховой депозит на случай, если российские власти окажутся недобросовестным партнером (а такое бывало в прошлом, в том числе и в отношении ExxonMobil).

Подписав стратегическое соглашение, ExxonMobil, возможно, рассчитывает получить в лице В.Путина и И.Сечина влиятельный и заинтересованных покровителей в затянувшемся на годы споре с «Газпромом», который хочет прибрать к рукам весь газ, добываемый по проекту «Сахалин-1», где американская компания, имеющая 30%-ную долю, является оператором. Из-за этого реализация газовой фазы проекта затягивается.

Кроме того, у ExxonMobil постоянно возникают споры с властями по объемам возмещаемых инвестиционных затрат и по причитающейся государству доле в доходах. Наверное, новый уровень взаимоотношений несколько уменьшит нападки властей на оператора СРП «Сахалин-1».



ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ПОЛУПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ KSB ITUR – ОПТИМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ ЦЕНЫ И КАЧЕСТВА

Тема охраны окружающей среды с каждым годом становится все более актуальной. Одной из основных экологических проблем, стоящих перед предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности, является отвод и утилизация вредных стоков различного вида. Зачастую это агрессивные, токсичные или взрывопожароопасные среды, предъявляющие особые требования к транспортной системе.

В последнее время наметилась устойчивая тенденция усложнения технологии переработки нефти, что привело к заметному возрастанию объема вредных стоков. Поэтому проблема правильного выбора способа транспортировки стоков к месту утилизации либо очистки приобрела большую актуальность как при модернизации существующих, так и при проектировании новых насосных установок и трубопроводов.

Одним из существенных элементов процесса транспортировки промышленных стоков являются центробежные насосы. В данном случае могут применяться как полностью погружные насосы, так и насосы полупогружного типа (насосы с погружным валом).

Компания KSB предлагает полупогружные центробежные насосы вертикальной установки серии INVCP/INVCN, разработанные для транспортировки чистых жидкостей, и насосы серии RWCP для перекачивания загрязненных жидкостей с удельным содержанием твердых частиц до 5% по массе.

Эти насосы производятся входящей в группу KSB испанской компанией ITUR. Центробежные полупогружные насосы ITUR обладают множеством достоинств, среди которых наиболее важным является оптимальное соотношение цены и качества при использовании в случаях, когда нет необходимости в установке оборудования, соответствующего стандарту API 610.

Технические данные

Насосы серий INVCP\INVCN и RWCP устанавливаются на круглую и прямоугольную платформу. Характерной особенностью обеих серий является то, что длина погружной части не стандартна, а рассчитывается под конкретное применение, что гарантирует адаптацию насоса в системах наших заказчиков. Также, в зависимости от применения, используются различные типы рабочих колес. При необходимости в изготовлении насоса используются различные материальные исполнения проточных частей: от серого чугуна до нержавеющей стали.

KSB ITUR выпускает 28 базовых моделей на 14 различных типоразмеров проточной части и геометрии присоединения двигателя к валу. Возможны различные варианты исполнений с рабочими колесами:

- закрытое двухканальное колесо;
- открытое многоканальное колесо;
- свободновихревое рабочее колесо (Vortex).

В базовом варианте насосы обладают следующими характеристиками:

- максимальная подача — до 700 м³/ч;
- максимальное давление — до 16 бар;
- максимальный напор — до 100 м;
- температура перекачиваемой среды — до 120°C (250°C по запросу).

Насосы могут использоваться при температуре окружающей среды до -40°C (по запросу возможно исполнение на температуру до -60°C).

Насосы серий INVCP\INVCN и RWCP успешно эксплуатируются на нефтеперерабатывающих предприятиях России. В качестве иллюстрации приведем Комсомольский НПЗ, расположенный в городе Комсомольск-на-Амуре в Хабаровском крае. Комсомольский НПЗ, являющийся частью вертикально интегрированной структуры НК «Роснефть» с момента ее основания, — один из основных поставщиков нефтепродуктов на рынок Дальнего Востока. На предприятии работают четыре насоса RW и RWCP с решетками корзинного типа для очистки среды от крупных фракций. Насосы перекачивают токсичные коррозионно-активные стоки с температурой от +90 до +120°C.

В заключение отметим, что обострение проблем, связанных с загрязнением природы промышленными выбросами, должно существенно повысить ответственность нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий и отраслевых проектных институтов в вопросах подбора оборудования, включенного в схемы отвода и утилизации вредных стоков.

Целесообразность применения той или иной схемы транспортировки стоков обуславливается конкретными условиями каждого предприятия: набором имеющихся технологических установок, их взаиморасположением, а также составом и объемом образующихся вредных жидкостей. Основные усилия должны быть направлены на замену неэффективно используемых и изношенных агрегатов, которые не в состоянии обеспечить должный уровень энергетической и, как следствие, экономической эффективности работы предприятия в целом. □

Хотя, конечно, стратегический альянс с «Роснефтью» не станет для ExxonMobil индульгенцией.

Пригласительный билет в Арктику — уникальное решение проблемы с ресурсной базой на десятилетия вперед. И американцы такую возможность не упустили

Третья сила

Вне сомнений, заключая соглашение о стратегическом со-

Подписав стратегическое соглашение, ExxonMobil, возможно, рассчитывает получить в лице В.Путина влиятельного и заинтересованного покровителя

трудничестве, и «Роснефть», и ExxonMobil преследовали значимые бизнес-цели. Похоже, им удалось найти точки пересечения ин-

Мы видели, сколь большое значение В.Путин придает самому факту формирования стратегического альянса. Премьер-министр стал центральной фигурой при подписании соглашения, и ему принадлежат лавры победителя.

Соглашение символизирует успех современной российской инвестиционной политики. Оно открывает новую без преувеличения историческую веху индустриального развития страны — начало промышленного освоения Арктики. Нефтегазовый альянс — это и практическое воплощение политического курса на «перезагрузку» в отношениях России и США.

Американская компания получила очень выгодное коммерческое предложение, гарантом которого является лично В.Путин. Это довольно сильный козырь на тот случай, если нынешний премьер-министр решит вернуться в Кремль.

В то же время первая нефть Арктики в промышленных объемах при самом благоприятном стечении обстоятельств будет получена не раньше второй половины будущего десятилетия. То есть, у В.Путина практически нет шансов на лавры покорителя Арктики.

Это оставляет мало надежд на активную поддержку нынешними властными структурами проектов освоения Арктики. А без заинтересованного участия правительства и парламента шельфовые проекты не реализуемы — как минимум, по причине заведомой убыточности.

Понадобятся не только фискальные правила, принципиально отличные от нынешних, но и правовые гарантии стабильности. Ничего лучше режима СРП на этот счет не придумано, но российские власти упорно не хотят связывать себя долгосрочными обязательствами перед стратегическими инвесторами.

Минэнерго РФ активно изучает опыт Норвегии и Бразилии, готовит свои предложения по принципиально новой системе налогообложения для морских нефтегазовых проектов. Вместо НДС и экспортных пошлин предлагается очередная модификация налога на дополнительный доход. Такой подход должен обеспечить рента-

бельность не ниже 20%. Нефтяников бы это вполне устроило. Но согласится ли Минфин?

Заслуживает внимания тот факт, что на встрече с главой российского правительства, предваряющей подписание соглашения, президент ExxonMobil Рекс Тиллерсон настойчиво поднимал тему улучшения налогового режима, а Владимир Путин избегал (во всяком случае, в открытой для прессы части беседы) каких-либо конкретных обещаний.

Складывается впечатление, что для правительства самодостаточной целью было создание стратегического альянса. Пока нет признаков конструктивной заинтересованности властей продвигать двигать мегапроект дальше.

Между тем, источники, знакомые с деталями соглашения, указывают, что ExxonMobil жестко увязывает инвестиции в арктическую геологоразведку с реальными подвижками в либерализации налоговых правил. То есть сейсморазведку американский партнер готов начать без дополнительных условий, а вот бурение — только под новые фискальные порядки.

Наверное, от российской стороны потребуются и какие-то правовые гарантии стабильности. Все-таки ExxonMobil не может игнорировать печальный опыт изгнания из проекта «Сахалин-3» (что, кстати, произошло, когда президентом был В.Путин).

Но даже на фоне самых щедрых уступок и твердых обещаний российских властей разработка арктических месторождений остается в зоне значительных коммерческих рисков. Так, оценив экономическую целесообразность разработки месторождений нефти на северо-востоке Гренландии, Геологическая служба США (USGS) пришла к выводу, что даже при цене нефти \$300 за баррель половину запасов придется оставить в недрах.

Словом, нефть Арктики — это благая цель. К ней, конечно, нужно стремиться. Но, пожалуй, в обозримом будущем больше практической отдачи будет от сопутствующих проектов.

Тем и привлекательно пакетное соглашение, что это заведомо беспроигрышный вариант. 

Президент ExxonMobil Р.Тиллерсон настойчиво поднимал тему улучшения налогового режима, а В.Путин избегал каких-либо конкретных обещаний

тересов. И это могло бы стать залогом быстрого и успешного продвижения по выбранному пути.

Но есть одно существенное «но». У соглашения есть и третий

Но, возможно, для правительства самодостаточной целью было само создание стратегического альянса

участник — российские власти. Проблема в том, что цели и интересы этой стороны, от которой

Нефть Арктики — это благая цель. Но, пожалуй, в обозримом будущем больше практической отдачи будет от сопутствующих проектов

зависит очень многое, не столь прозрачны, как у нефтяных компаний.

VI Евразийский Форум KAZENERGY

4 – 5 октября 2011 • Астана • Дворец Независимости

КАЗАХСТАН: 20 лет устойчивого роста,
Новые горизонты инвестиций и стабильного сотрудничества



www.mioge.ru

Учредитель



Казахстанская Ассоциация
организаций нефтегазового
и энергетического комплекса

Государственная
поддержка



Министерство
нефти и газа РК

Генеральные партнеры форума



КазМунайГаз



TENGIZCHEVROIL

Аккредитованный организатор



ITE GROUP PLC



Генеральные информационные партнеры KAZENERGY



НУР МЕДИА

www.kazenergy.com

www.kazenergyforum.com

ERNST & YOUNG:

БУДУЩЕЕ НЕФТЯНОЙ РАЗВЕДКИ РОССИИ



Компания «Эрнст энд Янг» провела исследование «Перспективы развития нефтяной геологоразведки в России: взгляд за горизонт 2025 года» — сегодня отраслевой анализ ограничен поиском решений проблем среднесрочного характера, обозначенных рубежами 2020–2025 годов. Поэтому в ходе исследования внимание намеренно фокусировалось на изучении более отдаленной перспективы, чтобы уже сейчас понимать характер и порядок изменений, требуемых для поступательного развития отрасли.

Проведенные расчеты и изложенные доводы свидетельствуют о том, что самостоятельно российским компаниям вряд ли удастся решить задачу поддержания стабильного уровня добычи в течение последующих 30 лет, в первую очередь, за счет шельфа. Выручат совместные проекты с увеличением затрат на геологоразведку и нарушением сложившегося баланса распределения доходов на разведку, разработку и приобретение активов. Но наиболее важным элементом проводимой политики, считают специалисты компании, должно стать создание научных и технологических центров в рамках проектов. Они позволят подготовить профессиональные кадры и перенять передовой опыт, не только касающийся технологий сегодняшнего дня, но и подтверждающий возможность самостоятельного освоения сложных проектов российскими компаниями...

Важность геологоразведки для российского бизнеса, экспертного сообщества и государства очевидна, поскольку ее заблаговременное проведение способно гарантировать стабильность деятельности и возможность прогнозирования будущих уровней добычи нефти и газа.

Согласно международным стандартам, крупнейшие российские добывающие компании обеспечены запасами в среднем на 20 лет. При этом крупнейшие международные нефтегазовые компании могут позволить себе добычу на текущем уровне без прироста запасов в течение 13 лет (см. «Обеспеченность запасами»).

Уровни добычи

«Детальный анализ показывает, что до 2025 года компании будут разрабатывать существующие и перспективные месторождения. Однако после этого периода, исходя из текущего уровня ГРП, они могут столкнуться с проблемой восполнения запасов. Тем более что значительная часть запасов на существующих месторождениях относится к категории трудноизвлекаемых, а уровень обводненности добычи превышает 80%,» — подчеркивает Алексей Кондрашов, партнер, руководитель Московского нефтегазового центра и международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора.

Это вызывает необходимость проведения геологоразведки в новых регионах нефтегазодобычи, прежде всего, на шельфе Черного и Охотского морей, а также Арктики. Между тем до сих пор отсутствуют потенциальные ресурсы, позволяющие компенсировать падение добычи в основных регионах страны.

Разумеется, часть проблем удастся решить за счет вероятного ускоренного развития Восточной Сибири и Каспия, а также благодаря применению совре-

менных методов увеличения нефтеотдачи.

Однако уже после 2025 года, по оценкам ЕУ, только в нефтепромысловой сфере в стране необходимо будет обеспечить добычу в рамках новых ГРП-проектов на уровне 20 млн тонн в 2025 году и 90 млн тонн — в 2030-м.

Начиная с 2025 года возможности текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня в 500 млн тонн, озвученного правительством РФ (см. «Добыча нефти»). В 2030-м и тем более в 2035 году ожидаемый разрыв можно будет преодолеть лишь при условии вовлечения в хозяйственный цикл новых, еще не разведанных месторождений.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что необходимо планомерное проведение ГРП на шельфе, поскольку потенциал геологоразведки на суше значительно меньше.

Мировой опыт и российские реалии

При анализе «Эрнст энд Янг» ориентировалась на опыт международных majors. Эти игроки сопоставимы с ВИНК России как по экономическим показателям, так и в свете интересов освоения перспективных регионов. В середине 2000-х годов транснациональные компании инвестировали в среднем около 10% своих бюджетов в ГРП. Однако сегодня доля этих капиталовложений возрастает в силу ряда причин (см. «Затраты на ГРП/всего инвестиций»).

Первая причина — отсутствие перспективных проектов на стадиях освоения или добычи, соответствующих сформулированным этими компаниями инвестиционным критериям. Ввиду высокой конкуренции цена на активы зачастую не приносит дополнительной выгоды.

Вторая причина связана с неудачным опытом некоторых компаний, которые переплачивали за проекты, приобретаемые на стадиях добычи.

Третьей причиной может являться так называемый ресурсный национализм: государства, вла-

деющие значительными ресурсами углеводородов, не желают делиться с международными компаниями. Зачастую они привлекают иностранный капитал лишь для проведения ГРП или при освоении сложных месторождений, требующих специфического технического опыта. Во всех прочих случаях ставка нередко делается на ресурсы национальных компаний.

В бюджетах российских предприятий доля затрат на ГРП все еще незначительна, что отражает невысокий уровень интереса к подобным капиталовложениям.

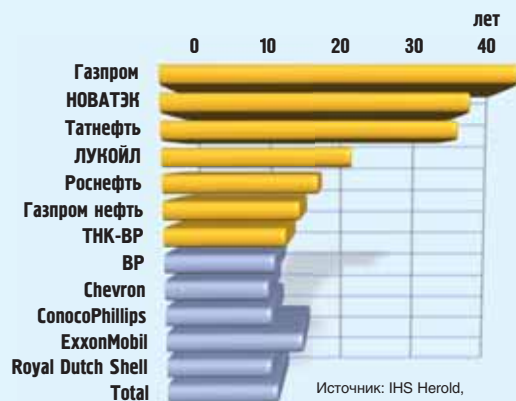
Одним из наиболее важных факторов при инвестировании в ГРП является определение успешности проектов. Она выражается в виде отношения капитализированных затрат на бурение (общий объем инвестиций в геологоразведочное бурение минус затраты на списание сухих скважин) к общему объему инвестиций в геологоразведочное бурение и варьируется в среднем в промежутке от 50% до 90% у российских компаний (см. «Успешность геологоразведочного бурения»).

Данный фактор должен способствовать значительному увеличению инвестиций российских компаний в ГРП. Приведенные показатели значительно превышают общемировой уровень (40–70%). Это объясняется накопленным опытом проведения ГРП и обусловлено знанием потенциала регионов с уже разведанными запасами.

Однако с началом реализации ГРП в других, менее изученных регионах российские компании, скорее всего, столкнутся с резким снижением уровня успешности (до 20–30%) даже при условии осуществления значительных инвестиций в предварительное изучение.

Другим существенным аспектом является соотношение затрат на предварительное изучение и общего объема затрат на ГРП. Уровень подобных затрат в России по отношению к совокупным расходам на ГРП (в которые, помимо затрат на предварительное изучение, входит разведочное бурение) значительно превосходит общемировые показатели (см. «Затраты на предварительное изучение/всего инвестиций»).

Обеспеченность запасами



Такой результат во многом обусловлен тем, что российские компании пока проводят основ-

Российские ВИНК обеспечены запасами в среднем на 20 лет. При этом мировые majors могут позволить себе добычу на текущем уровне без прироста запасов в течение 13 лет

ные работы на суше, где стоимость геологоразведочной скважины может достигать до \$15 млн (за исключением скважин

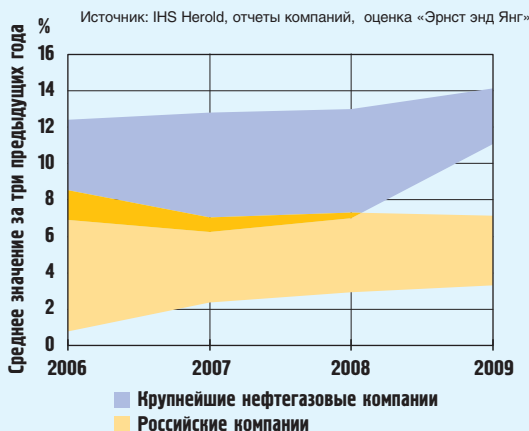
Начиная с 2025 года возможностей текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня добычи в 500 млн тонн

глубиной 6–7 км с сероводородом). Это значит, что бурение по стоимости сопоставимо с сейсмикой.

Добыча нефти



Затраты на ГРП/всего инвестиций



Тем временем, на шельфе расходы на одну разведочную сква-

В 2030-м и тем более в 2035 году ожидаемый разрыв можно будет преодолеть лишь при условии вовлечения в хозяйственный цикл новых, особенно шельфовых, еще не разведанных месторождений

жину могут возрасти до \$60–120 млн. В результате изменятся пропорции затрат при проведении

В бюджетах российских предприятий доля затрат на ГРП все еще незначительна, что отражает невысокий уровень интереса к подобным капиталовложениям

разведки на шельфе. Стоимость сейсмических работ в общем объеме расходов будет заведомо ниже, исходя из деления этих за-

трат на их же сумму с учетом издержек на бурение. Вот почему следует ожидать снижения рассматриваемого показателя у российских компаний до уровня международных — при общем увеличении бюджета на ГРП.

«Эрнст энд Янг» приходит к выводу о том, что отечественным компаниям необходимо увеличить капиталовложения в геологоразведку не менее чем в два раза. В основном рост смет будет связан с повышением затрат на бурение. Доля затрат на сейсморазведку и другие виды предварительных исследований будет снижаться по отношению к совокупным расходам на геологоразведку, поскольку бурение на шельфе требует значительно больше инвестиций. В результате следует ожидать неизбежного снижения уровня успешности ГРП.

Прогнозные уровни

Одним из наиболее важных, с точки зрения будущего, является вопрос о соответствии собственных ресурсов и возможностей их исследования долгосрочным планам поступательного развития отрасли. Для этого надо понять, какие параметры следует принимать за точку отсчета.

При прогнозе добычи нефти в результате осуществления новых проектов специалисты «Эрнст энд Янг» учитывали следующие факторы:

- работы будут выполнять «Газпром» и НК «Роснефть»;
- размер инвестиций на геологоразведку по подобным проектам исторически составлял около \$500 млн в год;
- начало добычи нефти — спустя девять лет с момента открытия месторождения;
- для открытия месторождения требуется пробурить, по крайней мере, три скважины;
- предполагается, что в первую очередь будут открыты месторождения-гиганты.

Работа на шельфе может быть связана со значительным увеличением сроков разработки месторождений (первую нефть с момента открытия месторождения Chevron, например, получает в среднем через восемь лет, Shell — через девять лет, ЛУКОЙЛ — че-

рез шесть лет). Таким образом, коммерческая добыча на российском шельфе, по оценкам ЕУ, начнется не раньше 2024 года.

Андрей Кобзев, директор Московского нефтегазового центра компании «Эрнст энд Янг», отмечает: «Результаты расчетов показывают, что при таком развитии событий ожидать получения первой нефти стоит лишь в 2026 году, а объем добычи в 2035 году составит около 55 млн тонн (см. «Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов»). Этого явно недостаточно, чтобы восполнить резкое снижение объема добычи на уже эксплуатируемых месторождениях. Таким образом, основываясь только на собственных ресурсах, российские государственные компании, скорее всего, не смогут сохранить объем добычи нефти на уровне 500 млн тонн после 2030 года».

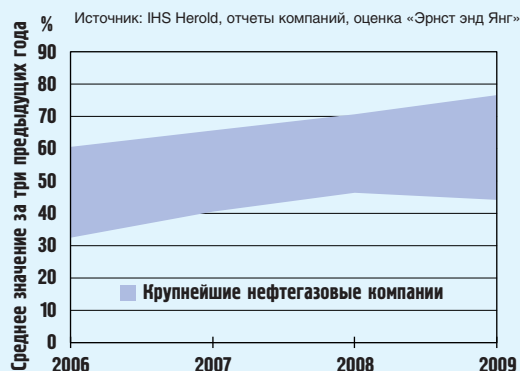
Необходимы ли иностранные инвестиции?

Возникает вопрос, обладают ли российские компании достаточными ресурсами для проведения экстенсивной геологоразведки на шельфе? Ведь для сохранения добычи на уровне 500 млн к 2035 году новые ГРП-проекты должны обеспечивать отдачу минимум в 160 млн тонн в год. Для достижения такого результата понадобится даже не удвоить, а утроить инвестиции в геологоразведку.

Капиталовложения же в ГРП характеризуются высоким уровнем риска, что ограничивает возможности применения модели проектного финансирования. Этот существенный довод в пользу привлечения зарубежных компаний означает также, что в принципе национальным предприятиям необходимо в каждом проекте сохранять долю владения на уровне 30–40%, уступая остальную часть консорциуму международных организаций. При этом размер иностранных инвестиций должен составлять примерно \$1–1,5 млрд в год.

Выглядит логичным привлечение двух или трех компаний, поскольку даже в случае успеха последующая разработка потребует от них отвлечения значи-

Успешность геологоразведочного бурения



тельных финансовых ресурсов. При этом, возможно, следует ожидать и того, что период от начала проведения ГРП до получения первой нефти увеличится.

Следовательно, придется одновременно начинать ГРП на максимальном количестве проектов, что, в свою очередь, означает еще более низкую долю владения, приходящуюся на российские компании. Это, несомненно, будет противоречить принципу сохранения акционерного контроля (более 50% во владении российских компаний).

Не следует забывать об огромном потенциале применения практики понесенных расходов на первоначальном этапе за счет иностранных инвестиций с последующим их возмещением из положительного денежного потока. Таким путем идут крупные российские компании, заключая сделки с ведущими международными нефтегазовыми компаниями.

Описанный подход получил широкое распространение в мире, поскольку позволяет ННК, владеющим большим количеством новых проектов, снизить уровень риска, а именно получить более доходный проект благодаря тому, что отрицательные денежные потоки ННК начнет финансировать не сразу, а лишь через 4–6 лет (что при стоимости капитала в 10% увеличит чистую приведенную стоимость (NPV) проекта на 30–35%).

При этом существует риск получения недостаточной выгоды при обнаружении чрезвычайно привлекательного месторождения, что уменьшит итоговые экономические показатели владения

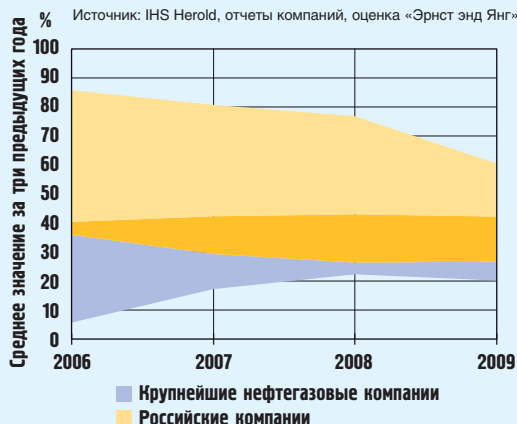
им из-за сниженной доли российского участника проекта. Кроме того, при подобном сценарии национальная компания не получит с иностранного партнера никакой авансовой платы за участие в проекте, поскольку его риски и так увеличиваются многократно, а это требует некоторой компенсации.

Для применения описанной выше практики необходимо соблюдение ряда условий. Сегодня принято заранее оговаривать размер премии за единицу обнаруженных запасов, выплачиваемой после принятия окончательного инвестиционного решения. Однако установить размер такой премии очень сложно, поскольку зачастую оценки запасов даже после проведения геологоразведки и оценочного бурения могут сильно различаться.

Для того чтобы исключить возможные разногласия, необходимо привлечь независимых консультантов, способных предложить решения на основании эффективного структурирования сделок. Предлагаемые решения должны быть такими, чтобы у компании в случае отрицательного результата не было оснований вернуться за стол переговоров для пересмотра первоначальных условий сотрудничества.

Привлечение иностранных соинвесторов, готовых покрыть затраты на период разведки, — возможный вариант развития событий. Тем не менее, подобная практика способна существенно ограничить прирост стоимости самих российских компаний в отдаленной перспективе и вряд ли будет служить интересам государства.

Затраты на предварительное изучение/всего инвестиций



К тому же иностранные партнеры обычно требуют полного контроля на этапе, когда они полностью покрывают все затраты. А это означает невозможность передачи знаний и технологий российской стороне, по-

А с началом реализации ГРП в малоизученных регионах ВИНК России, скорее всего, столкнутся с резким снижением уровня успешности (до 20–30%) даже при условии значительных инвестиций в предварительное изучение

вают все затраты. А это означает невозможность передачи знаний и технологий российской стороне, по-

Результаты расчетов показывают, что при таком развитии событий ожидать получения первой нефти стоит лишь в 2026 году, а объем добычи в 2035 году составит около 55 млн тонн

скольку все фундаментальные работы будут выполняться за рубежом.

Для сохранения добычи на уровне 500 млн к 2035 году новые ГРП-проекты должны обеспечивать отдачу минимум в 160 млн тонн в год. Для достижения такого результата понадобится утроить инвестиции в геологоразведку

Приоритетом следует считать объединение опыта и знаний зарубежных и российских специалистов, работающих в одной команде и руководствующихся одними целями. России нужно научиться не только приобретать

Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов



технологии в сотрудничестве с международными компаниями,

Привлечение иностранных соинвесторов, готовых покрыть затраты на период разведки, — возможный вариант. Но подобная практика существенно ограничит прирост стоимости ВИНК и вряд ли будет служить интересам государства

но и создавать основу для будущих самостоятельных проектов.

Сегодня же, если учитывать нынешнюю практику налогообложения в российской нефтяной отрасли, а также де-факто отказ от использования СРП, можно сделать вывод: инвестиционная привлекательность самостоятельных проектов российских компаний на шельфе близка к нулю. А значит,

Инвестиционная привлекательность самостоятельных проектов ВИНК на шельфе близка к нулю. А значит, и привлечение иностранных инвесторов проблематично, даже несмотря на наличие огромных потенциальных запасов

и привлечение иностранных инвесторов проблематично, даже несмотря на наличие огромных потенциальных запасов.

На примере Штокмана хорошо видно: приоритетной формой сотрудничества является сервисный контракт. Однако, согласно гражданскому законодательству, заказчик вправе отказаться от исполнения договора в любое время в одностороннем порядке, поэтому западные компании часто требуют дополнительных гарантий.

Зазывая инвесторов, России следует иметь в виду наличие ряда проблем законодательного, политического и налогового характера, препятствующих привлечению иностранного капитала

С другой стороны, согласно законодательству России, если лицензия была выдана только на проведение ГРП, то инвестору с небольшой премией будут компенсированы затраты, а затем, возможно, будет предложено уча-

НАЛОГИ: ОТ РАЗУМНЫХ ДО УГНЕТАЮЩИХ

За последний год правительства различных стран внесли значительные изменения в свои налоговые режимы, которые напрямую затрагивают нефтегазовую отрасль. Об этом свидетельствуют результаты международного обзора режимов налогообложения в нефтегазовой отрасли за 2011 год (Global Oil and Gas Guide 2011), который в конце июня текущего года выпустила компания «Эрнст энд Янг».

Обзор содержит описание налоговых режимов, применяемых к доходам нефтегазовых компаний в 61 стране мира.

Алексей Кондрашов, руководитель международной практики «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли, отмечает: «Очевидно, что из-за высоких цен на нефть многие правительства стремятся повысить налоговую нагрузку на нефтегазовую отрасль, видя в ней простой и надежный источник бюджетных поступлений. Опасность такого упрощенного подхода к налогообложению отрасли заключается в том, что правительства не учитывают возрастающие вместе с ценой на нефть расходы компаний, которые и так несут существенное налоговое бремя. Сочетание роста налогов и затрат может затормозить деятельность компаний по разведке и разработке месторождений нефти и газа, жизненно необходимую для функционирования отрасли».

Рост налогов наблюдался в ряде стран, в том числе в Великобритании, где с 24 марта 2011 года дополнительный сбор на добычу увеличился с 20% до 32%. В результате фактический налог на прибыль от нее достиг 62% для месторождений, не облагаемых налогом на доход от добычи нефти (petroleum revenue tax), и 81% для месторождений, облагаемых налогом на доход от добычи нефти.

Принято решение о повышении налога на добычу полезных ископаемых и в России, где совокупная налоговая ставка (экспортная пошлина и налог на добычу полезных ископаемых) приближается к 90%.

В Казахстане ставка экспортной пошлины выросла до \$40 США за тонну. Другие страны также вносят изменения в режим налогообложения. В частности, в Китае повторно введены дополнительные сборы, а в Колумбии отменена льгота в связи с инвестициями в основной капитал.

На фоне обсуждения вопроса об отмене вычета на нематериальные затраты на бурение в США и решений правительства Австралии распространить налог на нефтяные ресурсы (petroleum resource rent tax) на все нефтегазовые проекты становится очевидной тенденция к повышению налоговой нагрузки на нефтегазовую отрасль.

Но есть и иные примеры: многие страны ввели или в данный момент разрабатывают новые налоговые режимы с целью привлечения инвестиций в новые области. Например, в Канаде предусмотрены налоговые льготы для стимулирования разработок нефтяных песков.

В российском правительстве в настоящее время прорабатывается вопрос о введении нового режима налогообложения, который в большей мере стимулировал бы разработку как старых, так и новых месторождений нефти.

А.Кондрашов приходит к заключению: «На мировой карте нефтегазовой промышленности нет ни хороших, ни плохих систем налогообложения. Решения правительств в области налогообложения зависят от многих факторов. Однако, как нам представляется, правительства, занимающие разумную позицию, учитывают долгосрочную перспективу развития: они готовы подождать, чтобы позволить инвесторам выйти на более высокие уровни добычи и разработать новые месторождения углеводородов. Такие страны переносят налоговую нагрузку на этап генерирования положительных денежных потоков».

стие в проекте на совершенно новых условиях. ЕУ считает такую форму не совсем корректной для компаний upstream-сектора, которая не позволяет им компенсировать все риски ГРП.

Таким образом, и требования законодательства, делает вывод компания, помимо инвестиционных, технологических и кадровых проблем, ограничивают привлекательность геологоразведки... 



5 - 8 октября

2011

Казахстан, Алматы

ufi
Approved
Event

19-я Казахстанская
Международная Выставка
и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



KIOGE



Официальная
поддержка



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY - ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Министерство
нефти и газа
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

oil-gas@ite-expo.ru

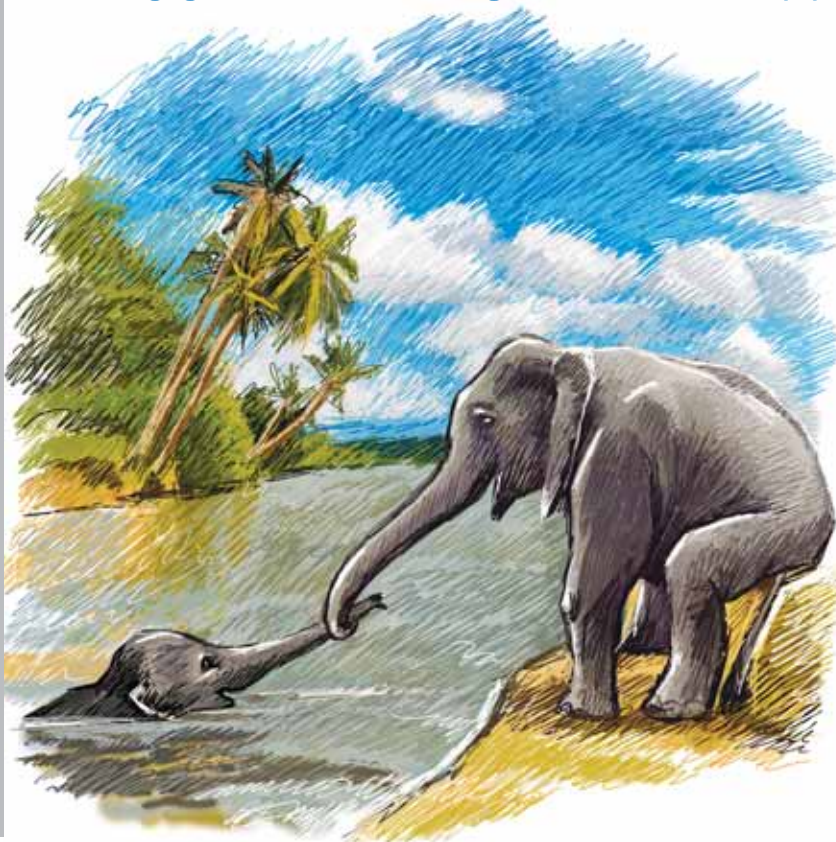
ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

oilgas@ite-exhibitions.com

МИССИЯ ВЫПОЛНИМА?!



В июне СибНАЦ в Тюмени провел конференцию «Перспективы развития минерально-сырьевой базы Западной Сибири». Помимо чествования в связи с 70-летием Анатолия Брехунцова, лидера центра, именитые ученые обсудили пути, которые позволяют региону в долгосрочной перспективе оставаться главной нефтегазодобывающей провинцией страны.

«Вертикаль», анализируя итоги конференции, обратила внимание на то, что ее участники, отказавшись от бесконечного и пустопорожного перечисления традиционных для современной России геологических болячек, перешли к делу, задавшись целью превратить минусы смутного времени, а именно в нем и оказалась отечественная геология, в рыночные плюсы. Ученые мужи вторили друг другу, рисуя вполне продуманную программу выправления ситуации, разумеется, с их же персональным участием.

Что ж, стремление сохранить и приумножить потенциал Западной Сибири — дело благое, хотя и предусматривает передел сложившейся конфигурации научно-практической геологии в Западной Сибири за счет увеличения доли федерального бюджета.

Нефтяная отрасль переживает заметный спад, отметил академик Алексей Конторович, все крупные месторождения, открытые до 1991 года, введены в разработку. Резервов для поддержания устойчивой

нефтедобычи нет, и сейчас она непрерывно снижается.

Так, в ЯНАО добыча упала с 53,3 млн тонн в 2004 году до 35,3 млн тонн в 2009 году. Югорские показатели в 2007 году составляли 280 млн тонн, а в 2009 году

снизились до 270,4 млн тонн. «Доля Тюменской (с округами) и Томской областей в российской добыче нефти упала с 71% в 2004 году до 65,3% в 2009 году», — констатировал академик.

Большим вопросом западносибирского комплекса остается снижение объемов ГРП. «Это рубеж. Нефтяной экономике России грозит катастрофа. Недропользователи почти не вкладывают средства в геологоразведку, а ведь хватило бы 3–4% от выручки. И это притом, что в западных корпорациях нормой считается 8–10%».

Это рубеж

«Ресурсы, которыми на сегодня располагает страна, не удовлетворяют ее будущим потребностям», — свидетельствовал Алексей Варламов, генеральный директор ВНИГНИ. Установлен недостаточный уровень компенсации добычи нефти приростами ее запасов: это обусловила интенсивная добыча в сочетании с уменьшением объема ГРП.

«Нефтегазовая провинция вышла на стадию разработки с падающей добычей. Пока не поздно, следует увеличить финансирование ГРП за счет средств федерального бюджета не менее чем в два раза».

По мнению А.Конторовича, следует, в первую очередь, наращивать показатели по поисковому и разведочному бурению. Затем можно переходить на инновационные технологические схемы по добыче сырья с целью значительного увеличения КИН.

«В Западной Сибири, возможно, еще не выявлены значительные запасы нефти и газа. Многие специалисты утверждают, что огромные прогнозные ресурсы связаны с баженовской свитой, комплексами нижней и средней юры, палеозоя. Надо сделать соответствующие объекты приоритетными для изучения, и решать вопрос должны Роснедра», — вывел формулу А.Конторович.

Вместе с тем, по его прогнозам, запасы категорий А+В и частично С₁ на разбуренных частях месторождений составляют только около 55%. Значительная часть крупных месторождений на

ГАЗОВОЙ ДОРОЖКОЙ

Зато у газа, потрафил «Газпрому» многоопытный академик, «дорожка длинная»: «Запасов много. Развитие газовой отрасли Западной Сибири протекает устойчиво и планомерно. Надежная российская сырьевая база успешно пополняется, что позволяет довести добычу до 900–1000 млрд м³».

Но постепенно запасы сухого метанового газа в сеноманских залежах Надым-Тазовского междуречья в ЯНАО исчерпываются — потому встают новые задачи. Для устойчивого развития отрасли необходимо вводить в разработку залежи жирного конденсатного газа нижнего мела междуречья.

«По самым осторожным оценкам к 2020 году в Западной Сибири годовая добыча жирного конденсатного газа будет составлять 145–175 млрд кубов. Расчеты показывают, что прогнозируемые объемы добычи жирного газа, предусмотренные в Газовой генсхеме, достаточны для создания крупнейших в мире нефтегазохимических кластеров».

Но пока мощность ГПЗ в регионе оценивается примерно в 22 млрд м³. «Потому обеспечение синхронизации ввода в разработку месторождений с развитием объектов газопереработки, систем продуктопроводов и нефтехимических кластеров остается проблемной сферой газодобычи», — добавил он.

ворил Аркадий Ефимов, генеральный директор СНИИГГиМС. Сегодняшняя задача — прямое прогнозирование залежей углеводородов. Необходимо разрабатывать научно-методические основы новых направлений в геофизиче-

А.Конторович: есть предположения, что 30% запасов на разрабатываемых и 90% запасов на новых месторождениях — нерентабельны. Требуется тщательная проверка с привлечением независимых экспертов

ской разведке, а также современные отечественные сейсмические и электроразведочные телеметрические системы для регионального геологического изучения.

«Пора осуществлять комплексный анализ нефтегазонаос-

А.Варламов: нужно повысить степень достоверности оценок. Особенно важна масштабная переоценка ресурсной базы за счет средств федерального бюджета

ных территорий, гидрогеологическое сопровождение геологоразведочных работ на всех стадиях при подготовке и оценке нефтегазонаосности первоочередных объектов освоения», — считает докладчик из Новосибирска.

Например, высокоточные инструментальные сейсмические из-

А.Брехунцов: современная геолого-геофизическая изученность провинции позволяет произвести количественную оценку начальных суммарных ресурсов углеводородов на качественно новом уровне

мерения с использованием телеметрических и автономных регистраторов позволяют наблюдать за состоянием грунтов и развитием в них эрозионных процессов.

Валерий Ростовцев, академик РАН, директор компании ТОМКО, поделился своим видением «новых путей к большой нефти России». Будущее — за инновацион-

сегодняшний день уже открыта. Хотя, с одной стороны, потенциально на 5–7 лет возможности для поддержания и даже наращивания добычи в регионе есть.

С другой стороны, нередки случаи, когда выясняется, что на лицензионных участках, где проведена разведка, почти ничего нет. И сейчас одна из главных задач — разобраться, ошибка кроется то ли в прогнозах, то ли в выборе технологий. Важно убедиться, что предполагаемые показатели не завышены.

Проверить все

Однако с 1992 года в России не анализировались данные по распределенным между недропользователями участкам. «Есть предположения, что 30% запасов на разрабатываемых и 90% запасов на новых месторождениях — нерентабельны. Требуется тщательная проверка с привлечением независимых экспертов», — планировал перспективу А.Конторович.

Существование проблемы подтвердил А.Варламов. Он представил доклад «Задачи мониторинга структуры прогнозных ресурсов в связи с оценкой перспектив развития сырьевой базы углеводородов».

«Нужно повысить степень достоверности оценок. Особенно важна масштабная переоценка за счет средств федерального бюд-

жета в районах возможного развития крупных перспективных локальных объектов — в акваториях морей, на территориях новых малоосвоенных и старых нефтегазодобывающих провинций (в частности, Западно-Сибирской)», — считает эксперт. — Возлагать на недропользователей решение вопроса нецелесообразно. В этой сфере требуются государственное регулирование и поддержка».

«Современная геолого-геофизическая изученность провинции позволяет произвести количественную оценку начальных суммарных ресурсов углеводородов на качественно новом уровне объемным методом по резервуарам», — полагает Анатолий Брехунцов.

Сейчас Минприроды России и Роснедра ведут переоценку ресурсов углеводородов. Но методика не разработана и не утверждена. Более того, проверка проводится в замкнутой системе отраслевых институтов Роснедр и некоторых приближенных к ним организаций. «До сих пор не ясно, как и кем будет осуществляться экспертиза», — протестовал против действующей практики А.Конторович.

Пути большой нефти

В последнее время активно используются новые методики сейсморазведочных работ. Об этом го-

ными подходами к прогнозированию месторождений нефти и газа. Специалисты ТОМКО разработали технологии квантово-оптической фильтрации космоснимков. Уже проводились исследования, и в результате были намечены гра-

А.Конторович: Роснедра ведут переоценку ресурсов углеводородов. Но методика не разработана и не утверждена. Более того, проверка проводится в замкнутой системе приближенных к агентству организаций

ницы прогнозируемых месторождений углеводородов.

Такой метод позволяет определить границы месторождения и зафиксировать распределение плотности запасов углеводородов

А.Ефимов: пора осуществлять комплексный анализ нефтегазоносных территорий, гидрогеологическое сопровождение геологоразведочных работ на всех стадиях при подготовке и оценке нефтегазоносности

в его пределах. Суть технологии заключается в том, что крупные подземные скопления однородного вещества (нефти или газа) должны создавать электромагнитное поле, мощность которого пропорциональна концентрации вещества.

С докладом «Инновационные нестандартные доступные технологии в области поисков, разведки, разработки и подсчета запасов нефти» выступил Иван Несте-

И.Нестеров: геологическое изучение, не сопровождающееся прикладными проектами, обычно превращается в лженауку

ров, член-корреспондент РАН, заместитель гендиректора СибНАЦа по науке.

«В основе новейших разработок должен быть следующий тезис: если мы узнаем, как нефть зашла в пластовую систему, то создадим технологии прогноза и обеспечим

РЕТРОСПЕКТИВА

Западно-Сибирский мегабассейн — уникальная по запасам нефтегазоносная провинция мира. К сегодняшнему дню на площади в 2,5 млн км² открыто 4774 залежи на 859 месторождениях углеводородного сырья.

Общая протяженность действующих магистральных нефтепроводов Западной Сибири — почти 9 тыс. км, а газопроводов — почти 27 тыс. км. Проектная пропускная способность нефтепроводов оценивается 725 млн тонн в год, в то время как газопроводов — в 700 млрд м³.

На территории пробурено 19,5 тыс. поисковых и разведочных скважин, 191 — параметрическая. При этом 5,4 тыс. скважин вскрыли доюрские образования. Выполнено 68 тыс. км региональных сейсморазведочных работ и выдано более 900 лицензий на углеводородное сырье.

максимальное извлечение из недр, — считает он. — Конечно, для этого потребуются фундаментальные исследования, но в результате они окупятся. Однако изучение, не сопровождающееся прикладными проектами, обычно превращается в лженауку».

«Компаниям нефтегазового комплекса следует постоянно взаимодействовать с отечественной и зарубежной наукой. Это обеспечит широкое внедрение новейших геологических, геохимических, геофизических технологий поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений, поспособствует значительному увеличению объемов геофизических работ и, в особенности, глубокого бурения», — подвел итог Владимир Новоселов, ректор Тюменского государственного нефтегазового университета.

Чем прирастать станем?

Ретроспективную оценку развития минерально-сырьевой базы Западной Сибири (см. «Ретроспектива») с представлением объемной геологической модели строения территории дал А.Брехунцов.

Ученый считает, что методология освоения Западной Сибири в 60–80-е годы прошлого века является образцом государственного подхода к крупномасштабным экономическим проектам. И хотя времена изменились, «регион способен еще очень долго оставаться главным нефтегазодобывающим центром России».

Нынешнее падение добычи обусловлено не исчерпанием ресурсов. Нефтегазовый и производ-

ственный потенциал региона велик. В перспективе можно добывать в Западной Сибири до 750 млрд м³ газа и до 350 млн тонн нефти и газового конденсата ежегодно.

«Чего стоят отложения ачимовской толщи Уренгойско-Ямбургской зоны! Здесь могут быть скрыты запасы газа в объеме свыше 3 трлн м³ по категориям ABC₁+C₂ и более 1 млрд тонн жидких углеводородов. Кроме того, отдельной программы по освоению заслуживает Приямальский шельф. Можно прирастить запасы газа на 800 млрд кубов. Ресурсы Мессояхи по категориям C₁+C₂+C₃ в настоящее время оцениваются в 1,4 млрд тонн нефти, причем 620 млн — извлекаемые запасы C₁+C₂».

Уникальные участки способны дать 1,2 трлн м³ газа и 78 млн тонн конденсата. Мессояхские месторождения — это 11% суммарных извлекаемых ресурсов нефти ABC₁+C₂ по ЯНАО и 22% перспективных ресурсов нефти C₃ в округе. Выявлено 60 залежей углеводородов, в том числе 17 нефтяных, 14 нефтегазоконденсатных, 6 газовых, 19 газонефтяных и 4 газоконденсатных.

Но чтобы в полной мере воспользоваться этими богатствами, нужно применить позитивный опыт периода начала освоения региона — увеличить объем финансирования ГРП за счет федерального бюджета, вторил коллегам А.Брехунцов. Также необходимо разработать единую программу ГРП '2020, а потом на перспективу — до 2030 года. Следует оформить как программный документ планы по добыче нефти, газа и конденсата.

Пора исправлять ошибки

«Не менее важно ввести дифференцированное налогообложение в зависимости от степени выработанности запасов месторождений. Нужно внести поправки в закон «О недрах», регламентирующие сроки конфиденциальности геологической информации», — продолжил А.Брехунцов.

А.Варламов согласился, что множество отраслевых проблем связано с устаревшей законодательной базой. «Она нуждается в серьезной доработке. В частности, отсутствуют нормативные документы, регламентирующие проектирование и ценообразование ГРП, единые системы фондов геологической информации. Одно из слабых мест — невозможность корректировки цены государственного контракта в связи с изменением условий проведения работ и вероятностным характером получаемых геологических результатов».

Как и А.Брехунцов, ученый предполагает, что в советское время была создана идеальная система геологического изучения недр: «Этим наследием живем до сих пор». По его мнению, главная государственная ошибка — это передача прав на поисковые мероприятия частным компаниям. «Надо признать, что стадия ГРП должна находиться в компетенции государства. Пора, наконец, выделить на это достойные бюджетные средства. Тогда мы начнем открывать месторождения. Нужно заново строить всю геологическую систему».

А.Брехунцов также предложил создать в Западной Сибири региональный геологический центр с полномочиями управления недропользованием на месторождениях с текущими запасами не более 50 млн тонн нефти и 300 млрд м³ газа. Потребуется социально-экономический прогноз развития территорий, вовлеченных в активное освоение.

«Желательно для каждого региона с учетом их специфики сформировать свой набор задач. Необходимо заботиться не только об индустриальном освоении территорий, но и о сохранении тра-

диционного уклада жизни коренных малочисленных народов Севера с постоянным мониторингом состояния окружающей среды», — добавил А.Варламов.

По мнению А.Конторовича, госструктуры совместно с нефтяными компаниями должны дать ясные и однозначные ответы на вопросы, в каких направлениях будут развиваться технологии добычи в Западной Сибири и какие действия обеспечат рост КИН.

«Нефтегазовый комплекс региона является и останется, по крайней мере, до 30–40-х годов нынешнего века главной добывающей базой России. В 2008 году в Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции было добыто 65,6% всей российской нефти и 93,1% российского газа. С момента начала промышленной эксплуатации месторождений региона по состоянию на 01.01.11 добыто 11 млрд тонн нефти и 15,3 трлн м³ газа.

При условии правильной и последовательной политики в области недропользования и партнерского взаимодействия государства и бизнеса можно обеспечить добычу нефти и газового конденсата на уровне 340–350 млн тонн в год».

Тем более что в целом нефтегазовый комплекс России уже преодолевает последствия глобального экономического и финансового кризиса. В 2010 году в стране добыто 505,1 млн тонн нефти и газового конденсата, а также 665,5 млрд м³ газа. Это на 2% и 11,5% больше соответствующих показателей 2009 года.

Однако объективные предпосылки к снижению добычи сырья, считает А.Конторович, все же существуют. В условиях ограниченных перспектив открытия новых крупных нефтяных месторождений особенно остро стоит проблема повышения эффективности поиска, разведки, добычи и переработки нефти и газа.

Ключевым условием успешного развития провинции является коренное изменение сложившейся практики недропользования. Совершенно необходимо расширенное ВМСБ, обеспечивающее прирост запасов категории С₁. «Если это не будет сде-

лано, падение добычи нефти неизбежно».

Солидарен и А.Варламов: «От серьезного снижения добычи

А.Брехунцов: Западной Сибири нужен региональный геологический центр с полномочиями управления недропользованием на месторождениях с текущими запасами не более 50 млн тонн нефти и 300 млрд м³ газа

сырья отрасль может застраховать только открытие новых уча-

А.Конторович: ключевым условием успешного развития провинции является коренное изменение сложившейся практики недропользования. Если это не будет сделано, падение добычи нефти неизбежно...

стков. Вероятно, их еще множество — по большей части, малых. Но именно они могут стать залогом стабильности отрасли».

От себя добавим, не в этом налоговом режиме... 




Разработка и производство массообменных тарелок, регулярных насадок



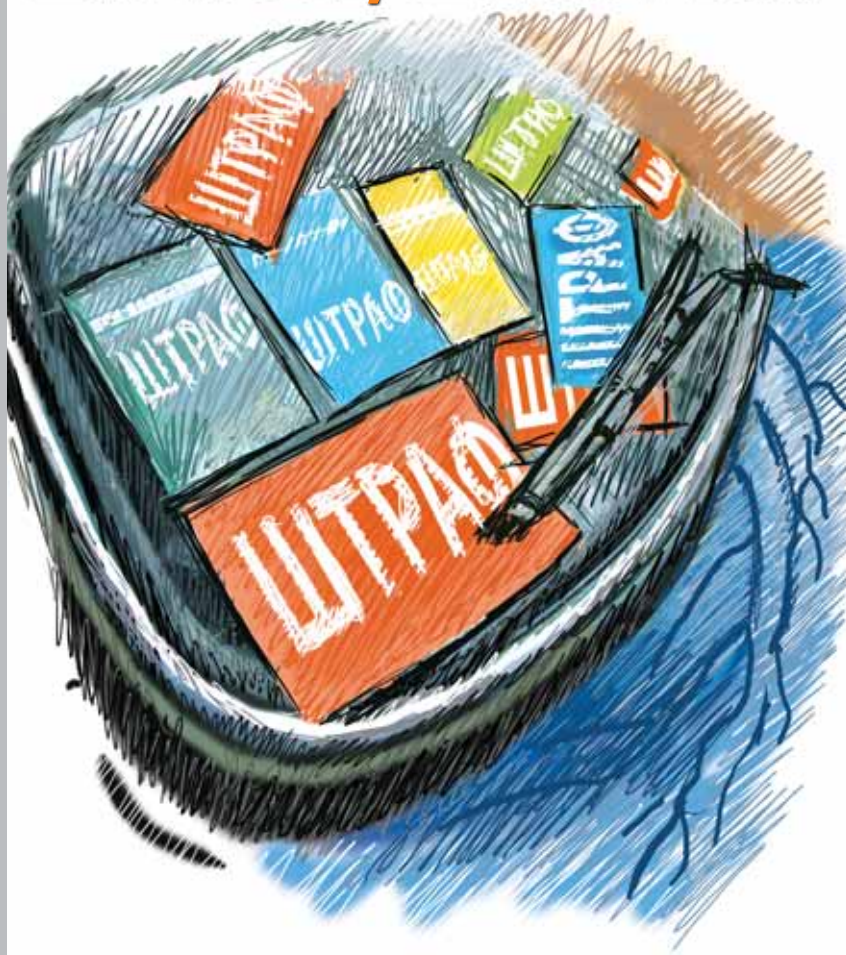
Зульцер Хемтех

ООО "Зульцер Хемтех"
г. Серпухов
Тел.: +7 4957 76 0000
Факс: +7 4957 76 1121
info@zschemtech@sulzer.com

г. Москва
Тел.: +7 495 271 3000
Факс: +7 495 271 3047
www.sulzercorp.ru

г. Санкт-Петербург
Тел.: +7 812 449 5100
Факс: +7 812 449 5103
www.sulzerchemtech.com

ПНГ: ШТРАФЫ, ШТРАФЫ, ШТРАФЫ...



К 2012 году нефтяники должны выйти на 95%-ный уровень утилизации попутного газа. За невыполнение этого требования правительства придется платить за вредные выбросы по штрафной ставке. Соответствующее правительственное постановление В.Путин подписал еще в начале 2009 года.

Однако нефтяников, которые решили, что проще заплатить за сверхлимитное загрязнение атмосферного воздуха, чем заниматься утилизацией ПНГ, ждет неприятный сюрприз. МПР РФ подготовило проект постановления правительства, в соответствии с которым ставки платы за сверхлимитное сжигание ПНГ должны вырасти в десятки раз.

Если такое постановление будет издано, это может повысить заинтересованность нефтяников более активно заниматься созданием инфраструктуры утилизации ПНГ. Плохо, что решение этой глобальной для нашей страны проблемы чиновники упорно сваливают на бизнес.

Между тем, без полноценной помощи государства нефтяники вряд ли смогут выйти на контрольные цифры утилизации ПНГ. Например, из года в год правительство признает необходимость недискриминационного доступа нефтяных компаний к контролируемой «Газпромом» трубо-

Проблема полезного использования попутного газа остается одной из самых острых для нефтяной отрасли России. По самым оптимистичным официальным оценкам, 1/4 объема извлеченного из недр ПНГ сжигается на факельных установках. Наносится значительный ущерб окружающей природной среде, экономические потери измеряются десятками миллиардов долларов.

Два года назад правительство предупредило, что к 2012 году нужно обеспечить не менее 95% утилизации ПНГ. Нарушителям были обещаны финансовые санкции. Однако сейчас МПР России предлагает беспрецедентное увеличение платежей за вредные выбросы в атмосферу при сжигании ПНГ. За объемы, превышающие лимит в 5% от добычи, ставка платежа может вырасти в 100 раз. А если отсутствуют приборы учета — в 1000 раз!

Министерство объясняет, что прогресс в решении проблемы использования ПНГ возможен лишь тогда, когда уровень санкций сопоставим с объемом инвестиций в формирование соответствующей инфраструктуры. Хорошей новостью является присутствие в проекте постановления механизмов, позволяющих значительно снизить базовый уровень финансовых санкций. Особенно велики такие возможности у ВИНК.

В то же время стремление правительства переложить решение сложной и запущенной проблемы исключительно на плечи нефтяников — повод усомниться в достижимости заявленных целей по утилизации ПНГ. Государство должно не только требовать, но и помогать. Такую концепцию поддерживает проект закона о ПНГ, внесенный в Госдуму РФ группой депутатов и сенаторов. Однако законопроект лежит без движения с ноября прошлого года...

проводной системе, но на практике ничего не меняется.

А без доступа к трубе большие объемы ПНГ так и останутся невостребованными. В результате жесткие санкции за сверхнормативное сжигание попутного газа в факелах могут стать тормозом в развитии нефтедобычи, которая и без того находится в состоянии шаткого равновесия.

Саечка за испуг

Проблемой утилизации ПНГ российские власти плотно занимаются около четырех лет. Причем, с самого начала власть стремится переложить всю ответственность на бизнес. В 2007 году в послании федеральному собранию В.Путин потребовал незамедлительно создать систему учета, увеличить экологические штрафы, а также ужесточить лицензионные требования к недропользователям.

За прошлые годы вклад самого государства в решение проблемы утилизации ПНГ свелся к отмене в 2008 году госрегулирования цен на попутный газ и изданию год назад закона о приоритетном доступе к Единой национальной электросети объектов электрогенерации, работающих на ПНГ и продуктах его переработки.

В остальном озабоченность правительства чрезмерным количеством газовых факелов проявляется в ужесточении требований к недропользователям. Так, постановлением федерального правительства №7 от 8 января 2009 года был установлен целевой показатель сжигания ПНГ в размере не более 5% от объема добычи, который будет действовать начиная с 2012 года.

Предполагалось, что за объемы сжигания ПНГ, превышающие пороговое значение, придется платить как за сверхлимитное загрязнение (в 6 раз больше обычной ставки) с дополнительным коэффициентом 4,5. А в отсутствие приборов учета коэффициент 4,5 предлагалось заменить на 6.

Под давлением властей нефтяники заметно повысили внимание к вопросам оптимизации использования ПНГ. В прошлом году они инвестировали в развитие

инфраструктуры полезного использования попутного газа 50,6 млрд рублей. Были введены в эксплуатацию 36 объектов электроэнергетики, 108 объектов по подготовке ПНГ, построено около 579 км трубопроводов.

В нынешнем году нефтяники планируют потратить на борьбу с газовыми факелами около 82,2 млрд рублей. Такие капиталовложения позволят ввести 75 объектов электроэнергетики, 171 объект по подготовке ПНГ, построить порядка 2000 км трубопроводов.

Однако уже очевидно, что до конца нынешнего года на уровень 95%-ной утилизации ПНГ выйти не удастся. По предварительным оценкам, к этому времени можно рассчитывать лишь на уменьшение доли попутного газа, сгоревшего в факелах, до 18% от добычи.

Нефтяники просили еще раз отложить применение санкций — теперь до 2014 года (раньше контрольный срок уже переносился с 2011 на 2012 год). Однако правительство не только не соглашается на новую отсрочку, но и грозит значительно ужесточить репрессии в отношении нефтяных компаний, которые не успели привести в порядок свое газовое хозяйство.

Запущенная болезнь

Ситуация с использованием ПНГ, действительно, очень тяжелая. В 2007 году Всемирный банк назвал Россию мировым лидером по сжиганию ПНГ. По данным, полученным ВБ с помощью космических спутников, наша страна ежегодно сжигает в факелах более 50 млрд м³ ПНГ (до трети мирового объема), более чем вдвое опережая по этому показателю Нигерию — ближайшего «конкурента».

Правда, данные ВБ существенно расходятся с нашими официальными представлениями о масштабах проблемы. По сведениям Ростехнадзора, объем сжигаемого газа вырос с 6,6 млрд м³ в 2000 году до 20 млрд м³ в 2007 году. Последнюю цифру называл и В.Путин, что обеспечило ей роль «канонического портрета» масштабов проблемы.

Впрочем, современные отчетственные сведения о положении дел в данной сфере довольно-таки противоречивы. В экологиче-

Нефтяников, которые решили, что проще заплатить за сверхлимитное загрязнение атмосферного воздуха, чем заниматься утилизацией ПНГ, ждет неприятный сюрприз: плата за сжигание ПНГ можеткратно вырасти

ском госдокладе за 2009 год говорится, что при добыче было сожжено в факелах и выпущено в атмосферу примерно 13,5 млрд м³ ПНГ (в том числе 12 млрд м³ — потери нефтяных компаний) — около 22% извлеченного из недр попутного газа.

Из года в год правительство признает необходимость недискриминационного доступа нефтяных компаний к контролируемой «Газпромом» трубопроводной системе, но на практике ничего не меняется

В то же время в 2010 году, по оценкам МПР России, на территории нашей страны было сожжено в факелах 15,7 млрд м³ попутного газа из добытых 65,4 млрд м³, то есть уже порядка 24%.

Проблемой утилизации ПНГ российские власти плотно занимаются около четырех лет. Причем, с самого начала власть стремится переложить всю ответственность на бизнес

Нужно признать, что все цифры достаточно условны, так как полноценной системы учета добычи и

Под давлением властей нефтяники заметно повысили внимание к вопросам оптимизации использования ПНГ. В нынешнем году они планируют потратить на борьбу с газовыми факелами около 82,2 млрд рублей

сжигания ПНГ в целом по стране так и не создано. Но если даже исходить из самых оптимистичных

цифр, все равно понятно, что ситуация с утилизацией ПНГ остается крайне неблагоприятной.

Помимо пагубного влияния на окружающую среду, очень велики и экономические потери. Ис-

Очевидно, что до конца нынешнего года на уровень 5%-ных потерь ПНГ выйти не удастся. Можно рассчитывать лишь на уменьшение доли попутного газа, сгоревшего в факелах, до 18% от добычи

ходя из того, что ВБ оценивает 1 млрд м³ ПНГ в \$3,4 млрд, в нашей стране ежегодно сгорает в факелах порядка \$70 млрд.

По оценкам ИМЭМО РАН и WWF, эффект от переработки ПНГ мог бы составить 362 млрд

Не исключено, что в современных условиях правительство больше заинтересовано в пополнении казны, чем в решении злободневных экономических и экологических проблем

рублей в год. А в МПР России в свое время подсчитали, что упущенная выгода составляет не менее 7,5 рубля на каждый кубометр не вовлеченного в хозяйственный оборот попутного газа.

По официальным оценкам, в недрах РФ залегают около 2,3 трлн м³ ПНГ по категории ABC₁+C₂, в том

Обсуждаемые изменения предполагают, что за объемы сжигаемого ПНГ, превышающие 5% от фактической добычи, плата за загрязнение воздуха должна взиматься в 100-кратном размере

числе 2,2 трлн м³ — на суше. Эти цифры дают представление о масштабах сегмента, в котором правительство пытается навести порядок.

По итогам 2010 года на приземлемый уровень сжигания ПНГ вышли всего две ВИНК: «Сургутнефтегаз» (4,1%) и «Татнефть» (6,4%). В то же время контролируемые государством «Роснефть»

и «Газпром нефть» сжигают ценное энергетическое сырье в гигантских объемах: 47,2% и 44,2% соответственно. В прошлом году на факельных установках «Роснефти» «официально» сгорело 6,1 млрд м³ попутного газа. «Газпром нефть», ТНК-ВР и ЛУКОЙЛ потеряли за год примерно по 2,0 млрд м³.

Согласно планам ВИНК, в реализацию проектов утилизации ПНГ они инвестируют порядка 300 млрд рублей за 2010–2015 годы, то есть по 50 млрд рублей в год. Это почти 6% суммарных инвестиций в добычу нефти. В то же время, по экспертным оценкам, на создание полноценной инфраструктуры утилизации ПНГ требуется около \$18 млрд, то есть примерно в 1,8 раза больше, чем нефтяники готовы потратить.

Такая разница сигнализирует об актуальности мер господдержки, которые бы обеспечили более значимую инвестиционную привлекательность проектов утилизации ПНГ. Вместо этого правительство рассматривает целесообразность увеличения санкций за сверхлимитное сжигание ПНГ.

В ситуации, когда в целом по отрасли 95%-ный норматив утилизации ПНГ заведомо недостижим в оставшиеся до конца года месяцы, ужесточение финансовых санкций приведет к изъятию в госказну части денег, которые нефтяники собирались потратить на создание инфраструктурных объектов утилизации ПНГ.

Соответственно, вместо ожидаемого ускорения решения проблемы утилизации ПНГ мы можем получить замедление процесса. Впрочем, не исключено, что в современных условиях правительство больше заинтересовано в пополнении казны, чем в решении злободневных экономических и экологических проблем.

Квоты и льготы

Как уже отмечалось, на территории России разрабатывается большое количество участков недр, на которых требование о достижении показателя сжигания ПНГ либо недостижимо в

принципе, либо проблематично на определенных этапах разработки. В наибольшей степени это относится к месторождениям с относительно высоким газовым фактором и относительно низкими запасами нефти, для которых основным направлением утилизации является переработка ПНГ.

Для удаленных месторождений это сопряжено со значительными затратами на строительство транспортной инфраструктуры (компрессорных станций, линейной части газопроводов и т.п.), что делает разработку нерентабельной.

Для новых месторождений, находящихся на этапе опытно-промышленной разработки, имеющейся информации о запасах нефти и ПНГ недостаточно для надежного прогнозирования динамики добычи углеводородного сырья и, как следствие, для выбора оптимальных решений по полезному использованию ПНГ. В частности, такая проблема существует на Ванкорском месторождении, уровень утилизации ПНГ на котором существенно влияет на интегрированный показатель в целом по стране.

Для минимизации отрицательных последствий названных проблем МПР России предлагает ввести механизм «консолидации», предусматривающий расчет платы за негативное воздействие для юрлиц с учетом интегрального показателя сжигания (то есть в сумме по головной и дочерним организациям).

По сути, это квотирование, которое позволяет перераспределять лимит допустимых объемов сжигания ПНГ, отпущенный ВИНК, между ее «дочками». Данный механизм позволяет компаниям, достигшим целевого показателя сжигания по всему основному обществу, платить за вредные выбросы в 100 раз меньше.

Такое решение создает более выгодные условия для ВИНК по сравнению с независимыми производителями. Последние, в отличие от ВИНК, не имеют шансов получить освобождение от штрафных по сути платежей за сверхлимитные вредные выбро-

ОРГАНИЗАТОР



ОАО «ВНИПинефть»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



РСПП



СНП



ПСХ



АНН



АСР



ИНХС РАН



ВНИИ НП



РГУ НГ им. Губкина

СПОНСОРЫ МЕРОПРИЯТИЯ:



SNC-LAVALIN



IV Международный промышленно-экономический Форум

**«СТРАТЕГИЯ ОБЪЕДИНЕНИЯ»:
«Решение актуальных задач
нефтегазового
и нефтехимического комплекса на
современном этапе»**

**В рамках Форума состоится
V Международная конференция
«Современные технологии и
оборудование, промышленное
строительство в нефтепереработке
и нефтехимии»**

13-14 октября 2011 г.

**Здание Правительства Москвы,
ул. Новый Арбат, 36/9**

В программе Форума:

- Основные направления нефтепереработки и нефтехимии в России;
- Законодательные инициативы Минэнерго РФ;
- Модернизация российской нефтеперерабатывающей промышленности;
- Строительство новых НХ и НП комплексов;
- Реконструкция действующих производств нефтепереработки и нефтехимии;
- Пути решения проблем утилизации попутных газов нефтяных и газоконденсатных месторождений;
- Перспективные технологии подготовки инженерных кадров: кооперация бизнеса и образования.

Дирекция Форума: Отдел PR-проектов ОАО «ВНИПинефть»,
Тел.: +7 (495) 795-31-30, доб. 30-23, 72-63, 79-31, 72-26.
E-mail: conference@vnipineft.ru, www.vnipineft.ru

сы на месторождениях, находящихся на ранних этапах эксплуатации и добывающих относительно небольшие объемы нефти и ПНГ.

Высока вероятность, что воспользоваться вычетами можно будет далеко не сразу после введения драконовских платежей за сверхлимитные выбросы и отнюдь не в тех масштабах, которые видятся нефтяникам

Единственная уступка, которой могут воспользоваться в равной степени и ВИНК, и независимые, это исключение из перечня месторождений, сверхлимитное сжигание газа на которых наказывается 100-кратным платежом, участков недр, добыча ПНГ по которым составляет менее 5 млн м³ в год, а объемное содержание углеводородных компонентов превышает 50%. Это справедливое решение, поскольку на таких участках расходы на утилизацию

ношение сожженного объема попутного газа к количеству добытого ПНГ.

Если интегральный показатель не превышает 5%, то плата за выбросы вредных веществ по всем дочерним организациям начисляется без применения штрафного коэффициента. Если же интегрированный показатель выше предельно допустимого, тогда каждое дочернее предприятие определяет размер экологического платежа в индивидуальном порядке в соответствии с изложенным выше алгоритмом.

Игра втемную

По данным Ростехнадзора, в 2007 году из 1845 факельных установок лишь 52% были оснащены измерительными устройствами. По состоянию на 2011 год информация о степени оснащенности факелов счетчиками, а также качественных характеристиках точности измерительных устройств на всех этапах добычи и использования ПНГ отсутствует.

В ситуации, когда нет достоверной информации об объемах добытого и сожженного ПНГ как по участкам недр, так и по добывающим компаниям в целом, трудно рассчитывать на эффективность усилий по нормализации вредных выбросов от сжигания ПНГ. Можно заметить, что решения, предлагаемые проектом правительственного постановления, базируются на точных и достоверных измерениях, а во многих случаях такой информации попросту нет.

Проект постановления предлагает бороться с отсутствием средств измерений и учета увеличением нормативной платы за вредные выбросы в 1000 раз. МПР России признает, что такой коэффициент является фактически запретительным, поскольку при таких платежах эксплуатировать месторождения нефти в отсутствие счетчиков становится невыгодным.

В то же время, по мнению министерства, стоимость установки измерительных систем относительно невелика. Так, по данным

«Газпром нефти», расходы на внедрение автоматизированной системы учета ПНГ (АСУ) на одной ДНС составляют порядка 4 млн рублей. При этом будет обеспечен учет добычи и использования ПНГ на собственные нужды, при поставках ПНГ в газотранспортную систему внешнего транспорта, а также сжигании ПНГ на факелах высокого и низкого давления.

В целом компания потратит на внедрение такой системы в 2010–2011 годах около 300 млн рублей. В МПР России подсчитали, что в целом по стране расходы на внедрение АСУ не должны превысить 5 млрд рублей.

Пожалуй, у предложенной концепции организации повсеместного учета и контроля ПНГ есть один серьезный изъян. Для ее реализации опять-таки потребуются достоверные данные об объемах сжигания газа, к которым при начислении платежей должен применяться грозный коэффициент 1000. Пока система учета не организована, размер штрафного платежа, как представляется, остается вопросом дискуссионным.

Помочь или наказать?

В 2010 году российская нефтедобывающая отрасль заработала около 5,9 трлн рублей. Порядка 3,6 трлн рублей было выплачено в виде налогов и сборов (экспортные пошлины, НДС, налог на прибыль, прочие налоги и сборы). Денежный поток от операционной деятельности оценивается в 1,1 трлн рублей, капитальные вложения — 0,8 трлн рублей, свободный денежный поток — свыше 0,3 трлн рублей.

Эти цифры дали МПР России повод утверждать, что 100-кратное увеличение платежей за факелы — с 340 млн до 34 млрд рублей — на финансовых показателях отрасли существенно не скажется. К тому же фактические платежи за выбросы вырастут гораздо меньше благодаря предлагаемым в проекте постановления механизмам консолидации показателей сжигания.

Аналогичную роль должны сыграть снижение дополнительного коэффициента для недро-

Механизм квотирования позволяет компаниям, достигшим целевого показателя сжигания по всему основному обществу, платить за вредные выбросы в 100 раз меньше

ПНГ с высокой долей вероятности делают экономику добычи отрицательной.

Из проекта постановления следует, что плата за выбросы загрязняющих веществ, обра-

Проект постановления предлагает бороться с отсутствием средств измерений и учета добычи и использования ПНГ увеличением нормативной платы за вредные выбросы в 1000 раз

зующихся при сжигании ПНГ на факельных установках, рассчитывается для каждого юрлица — пользователя недр в зависимости от интегрального и фактического показателей сжигания ПНГ. Соответствующие показатели определяются как процентное от-

В 100 РАЗ ДОРОЖЕ

Подготовленный МПР России проект правительственного постановления «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» предлагает полностью изменить правила исчисления платы за выбросы вредных веществ при сжигании ПНГ на факельных установках.

При этом нормы, на которые нефтяников ориентировало постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках», будут замещены новой директивой.

Прежде всего, обсуждаемые изменения предполагают, что за объемы сжигаемого ПНГ, превышающие 5% от фактической добычи, плата за загрязнение воздуха должна взиматься в 100-кратном размере.

Предлагая столь радикальное решение, министерство исходит из того, что плата за выбросы загрязняющих веществ будет стимулировать нефтяников заниматься созданием мощностей по утилизации ПНГ лишь в том случае, когда ее размер будет сопоставим с необходимыми объемами инвестиций.

По расчетам министерства, для обеспечения целевого показателя сжигания ПНГ необходимы инвестиции в объеме порядка 4800 рублей на каждые 1000 м³. В то же время в 2009 году в консолидированный бюджет РФ поступила плата за выбросы вредных веществ в атмосферный воздух в размере 4,5 млрд рублей. Из этой суммы только 340 млн рублей — плата за выбросы при сжигании ПНГ. Получается, что за каждые 1000 м³ сожженного на факельных установках газа было заплачено лишь 20 рублей. Исходя из этого, министерство делает вывод, что плата должна быть повышена, как минимум, в 100 раз.

При столь высоком уровне экологических платежей капиталовложения в создание мощностей, уменьшающих количество газовых факелов, могут окупиться за два-три года. Это может стать весомым аргументом в тех случаях, когда есть потенциальные возможности для утилизации ПНГ.

Но в отсутствие гарантий доступа к магистральным газопроводам, а также когда мощности собственной электрогенерации на удаленных месторождениях избыточны, финансовые санкции, скорее, приведут к замораживанию нефтедобычи — единственному в такой ситуации рациональному способу погасить факелы.

Впрочем, это в большей степени относится к независимым добывающим компаниям, которые, как правило, разрабатывают одно или небольшую группу соседних месторождений. ВИНК будет предоставлена возможность суммировать и усреднять показатели по утилизации ПНГ и созданию соответствующей инфраструктуры в целом по компании. И это является для них серьезным послаблением.

В частности, средний по ВИНК показатель уровня инвестиций в создание мощностей по утилизации ПНГ предлагается применять при получении вычетов, уменьшающих размер платы за вредные выбросы. Речь идет о том, что если в целом по компании (включая «дочек») накопленные за несколько лет капиталовложения в утилизацию ПНГ превышают размер платы соответствующего периода за вредные выбросы, связанные с работой факельных установок, тогда коэффициент 100 не применяется.

Если отношение накопленных инвестиций к начисленным за соответствующий период экологическим платежам за ПНГ меньше единицы, тогда коэффициент 100 умножается на 1 минус отношение инвестиций к платежам. Так, если инвестиции достигли уровня 60% к плате за загрязнение воздуха, то коэффициент для расчета платы за сверхлимитные выбросы уменьшается до $100 \cdot (1 - 0,6) = 40$, то есть в 2,5 раза.

Разумеется, в теории это очень ценное нововведение, реально стимулирующее непрерывный процесс создания новых объектов для утилизации ПНГ. Однако на практике могут возникнуть препятствия, стирающие ожидаемый позитивный эффект.

С одной стороны, предложенный механизм поощряет «накруты» на себестоимость объектов утилизации ПНГ — чем расходы выше, тем меньше будет размер экологических платежей. Причем, конечный результат в форме ввода в эксплуатацию соответствующих объектов никакой роли в данном случае не играет.

Самодостаточным является процесс расходования денег по соответствующей статье. Кроме того, нефтяники, когда им не выгодно создавать объекты утилизации ПНГ, будут стремиться включить в соответствующую отчетность объекты, имеющие очень отдаленное отношение к снижению количества снижаемого газа.

С другой стороны, предвосхищая названные выше ухищрения нефтяников, правительственные чиновники постараются создать многоступенчатую систему контроля и утверждения смет на создание инфраструктуры утилизации ПНГ. Обсуждаемый проект постановления содержит лишь обобщенный перечень соответствующих расходов (см. «Затраты на полезное использование ПНГ»).

Наряду с этим, оговаривается, что порядок и условия предоставления сведений о плате за выбросы и о понесенных затратах администратору платы устанавливает Минэнерго РФ. Высока вероятность, что доброе начинание будет забюрократизировано, воспользоваться вычетами можно будет далеко не сразу после введения драконовских платежей за сверхлимитные выбросы и отнюдь не в тех масштабах, которые видятся нефтяникам.

пользователей, реализующих проекты по снижению объемов сжигания ПНГ, и неприменение коэффициента для недропользователей, добывающих незначи-

тельные объемы ПНГ с высоким содержанием неуглеводородных компонентов.

Нужно признать, что предлагаемый механизм начисления

платы за вредные выбросы при сжигании ПНГ существенно эффективнее своего предшественника. И он более гибок, более отзывчив к конкретным ситуациям.

ВИНК получают шанс избежать драконовских платежей, если они хотя бы систематически занимаются решением проблемы факелов на нефтяных месторождениях.

Другое дело, решить такую сложную и запущенную проблему, как полезное использование ПНГ, одним лишь ужесточением санкций за сверхлимитное сжига-

Хорошей альтернативой предложениям МПР России является проект закона о ПНГ, который осенью прошлого года внесла на рассмотрение Госдумы РФ группа депутатов и сенаторов

ние газа на факельных установках вряд ли вообще возможно. В мерах принуждения и сейчас нет недостатка.

Например, Кодексом РФ об административных правонарушениях предусмотрены меры ответственности за нарушение правил эксплуатации или неиспользование технических средств, обеспечивающих очистку газов или контроль выбросов в атмосфер-

Законопроект до сих пор не списан в архив. Есть крохотный шанс, что о нем вспомнят и, может быть, даже вынесут положительное решение

ный воздух. Соответствующие требования оговариваются в лицензионных соглашениях и проектных документах.

Но государство мало заботится о создании для недропользо-

МПР России утверждает, что 100-кратное увеличение платежей за факелы — с 340 млн до 34 млрд рублей — на финансовых показателях отрасли существенно не скажется

вателей приемлемых условий, стимулирующих использование ПНГ на месторождениях. К тому же правительство концентрирует внимание на необходимости гасить факелы, но не на наибо-

ЗАТРАТЫ НА ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПНГ

Проект постановления Правительства РФ предлагает относить к затратам на реализацию проектов по полезному использованию ПНГ документально подтвержденные расходы, приводящие к сокращению показателя сжигания ПНГ, в том числе:

- на проектирование, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт систем сбора, подготовки и транспортировки ПНГ;
- на проектирование, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт установок по выработке электроэнергии и тепла, в качестве топлива для которых используется ПНГ, включая строительство, капремонт и реконструкцию электросетей, подстанций и других необходимых объектов, в том числе расходы на подключение электростанций к внешним электрическим сетям;
- на проектирование, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов по закачке ПНГ в пласт;
- на проектирование, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов и систем по повышению нефтеотдачи пластов, использующих ПНГ;
- на приобретение оборудования, не входящего в сметы строек, для нужд вышеперечисленных объектов и систем.

лее эффективным использованием ПНГ.

Хорошей альтернативой является проект закона о ПНГ, который осенью прошлого года внесла на рассмотрение Госдумы РФ группа депутатов и сенаторов (см. «ПНГ: закон о \$70 млрд», НГВ #02'11). Он предлагает реальные стимулы для формирования производственной и газотранспортной инфраструктуры, ориентированной на максимальное экономически эффективное использование ПНГ.

Это, в первую очередь, создание условий для переработки сырья на ГПЗ с целью производства товарных продуктов, которые могут иметь устойчивый спрос на внутреннем и внешних рынках. Это также развитие инфраструктуры для подготовки и реализации товарного газа потребителям, использование ПНГ в качестве сырья для производства моторного топлива.

Законопроект предусматривает и создание экономических условий для ускоренного расширения производственной базы глубокой переработки ПНГ, в том числе посредством государственной финансовой поддержки инвесторов и бюджетных инвестиций. Такие меры особенно актуальны для недропользователей, осуществляющих разработку месторождений с невысоким уровнем добычи, а также место-

рождений, удаленных от мест переработки ПНГ.

Между прочим, оказание недропользователю финансовой государственной поддержки, стимулирующей утилизацию ПНГ, является распространенной практикой в государствах, участвующих в разработке месторождений нефти (США, Норвегия, Германия, Франция, ЮАР, Австралия, Индия, Кувейт и другие). По информации Минэнерго РФ, законодательствами этих стран предусматривается, что в случаях, когда по оценкам недропользователя добыча ПНГ нерентабельна, он обязан безвозмездно передать этот газ государству, которое берет на себя все затраты и риски, связанные с его утилизацией.

Понятно, что такой законопроект не вызвал восторга в правительственных кругах. С ноября 2010 года этот документ лежит без движения в Комитете ГД по энергетике. Робкий оптимизм внушает лишь то, что законопроект до сих пор не отозван. Есть крохотный шанс, что о нем вспомнят и, может быть, даже вынесут положительное решение.

Но, пожалуй, это не вопрос повестки дня нынешнего состава парламента и нынешнего правительства. Самое полезное, что может сделать этот депутатский корпус, — не торопиться со списанием законопроекта в архив. ■



Международный форум www.lawtek.ru ПравоТЭК'2011

г. Москва, 15–18 ноября 2011 года



При поддержке и участии:

Минприроды России
Роснедра
Росприроднадзора
РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина
МКАС при ТПП РФ
Третейского Суда ОАО "Газпром"

Организатор:

Группа изданий "ПравоТЭК"

ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ ФОРУМА

НЕФТЕГАЗ ЭНЕРГЕТИКА
ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

ОРГКОМИТЕТ ФОРУМА

Москва, ул. Зацепы, д.23
Тел. (499) 235-4788, (499) 235-2549,
(499) 787-7022, (499) 787-7685
Факс: (499) 235-2361
e-mail: order@oilgaslaw.ru
<http://conference.lawtek.ru/>



15–17 ноября 2011 г. Ежегодный практический семинар **Налоги и ТЭК-2012**

Гостиница «Татьяна»



17–18 ноября 2011 г. Всероссийская конференция **Недропользование в России: государственное регулирование и практика**

Конгресс-Центр ТПП РФ



15–16 ноября 2011 г. Международная конференция **Нефтегазовые контракты: русская практика и международный опыт**

Конгресс-Центр ТПП РФ



Международный форум
www.lawtek.ru
ПравоТЭК'2011

СЕРОЙ ЗОНОЙ ЗАРУБЕЖНЕФТИ ПРИДЕТСЯ ПОДЕЛИТЬСЯ



«Зарубежнефть» давно добивается права работать на шельфе. О своем интересе к разработке месторождений в Баренцевом и Печорском морях она заявляла еще в 2008 году. Но парадоксы внесенных весной того же года изменений в российское законодательство исключили компанию из числа претендентов: подконтрольная государству «Зарубежнефть» не имеет пятилетнего опыта работы на российском шельфе, хотя и трудится на шельфах Вьетнама, Кубы, Туркмении.

Лицензии на шельфовые месторождения в России выдаются без проведения конкурсов или аукционов, недропользователь определяется постановлением правительства. И такая задача решалась поддержанным государством вхождением в состав компании «Арктикморнефтегазразведки» (АМНГР).

Предвосхищая поглощение, «Зарубежнефть» подала в Роснедра заявки на лицензионные участки Тюлений блок на Каспии и свод Федынского в Баренцевом море. Об этом на Петербургском международном экономическом форуме сообщил глава компании Николай Брунич.

Право на шельф «Зарубежнефть», безусловно, получит, но вот исследовать Арктику придется уже с иностранными партнерами. Время, когда это можно было бы сделать самим с коммерческой выгодой для страны, безвозвратно упущено...

В рамках предстоящих работ на шельфе «Зарубежнефть» рассчитывает предстоящей осенью завершить консолидацию в своей структуре АМНГР. Чиновники никуда не томятся.

Указ Д.Медведева от 23.04.10 поручал правительству России передать АМНГР «Зарубежнефти» до середины января 2011 года. «Зарубежнефть» обязали оплатить актив, прове-

дя допэмиссию в пользу государства, в то время как правительству было поручено провести все необходимые преобразования в течение прошлого года. Однако процесс перевода ФГУП в ОАО затянулся.

Серое в белое

В России обещанного три года ждут, так что Н.Бруничу еще повезло. Тем временем «Зарубеж-

нефть» намерена привлечь к освоению Федынского месторождения норвежскую Statoil и французскую Total, с которыми российская компания уже имеет опыт работы в рамках освоения Харьягинского месторождения.

Предварительные переговоры уже прошли, и обе компании проявляют большой интерес к проектам на российском шельфе. Партнерство, скорее всего, будет строиться на условиях соинвестирования, возможны кредиты в рамках совместного предприятия, где контрольный пакет будет у «Зарубежнефти».

Расположенный в «серой зоне», свод Федынского много лет являлся предметом спора между Россией и Норвегией. Проблема разрешена соглашениями о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане, ратифицированными Стортингом и Государственной Думой и 7 июля вступившими в силу.

Интерес Норвегии к совместным работам в «серой зоне» понятен: ресурсы нефти и газа этой страны составляют лишь 3,2 млрд м³, многим меньше, чем запасы Штокмана. Но и от «Зарубежнефти» новые проекты потребуют значительных финансовых вложений. В этом году инвестиционная программа составила порядка 32 млрд рублей, что почти в два раза выше прошлогодних 18,6 млрд.

Бесцельно прожитые?

«Мучительно больно» далеко не всем. В последний раз сейсморазведку 2D на своде Федынского, на который претендует «Зарубежнефть», проводило мурманское предприятие ОАО «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) еще в 1982 году.

Генеральный директор СМНГ Константин Долгунов говорит, что обращался и в Минприроды, и в Роснедра с предложением начать работы по сейсморазведке на поднятии Федынского даже за счет собственных средств СМНГ, но оно не нашло поддержки.

Даже несмотря на то, что специалисты СМНГ переработали ранее полученную информацию по современным методам и полу-

АРКТИКОМОРНЕФТЕГАЗРАЗВЕДКА

Именно эта компания стала первооткрывателем новой крупной сырьевой базы России, соизмеримой по своему потенциалу с прилегающими районами Западной Сибири и европейского Севера. Именно специалисты АМНГР первыми в СССР освоили технологические приемы и методы бурения скважин с буровых судов, полупогружных и самоподъемных буровых установок в суровых условиях Арктики.

На шельфе Баренцева, Печорского морей и Обской губы было построено 58 и испытано 38 скважин, открыто полтора десятка уникальных и крупных месторождений нефти и газа, запасы России были приращены на 7 млрд тонн условного топлива, а на каждую законченную строительством скважину прирост промышленных запасов составил 99,3 млн тонн.

Сегодня в России лишь АМНГР единственное предприятие, способное собственными силами обеспечить выполнение полного комплекса морских поисково-разведочных работ, включая проектирование, строительство скважин, научную обработку полученных данных и подсчет запасов.

АМНГР имеет в своем составе производственную базу с развитой береговой инфраструктурой, складскими и ремонтными площадками и помещениями, станочным парком, протяженную причальную линию.

Это дает возможность осуществлять весь комплекс работ и услуг по обслуживанию производственных объектов, поддержанию в работоспособном состоянии судов, буровых установок, вести их сезонную подготовку на местах зимнего отстоя.

Немаловажно и то, что АМНГР имеет собственные средства по ликвидации разливов нефти, а также школу профессионально-технического обучения по 65 профессиям.

В активе компании сейчас находится 25 судов, включая две самоподъемные буровые установки «Мурманская» и «Кольская», которые прошли модернизацию и соответствуют современным требованиям. СПбУ «Мурманская» работает на шельфе Вьетнама, а «Кольская» по контракту с ООО «Газфлот» выполнит работы по бурению скважины «Первоочередная №1» на Западно-Камчатском лицензионном участке шельфа Охотского моря.

Есть в активе компании и уникальное буровое судно «Валентин Шашин» с динамическим позиционированием, не имеющее аналогов в России. Построенное в 1982 году финской компанией Rauma Repola, оно прошло три модернизации в 1991, 1997–1998 и 2006–2007 годах и отвечает всем современным требованиям.

Достаточно сказать, что с него можно бурить скважины глубиной 6200 метров, при глубине воды до 1350 метров. В случае приближения льдов судно может, отстыковав противовыбросовое оборудование от буровой плиты на дне моря, за три минуты уйти с точки бурения.

Это буровое судно долгое время находилось в аренде у норвежских компаний ARBA AS и Venture Drilling AS и носило название Deep Venture. Росимущество приняло меры к возвращению уникального бурового судна в страну. АМНГР является единственной буровой компанией, физически способной на этапе геологоразведочных работ работать в Арктике, т.к. имеющиеся буровые установки позволяют проводить буровые работы в диапазоне глубин моря от 10 до 1000 метров.

После выявления перспективных структур можно было бы приступить к исследованиям 3D уже по заказу нефтегазовых компаний, а затем, к геохимическим и буровым работам.

Указ президента от 23.04.10 поручал правительству передать АМНГР «Зарубежнефти» до января 2011 года: процесс перевода ФГУП в ОАО затянулся

Но государство с 2003 года сняло с себя заботу о поисковой геологии. В итоге за последние четыре года ни одно из научно-исследовательских судов СМНГ не было задействовано для сейсморазведки на арктическом шельфе, о буровых работах и говорить не приходится.

Тем временем «Зарубежнефть» намерена привлечь к освоению Федынского месторождения Statoil и Total

Вот и получается, что НИС «Академик Шатский» и «Академик Лазарев» решают тактические задачи на норвежском шельфе, «Профессор Рябинкин» на трассе прокладки «Южного потока» в Черном море, «Академик Немчинов», имеющий прекрасное оборудование для проведения сейсморазведки 3D, помогает Украине в Черном море, а затем, возможно, отправится на Каспий.

Интерес Норвегии к совместным работам в «серой зоне» понятен: ее ресурсы газа составляют 3,2 млрд м³ — почти как запасы Штокмана

«Искатель» и «Профессор Полшков» трудятся в Юго-Восточной Азии. Только НИС «Геоарктик», взятое в аренду у АМИГЭ, потрудится в Восточно-Сибирском море, да и то по научной программе в интересах США. Появится в СМНГ и еще одно современнейшее судно, которое мурманчанам будет передано в оперативное управление, но будет использоваться... на Черном море в интересах «Роснефти».

Пятерка государству за тактику и двойка за стратегию!? 

чили более подробные данные по выявленным структурам.

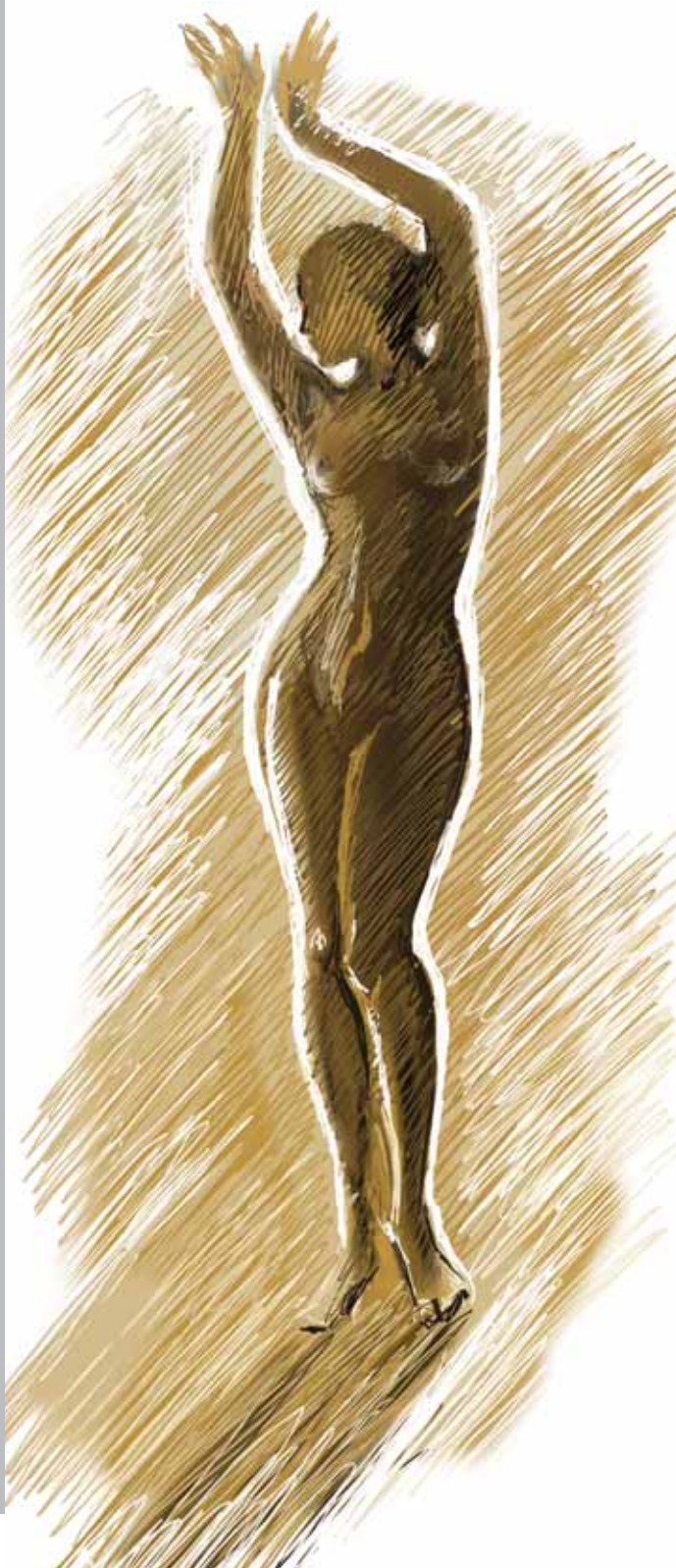
К проведению сейсморазведки 2D в российском секторе «серой зоны» СМНГ и сейчас готова привлечь свое научно-исследовательское судно «Академик Шатский», оснащенное самой современной техникой, имеющее десятикилометровую косу для получения данных по 10 тыс.

погонных километров. Цена вопроса — \$10 млн.

Затраты окупятся бы с лихвой, т.к. интерес к «серой зоне» огромен, особенно к поднятию Федынского и к перспективным структурам Рыбачинская, Курчатовская, Варяжская, если учесть, что России достался более перспективный участок шельфа Баренцева моря, нежели нашим северным соседям.

60-66-90 ≠ 90-60-90

ИДЕАЛЬНЫХ НАЛОГОВ НЕ БЫВАЕТ?



С ноября 2004 года по январь 2011-го российский downstream развивался в условиях дифференцированных экспортных пошлин на нефтепродукты и отсутствия контроля над ходом модернизации НПЗ. Плачевными результатами такого подхода к отраслевому регулированию стали резкий рост объемов экспорта темных нефтепродуктов и бензиновый кризис, разразившийся в апреле 2011 года. Нефтеперерабатывающая отрасль не смогла обеспечить страну достаточным количеством бензина, соответствующего нормам Евро-3.

Решать проблемы российской нефтепереработки власть намерена обязательной модернизацией НПЗ, закрепленной в специальных соглашениях, а также с помощью обновленной налоговой системы «60-66-90», которая призвана стимулировать инвестиционную активность как в добыче, так и в переработке. Вступающая с 1 октября в силу налоговая система оставляет в отрасли гораздо больше денег, чем ныне действующая. Однако обольщаться насчет щедрого подарка правительства не стоит. За четыре года эти средства едва ли покроют половину средств, необходимых для финансирования масштабных проектов по модернизации нефтепереработки.

На перечисление санкций, которые могут применяться к компаниям, не выполняющим программы модернизации НПЗ, не хватает пальцев одной руки. А еще отрасль столкнется с целым рядом рисков — от искусственно заниженной ВНД проектов строительства бензиновых мощностей до прямого вмешательства чиновников в работу рынка нефтепродуктов. Наконец, не ясно, просуществует ли налоговая система «60-66-90» хотя бы год или правительство уже через три месяца найдет поводы для ее усовершенствования.

Как поведут себя нефтяники в таких условиях: кинутся вкладывать деньги в переработку и добычу или будут искать любые пути экономии на инвестициях? Верить в лучшее или оставаться реалистом?

Последние несколько лет чиновники периодически делали заявления относительно выравнивания пошлин на светлые и темные нефтепродукты. В разное время озвучивались различные коэффициенты: от 55% до 80–90% ставки пошлины на нефть. Цель изменения налоговой системы — стимулировать инвестиции в НПЗ, в частности, в увеличение глубины переработки сырья.

Первый проект скорректированной системы налогообложения экспорта нефтепродуктов появился в ноябре 2010 года. Тогда стало известно, что заинтересованные ведомства согласовали поэтапную унификацию ставок экспортных пошлин.

В 2011 году ставка пошлины на светлые нефтепродукты должна составить 67% нефтяной, на темные — 46,7%, в 2012 году пошлина на светлые нефтепродукты должна понизиться до 64% нефтяной, на темные — повыситься до 52,9%, а с 2013 года должна вступить в силу единая пошлина на светлые и темные нефтепродукты в размере 60% ставки на нефть.

В конце декабря 2010 года премьер-министр подписал постановление правительства №1155, в котором содержались ставки экспортных пошлин на нефтепродукты. Обновленная система налогообложения экспорта нефтепродуктов начала действовать с февраля 2011 года.

Не успела новая методика расчета экспортных пошлин на нефтепродукты вступить в силу, как чиновники усомнились в ее эффективности. И их сомнения вполне оправданны.

Во-первых, состоявшееся повышение пошлины на мазут не стало стимулом к инвестициям в глубокую переработку нефти. По данным Минэнерго, в январе-июле 2011 года в России переработано 148,7 млн тонн нефтяного сырья. Переработка нефти выросла на 6,5 млн тонн, или на 4,5% в годовом выражении.

Производство мазута в январе-июле выросло на 2,5 млн тонн, или на 6,2% в годовом выражении. Таким образом, статистика наглядно подтверждает неэффективность первого этапа унифика-

ции пошлин на нефтепродукты: объемы переработки — как ни в чем не бывало — увеличиваются за счет «первички», а производство мазута по-прежнему растет опережающими темпами в сравнении с переработкой нефти.

Во-вторых, отрасли было обещано полноценное обновление налоговой системы, а не просто унификация пошлин на нефтепродукты. Одна из целей обновления заключается в стимулировании инвестиций в разведку и добычу, без которых не получится в течение длительного времени удерживать добычу нефти выше 500 млн тонн в год — официального уровня, названного В.Путиным.

Из 60-66 в 60-66-90

Решением стала налоговая система «60-66». Первая цифра означает процент от разницы между ценой мониторинга нефти и ценой отсечения в формуле расчета нефтяной пошлины: его понижают с 65 до 60, в результате чего снижается ставка. На нефтепродукты устанавливается единая экспортная пошлина в размере 66% нефтяной.

Этот вариант не стал финальным. Когда в апреле 2011 года Россию сотряс бензиновый кризис, одной из первых ответных мер правительства стало повышение пошлины на автомобильный бензин до 90% ставки на нефть с мая, а с июня заградительная экспортная пошлина была распространена на нефть. В итоге заградительная пошлина на все бензины стала элементом обновленной налоговой системы.

Минфин считает сохранение повышенной пошлины на бензины залогом эффективности системы «60-66-90», очевидно, для бюджета страны. Для автомобилистов сохранение повышенной пошлины на бензины в некоторой степени благо. Ценообразование на российском рынке нефтепродуктов основывается на экспортном паритете, то есть, чем выше пошлина, тем ниже эффективность экспорта и потенциально ниже цена на внутреннем рынке.

На этом шлифование налоговой системы не завершилось. В

втором киришском совещании, которое состоялось в июле 2011 года, В.Путин раскритиковал нефтяников за срыв программы мо-

Одна из целей обновления налогообложения — стимулирование инвестиций в upstream, без которых не удержать добычу нефти выше уровня 500 млн тонн в год

дернизации НПЗ и пообещал, что с 2015 года ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты будет уравнена с нефтяной.

В подписанном премьером постановлении правительства №716 от 26 августа 2011 года предусмотрено, что с 2015 года

Решением стала налоговая система «60-66-90»: кто выиграет и кто проиграет от ее введения?

пошлина на темные нефтепродукты составит 100% нефтяной. Вспомнив историю разработки обновленной налоговой системы, разберемся, кто выиграет и кто проиграет от ее введения (см.

Учитывая множество выгод, предоставляемых отрасли налоговой системой «60-66-90», не удивительно, что она и оставит в отрасли больше всего денег

«Выигравшие и проигравшие: госбюджет и отрасль»).

Выигравшие и проигравшие: компании

Цель налоговой системы «60-66-90» заключается в частичном переносе налогового бремени с

Причина высокой эффективности системы «60-66-90» — снижение пошлины на сырую нефть: отрасль экономит \$7,7 млрд

добычи на переработку. В результате маржа ВИНК в сегменте upstream должна возрасти, а в переработке и сбыте, напротив, сни-

зиться. Работает это следующим образом.

Это с лихвой компенсирует рост пошлины на темные нефтепродукты, а также заградительные пошлины на автобензин и нефть

В условиях налоговой системы, действовавшей до февраля 2011 года, дифференциал между пошлиной на сырую нефть и по-

Наибольшую выгоду получают нефтедобывающие компании, экспортирующие сырье и реализующие его на внутреннем рынке

шлиной на корзину из половины светлых и половины темных нефтепродуктов при цене Urals \$110/bbl составляет \$198,8/т.

В системе «60-66-90» дифференциал между пошлиной на сырую нефть и пошлиной на корзину из 15% бензинов и 85% остальных нефтепродуктов в аналогичных рыночных условиях составляет \$122,1/т. Если рассматривать вертикально интегрированную компанию, то ее потенциальная экономия на экспортных пошлинах за счет переработки нефти и экспорта нефтепродуктов сокращается на \$76,7/т.

Обновление налоговой системы окажет сильное влияние не только на экономику ВИНК. Наибольшую выгоду получают нефтедобывающие компании, экспортирующие сырье и реализующие его на внутреннем рынке. В случае экспорта нефти производители сырья получают прямую экономию на экспортной пошлине, а в случае продажи сырья на внутреннем рынке выгода окажется опосредованной. Ценообразова-

ние на российском рынке нефти основывается на экспортном паритете, поэтому за счет роста netback повысится внутренняя цена сырья.

Основными проигравшими окажутся переработчики, вообще не обеспеченные собственным сырьем либо закупающие на рынке какую-то его часть. Ущерб придет сразу с двух сторон. Во-первых, цена закупки сырья вырастет за счет повышения netback. Договориться с производителями нефти о скидках будет непросто. В настоящее время на российском рынке растут объемы сырья, реализуемого по формульной цене. Этот способ расчета между добывающими компаниями и переработчиками основан на привязке цены нефти к netback в течение месяца поставки.

Цены на светлые нефтепродукты повысятся. Так, в системе «60-66-90» при цене Urals

БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



www.ngv.ru

ВЫИГРАВШИЕ И ПРОИГРАВШИЕ: ГОСБЮДЖЕТ И ОТРАСЛЬ

Четыре варианта системы налогообложения нефтяного экспорта показаны на рис. 1–4. На первом — предыдущая налоговая система, действовавшая с ноября 2004 года по январь 2011 года, на втором — налоговая система по состоянию на лето 2011 года, на третьем — проект налоговой системы на 2013 год согласно исходному постановлению правительства №1155, и на четвертом — система «60-66-90». На всех рисунках показаны ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в зависимости от цены Urals на европейском рынке.

В первых трех налоговых системах пошлины на сырую нефть одинаковые. Так, при цене Urals \$110/bbl пошлина в первых трех системах составляет \$432,5/т, а в системе «60-66-90» она снижается до \$401,5/т. При текущей конъюнктуре мирового рынка система «60-66-90» позволяет компаниям экономить на каждой тонне экспортированной нефти примерно \$31. Отличная выгода, особенно на фоне объемов экспорта сырой нефти.

Экспортная пошлина на светлые нефтепродукты в системе «60-66-90» при цене Urals \$110/bbl оказывается

При текущей конъюнктуре мирового рынка система «60-66-90» позволяет компаниям экономить на каждой тонне экспортированной нефти примерно \$31

нее ставки произошло за счет базы для расчета, в роли которой выступает пошлина на сырую нефть. Отрасль опять в выигрыше.

Экспортная пошлина на светлые нефтепродукты в системе «60-66-90» при цене Urals \$110/bbl оказывается на \$38,8/т ниже, чем до февраля 2011 года

Пошлина на темные нефтепродукты в системе «60-66-90» при цене Urals \$110/bbl будет на \$63/т выше по сравнению с действующей налоговой системой и на \$101,3/bbl по сравнению с системой, действовавшей до

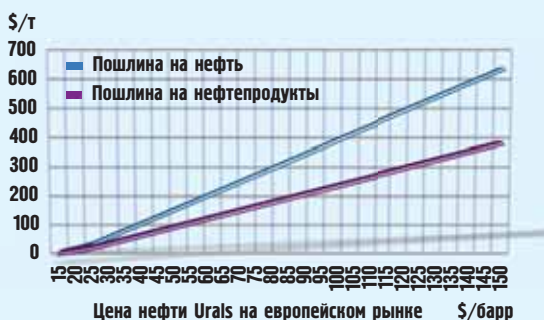
Рис.1 Старая налоговая система



на \$38,8/т ниже, чем в налоговой системе, действовавшей до февраля 2011 года. И снова замечательная выгода. Нефтяники ощутят ее при экспорте дизельного топлива, газойля и авиакеросина и опосредованно при продаже средних дистиллятов на внутреннем рынке, когда за счет роста netback повысится внутренняя цена.

Заградительная пошлина на бензины в системе «60-66-90» при цене Urals \$110/bbl будет на \$27,9/т ниже по сравнению с действующей налоговой системой. Сниже-

Рис.3 Проект налоговой системы на 2013 год (старая версия постановления №1155)



февраля 2011 года. Пожалуй, это единственный проигрыш нефтяников.

Заградительная пошлина на бензины в системе «60-66-90» при цене Urals \$110/bbl будет на \$27,9/т ниже по сравнению с действующей налоговой системой

Рис.2 Действующая налоговая система

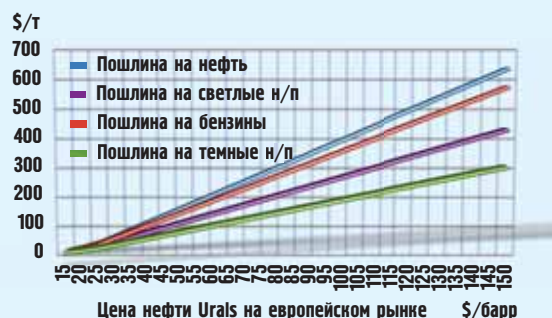


Рис.4 Налоговая система «60-66-90»



Табл.1 Сравнение налоговых систем

Объем экспорта	2010 г., млн т	Старая налоговая система		Действующая налоговая система		Проект налоговой системы на 2013 год (старая версия постановления №1155)		Налоговая система «60-66-90»	
		Пошлина, \$/тонна	Поступления от пошлины, \$ млрд	Пошлина, \$/тонна	Поступления от пошлины, \$ млрд	Пошлина, \$/тонна	Поступления от пошлины, \$ млрд	Пошлина, \$/тонна	Поступления от пошлины, \$ млрд
Нефть и СГК	250,5	432,5	108,3	432,5	108,3	432,5	108,3	401,5	100,6
Нафта НПЗ	11,3	303,8	3,4	389,3	4,4	259,5	2,9	361,4	4,1
Автобензин	3,3	303,8	1,0	389,3	1,3	259,5	0,9	361,4	1,2
Авиакеросин	1,2	303,8	0,4	289,8	0,3	259,5	0,3	265,0	0,3
Дизельное топливо	37,7	303,8	11,5	289,8	10,9	259,5	9,8	265,0	10,0
VGO	12,0	163,7	2,0	202,0	2,4	259,5	3,1	265,0	3,2
Мазут	57,6	163,7	9,4	202,0	11,6	259,5	14,9	265,0	15,3
Всего, нефть			108,3		108,3		108,3		100,6
Всего, нефтепродукты			27,6		31,0		31,9		34,0
Всего, нефть и нефтепродукты			136,0		139,4		140,3		134,6

Условия: объемы экспорта за 2010 год, пошлины рассчитаны от цены Urals \$110/bbl

А теперь прикинем, какая система налогообложения нефтяного экспорта оставит в отрасли больше денег при цене Urals \$110/bbl. В расчет заложим объемы экспорта нефти и нефтепродуктов за 2010 год (экспортировано 250,5 млн тонн нефти, 11,3 млн тонн нафты, 3,3 млн тонн

Пошлина на темные нефтепродукты в тех же условиях будет на \$63/т выше действующей налоговой системы: это единственный проигрыш нефтяников

автомобильного бензина, 1,2 млн тонн авиакеросина, 37,7 млн тонн дизельного топлива, 12 млн тонн вакуумного газойля и 57,6 млн тонн мазута). Оценки представлены в табл.1.

Учитывая множество выгод, предоставляемых отраслью налоговой системой «60-66-90», не удивительно, что она и оставит в отрасли больше всего денег. В рамках наших допущений суммарные поступления в виде по-

шлин от сырой нефти и корзины нефтепродуктов в налоговой системе «60-66-90» оцениваются в \$134,6 млрд. Это минимальный показатель среди четырех проанализированных вариантов.

Так, в условиях налоговой системы, действовавшей до февраля 2011 года, поступления оцениваются в \$136 млрд, в условиях действующей системы — в \$139,4 млрд, и в условиях проекта на 2013 год, согласно первоначальной версии постановления №1155, — в \$140,3 млрд.

Причина высокой эффективности для отрасли системы «60-66-90» заключается в снижении пошлины на сырую нефть. С учетом принятых нами допущений отрасль экономит \$7,7 млрд. Это с лихвой компенсирует рост пошлины на темные нефтепродукты, а также заградительные пошлины на автобензин и нафту.

В правительстве также понимают, что система «60-66-90» сулит бюджету выпадающие доходы. В СМИ сообщалось, что один из чиновников, участвовавших в обсуждении обновленной налоговой системы, оценил потери бюджета в 40 млрд рублей в год. □

\$110/bbl заградительная пошлина на бензины снижается на \$27,9/т по сравнению с действующей налоговой системой, а пошлина на остальные светлые нефтепродукты снижается на \$24,8/т. Тем не менее, в обоих случаях пошлина на продукты снижается на меньшую величину, чем пошлина на нефть.

Экспортная пошлина на темные нефтепродукты, наоборот, значительно возрастет. Это приведет к существенному снижению эффективности экспорта мазута, а также к падению его цены на внутреннем рынке.

В наихудшем положении окажутся переработчики, закупующие на рынке 100% нефти, и за-

воды с высокой долей темных нефтепродуктов в структуре производства. В России немало таких предприятий. В эту группу попадают почти все мини-НПЗ, и ранее чиновники открыто заявляли, что новые пошлины погубят эти заводы. Средним НПЗ тоже придется несладко. Афиппский, Краснодарский, Ильский, Новошахтинский и Антипинский НПЗ, а также Славянский битумный завод перерабатывают закупаемое на рынке сырье и обладают мощностями лишь по первичной переработке нефти.

Понесут убытки и некоторые крупные НПЗ, в частности, ТАИФ-НК, «Газпром нефтехим Салават» и Хабаровский НПЗ, кото-

рые перерабатывают покупную нефть. Плюс «Орскнефтеоргсинтез», недавно проданный «Русс-Нефтью», в результате чего завод больше не обеспечен собственным сырьем. Уфимская группа НПЗ перерабатывает собственную башкирскую нефть и покупную западносибирскую.

По оценкам Банка Москвы, потери «Башнефти» от введения системы «60-66-90» составят \$180 млн в год и ТАИФ-НК — \$300–350 млн в год. Убытки «Татнефти» по проекту НПЗ «ТАНЕКО» Банк Москвы оценивает примерно в \$200 млн в год. Президент «Башнефти» Александр Корсик ранее оценивал потери компании в \$150 млн в год. Чиновник, участвовав-



Организатор:
VOSTOCK CAPITAL

6-7 октября 2011 **Москва** **РЫНОК LPG:**
международная **ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ**
практическая **LPG** **И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
конференция

Госрегулирование и практические аспекты экспорта и реализации LPG (таможня, налоги и акцизы)

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

Развитие инфраструктуры: основные маршруты и экономика перевозок; LPG терминалы СНГ и Европы и стандарты работы с ними

Планы мировых нефтяных компаний по добыче сланцевого газа в Восточной Европе: реальность и перспективы

Ценообразование и управление ценовыми рисками при торговле LPG

Перспективы LPG в качестве альтернативного моторного топлива в России

Текущее состояние и перспективы производства и потребления LPG в России, СНГ, Восточной Европе и в мире

Господдержка производства LPG и развития нефтехимической отрасли

УЧАСТНИКИ :

- Ведущие производители LPG России и СНГ
- Представители Министерства Энергетики, Министерства Финансов, Центральной Энергетической Таможни ФТС РФ, ЦДУ ТЭК
- Представители нефтехимической отрасли
- Эксперты и аналитики международных консалтинговых компаний
- Конечные потребители российского СУГ Центральной и Восточной Европы
- Главные игроки транспортно-логистической цепочки: Российские/Европейские терминалы, порты, ЖД компании
- Инспектирующие компании

КОНТАКТЫ:

www.vostockcapital.com
email: OVasilieva@vostockcapital.com
тел.: (495)543-79-19 (Москва)
тел.: +442073943090 (Лондон)

МЕДИАПАРТНЕРЫ МЕРОПРИЯТИЯ



European
LPG
Association



РОССИЙСКОЕ
ГАЗОВОЕ
ОБЩЕСТВО

Конференция проходит при поддержке
Европейской Ассоциации LPG и
Российского Газового Общества.



OilMARKET



Агентство
Нефтегазовой
Информации
www.aigpl.ru

Oil & Gas Eurasia



Информационный Центр
КОРТЕС

ший в совещаниях, оценил потери «Башнефти» за четырехлетний период в 15–16 млрд рублей и ТАИФ-НК — в 37 млрд.

В настоящее время прорабатывается возможность предоставления компенсаций «Башнефти» и «Татнефти». В Кири-

Введение налоговой системы «60-66-90» позволит нескольким крупным ВИНК зарабатывать до \$2,5 млрд в год без дополнительных усилий

шах-2 А.Корсик просил обнулить НДС для месторождений с содержанием серы в нефти выше 4,5%. По словам чиновников,

Основными проигравшими окажутся переработчики, вообще не обеспеченные собственным сырьем либо закупающие на рынке какую-то его часть

принципиальное решение о предоставлении льгот по НДС принято, но детали еще прорабатываются. Пожалуй, в этой ситуации наиболее важен тот факт, что льготы будут предоставлены выборочно и лишь крупным ВИНК.

По оценкам Банка Москвы, потери «Башнефти» от введения системы «60-66-90» составят \$180 млн в год и ТАИФ-НК — \$300–350 млн в год

Большинство ВИНК от введения налоговой системы «60-66-90» выиграют, подсчитали в Банке Москвы. Дополнительная годовая прибыль ТНК-ВР составит \$608

Общая стоимость программы модернизации оценивается примерно в 570 млрд рублей: правительство готово компенсировать нефтяникам до 50% затрат

млн, «Роснефти» — \$894 млн, «Сургутнефтегаза» — \$287 млн, ЛУКОЙЛа — \$360 млн, «Газпром нефти» — \$165 млн. По оценкам

аналитиков, введение налоговой системы «60-66-90» позволит нескольким крупным ВИНК зарабатывать до \$2,5 млрд в год без дополнительных усилий. «Татнефть» получит дополнительную прибыль в \$200 млн, но с учетом убытка по проекту «ТАНЕКО» компания выйдет «в ноль».

Раздел пирога: upstream

Разобравшись с выигравшими и проигравшими, попробуем понять, какова вероятность расходования дополнительных средств по назначению, то есть, их вложения в добычу и глубокую переработку нефти.

Снижением пошлины на нефть правительство намерено повысить экономическую эффективность добычи и экспорта сырья. По идее, это должно привести к увеличению экспорта нефти, ведь при текущей конъюнктуре мирового рынка netback за счет корректировки налоговой системы автоматически увеличивается примерно на 1000 руб./т.

Другой вопрос, насколько эффективен этот стимул для масштабного выхода компаний в новые районы нефтедобычи. Просто оставить в отрасли деньги без обязательств со стороны ВИНК инвестировать их в новые проекты по добыче недостаточно. Мы в этом убедились на примере с нефтепереработкой. Правительство в конце 2004 года поддержало переработчиков, введя дифференцированные экспортные пошлины на нефтепродукты, а взамен получило резкий рост экспорта мазута, два топливных кризиса в 2011 году, срыв перехода на Евро-3 и неисполнение программы модернизации НПЗ некоторыми ВИНК.

По всей видимости, позитивный эффект обновленной налоговой системы в сегменте upstream будет избирательным. Скорее всего, нефтяные компании сосредоточатся на поддержании уровня добычи нефти в традиционных регионах, в частности, в Западной Сибири. Что же касается новых масштабных проектов, нефтяники будут подходить к ним весьма осторожно, тем самым стимулируя правительство к введению си-

стемы налогообложения финансового результата. Эта мера уже не раз обсуждалась, и предполагается, что на первом этапе она будет действовать в отношении новых upstream-проектов.

Раздел пирога: downstream

Перспективы нефтепереработки выглядят более радужными. Ведь помимо дополнительных финансовых ресурсов появляется система контроля и санкций за срыв программ модернизации НПЗ.

Сейчас нефтяники оказались загнанными в угол. ВИНК подписали соглашения с ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом о стабилизации ситуации на рынке нефтепродуктов. Компании обязуются до 2015 года модернизировать НПЗ для перехода на производство качественных нефтепродуктов и с 2015 года обеспечить достаточное производство моторных топлив и их предложение на внутреннем рынке.

Сообщалось, что в рамках соглашений нефтяные компании обязуются с 2015 года продавать на внутреннем рынке 20% добываемой нефти в виде светлых нефтепродуктов. В.Путин в Кириши-2 пообещал, что в случае срыва обязательств по модернизации нефтепереработки к нефтяным компаниям будут применяться санкции, в том числе «изъятие необоснованно полученной прибыли».

На недавнем заседании правительственной комиссии по ТЭК были выработаны меры, которые будут применяться к компаниям-нарушителям. Роснедра при организации аукционов будут учитывать исполнение программ модернизации НПЗ компаниями, и претендентам может быть отказано в праве бороться за участки.

Федеральная таможенная служба будет осуществлять детальную проверку полноты и своевременности уплаты сборов и платежей без предоставления отсрочек компаниям, чьи заводы не обладают мощностями по вторичной переработке нефти и (или) не осуществляют модернизацию НПЗ.

Ранее ФАС заявляла, что в случае невыполнения компаниями взятых на себя обязательств в



25-28 октября 2011

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

13-я межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

Официальная поддержка:

Правительство Пермского края,
Администрация города Перми,
Торгово-промышленная палата Пермского края

Профессиональная поддержка:

Представитель президента
ОАО «Лукойл» в Пермском крае,
Региональное объединение работодателей
Пермского края «Сотрудничество»



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Место проведения

Специализированный
выставочный комплекс
«Пермская ярмарка»

614077, Россия, Пермь,
бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58
www.expoperm.ru

Время работы выставки

25 октября: 12.00-18.00
26-27 октября: 10.00-18.00
28 октября: 10.00-15.00

рамках антимонопольного законодательства будут возбуждаться дела. По результатам рассмотрения дел могут применяться санкции, в том числе изъятие необоснованно полученного дохода.

Чтобы у нефтяников не возникло соблазна нарастить экспорт сырой нефти в ущерб переработке и опосредованно оголить внутренний рынок нефтепродуктов, В.Путин пригрозил скорректиро-

вать, чем существует в настоящее время, а мощности гидрокрекинга необходимо нарастить в четыре раза. Общая стоимость программы оценивается примерно в 570 млрд рублей.

По оценкам аналитиков, крупнейшие компании за счет введения системы «60-66-90» ежегодно экономят до \$2,5 млрд, значит, за четыре года суммарная экономия может достичь \$10 млрд. Получается, правительство готово компенсировать нефтяникам до 50% затрат на модернизацию НПЗ.

В итоге мы имеем более-менее сбалансированную систему мер, в которую входят как кнуты, так и пряники. Есть серьезные основания полагать, что на этот раз программа по модернизации нефтепереработки не будет провалена. Хотя без двух ложек дегтя все же не обошлось.

Бензин стал аутсайдером

Налоговая система «60-66» задумывалась с целью стимулирования инвестиций в нефтепереработку и насыщения внутреннего рынка светлыми нефтепродуктами, однако в процессе обсуждения к ней добавился аппендикс «-90». В настоящее время российский рынок автобензина является наиболее дефицитным, но «по иронии судьбы» система «60-66-90» хуже всего стимулирует инвестиции именно в бензиновые процессы.

По данным Минэнерго, в условиях налоговой системы, действовавшей до февраля 2011 года, внутренняя норма доходности проекта строительства комплекса каталитического крекинга VGO мощностью 2 млн тонн в год составляла 11%. В условиях налоговой системы, действовавшей летом 2011 года, ВНД этого проекта составляет всего 6%. При этом оригинальная система «60-66» обеспечивает повышение ВНД до 19%.

Каталитический крекинг VGO дает примерно 50% бензиновых фракций, в отношении которых устанавливается заградительная экспортная пошлина. Экономическая эффективность таких проектов стоимостью \$1 млрд серьезно пострадает из-за появления аппендикса «-90».

Можно предположить, что нефтяные компании станут гораздо активнее инвестировать в строительство комплексов гидрокрекинга, которые позволяют производить ультранизкосернистое дизельное топливо из VGO и нефтяных остатков. Хотя даже сейчас в России производится в два раза больше дизельного топлива, чем необходимо внутреннему рынку. Проекты, целью которых является увеличение производства автомобильного бензина, вероятно, будут оптимизированы под обеспечение потребностей собственных сбытовых сетей компаний.

Проблема зарегулированности рынка

В последнее время власть подала отрасли немало сигналов, свидетельствующих о ее намерениях активно вмешиваться в процесс ценообразования на рынке нефтепродуктов. Это серьезная проблема, которую нельзя сбрасывать со счетов в ходе анализа перспектив модернизации нефтеперерабатывающей отрасли.

Сейчас создается резерв топлива, который будет использоваться для прямого воздействия на уровень цен на российском рынке. ФАС с каждым антимонопольным пакетом получает все больше возможностей для активного вмешательства в работу рынка нефтепродуктов. Создается впечатление, что рынок становится управляемым, но не рыночными силами, а чиновниками.

Значит, нефтяникам в один далеко не прекрасный день могут попросту не позволить продавать на внутреннем рынке нефтепродукты по ценам, обеспечивающим приемлемую рентабельность проектов модернизации НПЗ.

Это означает, что компании будут трезво подходить к инвестициям в нефтепереработку. Предпочтения будут отданы процессам, позволяющим производить востребованные на мировом рынке нефтепродукты, в частности, дизельное топливо. В итоге у производителей, по крайней мере, остается выбор: экспорт или продажа на внутреннем рынке. 

Есть серьезные основания полагать, что на этот раз программа по модернизации нефтепереработки не будет провалена

вать экспортные графики «Транснефти».

Еще одна мера принуждения содержится в самой налоговой системе «60-66-90». Это повышение экспортной пошлины на темные нефтепродукты на первом этапе до 66% нефтяной, а с 2015 года — до 100% пошлины на нефть. Единственный способ избежать значительных убытков заключается в строительстве комплексов глубокой переработки нефти на НПЗ. Правительству необходимо лишь сохранять твердость в следовании принятому курсу, чтобы инвести-

Рынок становится управляемым, но не рыночными силами, а чиновниками. Потому позитивный эффект от обновления налоговой системы будет избирательным

ции в глубокую переработку стали массовыми.

Программа модернизации российской нефтеперерабатывающей отрасли весьма амбициозна. По оценкам Минэнерго, к концу 2015 года переработка нефти вырастет до 255 млн тонн, производство автобензина — с 37 до 44 млн тонн, дизельного топлива — с 70 до 85 млн тонн, авиакеросина — с 9 до 14 млн тонн.

За 2012–2015 годы предстоит ввести в эксплуатацию в 1,5 раза больше мощностей изомеризации, чем действует сейчас. Кроме того, предстоит ввести в два раза больше мощностей алкилирова-



VI ежегодный международный
конгресс и выставка

Oil TERMINAL 2011

Транспортировка, хранение и перевалка
нефти, сжиженных газов и нефтепродуктов

24-25 ноября 2011 Санкт-Петербург

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Серебряные спонсоры:



Бронзовый спонсор:



Официальный спонсор Конференции:



Спонсор коктейльного приема:

Port of Amsterdam



Спонсор Дня Трейдеров:



В ПРОГРАММЕ КОНГРЕССА 2011:

- Государственное регулирование рынка сырой нефти, СУГ и нефтепродуктов.
- Влияние мировых событий на перераспределение экспортных потоков и на загрузку перевалочных мощностей в России.
- Качество нефти и нефтепродуктов на рынках Европы и мира. Конкурентоспособность российских продуктов.
- Вопросы налогообложения и таможенного оформления экспорта нефти, СУГ и нефтепродуктов (Законодательство СНГ, Европы).
- Планы крупных нефтяных компаний по наращиванию добычи, переработки и транспортировки энергоресурсов. Выходы на новые рынки.
- Практического опыта управления и эксплуатации терминалов. Морской фрахт.
- Строительство и расширение портов, терминалов, наземной инфраструктуры вокруг данных объектов (трубопровод, ж/д подъезды) по направлениям: Северо-Запад, Дальний Восток, Северный морской путь, Азово-Черноморское побережье, Каспий и др.

23 НОЯБРЯ 2011 – СОСТОИТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВИЗИТ В «СПЕЦНЕФТЕПОРТ ПРИМОРСК»

26 НОЯБРЯ 2011 – СОСТОИТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВИЗИТ В «ПЕТЕРБУРГСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ»

300+ делегатов

50+ спикеров

35+ экспонентов Выставки
«Нефтебазы и нефтяные терминалы»

12+ спонсоров

ГЕОГРАФИЯ УЧАСТНИКОВ:
Участники из 24 стран мира

СРЕДИ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИКОВ 2010 ГОДА ПРЕДСТАВИТЕЛИ:

52 нефтетрейдерских компаний

37 нефтеналивных терминалов

15 портов России и Европы

12 НПЗ и нефтебаз

11 федеральных органов власти

9 транспортных компаний

www.oilterminal.org

VOSTOCK CAPITAL

тел. в Москве: +7495 5437919
тел. в Лондоне: +44 2073943090
fax: +44 2072311600

e-mail: info@vostockcapital.com
www.oilterminal.org
www.vostockcapital.com

ЦЕНТР ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РОССИИ: НОВОЕ – ХОРОШО ЗАБЫТОЕ СТАРОЕ



России нужно было лишиться независимой нефтепереработки, чтобы убедиться в ее важной роли на внутреннем рынке.

До середины 2009 года Уфимская группа НПЗ являлась центром ценообразования для российского рынка нефти, автобензина, дизельного топлива и мазута. В результате создания новой ВИНК конкуренция на рынке нефтепродуктов снизилась, а ликвидные ценовые индикаторы были утрачены.

«Башнефть» заняла достойное место среди крупнейших российских ВИНК, между тем, независимые давальческие компании в лучшем случае перекалвалифицировались в трейдеров, а в худшем — прекратили свое существование.

В IV квартале 2010 года и в январе 2011 года в России случился «дизельный» кризис, а весной 2011 года страна столкнулась с дефицитом автомобильного бензина. Причины этих кризисов комплексные и не сводятся только к исчезновению независимой давальческой нефтепереработки. Тем не менее, во время дизельного и бензинового кризисов мы видели дефицитный спотовый рынок, что усугубляло общую ситуацию на топливном рынке страны. В.Путин в Киришах-2 повторил, что центром ценообразования могла бы стать биржа. Для этого необходимо на каждом крупном НПЗ выделить квоту для независимых давальческих компаний в размере 10–15% годовой переработки сырья, обязать давальцев закупать не менее 80% нефти на биржевых торгах и там же продавать не менее 80% произведенных нефтепродуктов. Ожидаемые результаты: ликвидные рынки нефти и нефтепродуктов, признаваемые ценовые индикаторы и биржа как основной центр ценообразования. Чего не хватает, так это политической воли и решимости сделать еще один шаг вперед к построению цивилизованного и прозрачного рынка нефтепродуктов в России.

По данным «КОРТЕС», в 2010 году на спотовом рынке России продано 21,6 млн тонн нефти. Емкость спотового рынка нефти сократилась на 23,7% по сравнению с 2008 годом. Объем продаж сырья по формульной цене составил 18,4 млн тонн, что почти в шесть раз превысило аналогичный показатель 2008 года.

Произошли значительные изменения в структуре участников рынка нефти.

В результате спотовый рынок нефти стал неустойчивым в отношении баланса спроса и предложения, и резко выросла волатильность дифференциала между экспортным эквивалентом и ценой на внутреннем рынке. Цена на нефть на рынке России отчасти превратилась в номинальный показатель, а ее влияние на рынок нефтепродуктов существенно снизилось.

Без ориентиров

Шесть ВИНК, производящие свыше 85% моторных топлив, формируют цены на нефтепродукты для спотового рынка России исходя из мировых цен и экспортного эквивалента, их видения баланса спроса и предложения на рынке и сбытовой политики конкурирующих НПЗ.

Главные проблемы заключаются в закреплении олигопольного характера российского рынка нефтепродуктов в целом и в сокращении емкости спотового рынка в частности. В результате мы видим увеличение волатильности спотового рынка по ценам и объемам предложения и частую разбалансированность спроса и предложения.

Типичным риском для рынка летнего дизельного топлива как экспортоориентированного продукта является синхронное перераспределение объемов между экспортом и спотовым рынком России. Все крупные производи-

тели на фоне роста эффективности экспорта увеличивают отгрузки дизеля за рубеж, оголяя спотовый рынок. В результате цены начинают расти почти повсеместно, ведь petback является самым значимым ориентиром для рынка летнего дизеля.

Высокооктановый бензин, авиакеросин и зимнее дизельное топливо преимущественно реализуются на внутреннем рынке. Риски на этих рынках связаны с одинаковой сбытовой политикой крупных производителей: компании сначала обеспечивают нефтепродуктами свои сбыты и конечных потребителей, с которыми заключены прямые контракты, а продажи на спотовом рынке осуществляются по остаточному принципу.

В периоды повышенного спроса, когда производимого топлива едва хватает для обеспечения потребностей собственных сбытов и конечников, спотовый рынок сталкивается с ограниченным предложением, и цены растут. Сюда же относится отсутствие предложений нефтепродуктов на биржевых торгах в одно и то же время со стороны нескольких или большинства ВИНК.

К сожалению, это не домыслы и страшилки. Мы увидели обозначенные проблемы в IV квартале 2010 года и в январе 2011 года на рынках дизельного топлива и авиакеросина. В апреле-мае 2011 года Россия столкнулась с дефицитом высокооктанового бензина, из-за которого цена Регуляр-92 «на воротах» НПЗ взлетела до 33000 руб./т.

Биржа еще не индикатор

На российских биржах торгуются нефтепродукты, масла и нефтехимия, а регулярные торги сырой нефтью не проводятся. Продавцы несколько раз за всю историю биржевого рынка реализовывали на торгах мизерные объемы нефти. Пока спотовый рынок нефти не схлопнулся до формульных контрактов, можно найти продавцов и покупателей, которые создадут начальную ликвидность на биржевом рынке нефти. Другое дело, что в сего-

дняшних условиях этого уже может не хватить для воссоздания полноценного ориентира на рынке нефти.

В I квартале 2011 года на российских биржах реализовано 2,54 млн тонн нефтепродуктов, что на 75,2% превысило аналогичный показатель I квартала 2010 года. Во II квартале 2011 года на биржевом рынке продано 3,78 млн тонн нефтепродуктов — это в 2,3 раза больше по сравнению со II кварталом 2010 года. При этом российский биржевой рынок нефтепродуктов во II квартале вырос в полтора раза к I кварталу текущего года.

Тем не менее, не стоит апеллировать к объемам биржевых торгов нефтепродуктами как к индикативу. Дизельный кризис зимой 2010–2011 и бензиновый кризис в апреле-мае 2011 года развивались на фоне ликвидного биржевого рынка, и вряд ли кто-либо сможет однозначно ответить на вопрос, какой вклад в рост цен внесло отсутствие предложений топлив «в рынок».

Как показывает мировой опыт, 1/10 или даже 1/20 от потребления достаточно для формирования признаваемого ценового индикатора, и Brent Dated тому пример. Принципиальный вопрос не в объеме торгов, а в прозрачности рынка и качестве сделок.

В России ВИНК получили лишь количественный ориентир в отношении биржевой торговли. Все, что слышали нефтяные компании: «1) надо идти на биржу, 2) надо продать на бирже 10–15% объема поставок нефтепродуктов на внутренний рынок». Регуляторы надеялись, что прозрачный рынок нефтепродуктов возникнет самостоятельно, а биржевая торговля приведет к снижению цен.

Плanka в 10% была воспринята и достигнута продажей требуемого объема собственной сбытовой структуре. Биржевые цены не соответствовали рынку, но в условиях отсутствия правил игры и требований к качеству сделок мало кто обращал внимание на эту «мелочь».

Существует и второй, сложный путь, который заключается в увеличении продаж на биржах в ад-

рес независимых участников рынка. Именно так поступала «Роснефть» на протяжении большей части 2010 года, а сейчас ее место заняла ТНК-BP.

Итог утраты уфимского центра ценообразования — спотовый рынок нефти стал неустойчивым в отношении баланса спроса и предложения

В феврале 2011 года нефтяным компаниям рекомендовали продавать на бирже 15% от объема производства нефтепродуктов. Для упрощения контроля над ситуацией на биржевом рынке ВИНК обязали торговать на одной площадке — СПБМТСБ. Но и это не помогло, и не могло помочь без работы над качеством сделок.

Главные проблемы заключаются в закреплении олигопольного характера рынка нефтепродуктов в целом и в сокращении емкости спотового рынка в частности

Независимые участники рынка по-прежнему испытывают трудности с закупкой топлива через биржу, и остается лишь гадать, каков на самом деле процент адресных и заранее согласованных сделок.

Бензиновый кризис весной 2011 года внес корректировку в работу биржевого рынка. «Роснефть» и «Газпром нефть» в мае, июне и первой половине июля не продали ни тонны автобензина на бирже. Все биржевые сделки ЛУКОЙЛа с автобензином в мае были заявлены как адресные (данные СПБМТСБ), а в июне и первой половине июля компания вообще не продавала бензин на торгах.

Принципиальный вопрос не в объеме торгов, а в прозрачности рынка и качестве биржевых сделок

Неудивительно, что в такой ситуации регуляторы не готовы признать биржевые цены ры-

ночными, а участники рынка далеко не всегда ориентируются на них в коммерческой деятельности.

Как воссоздать ценовые индикаторы?

Неоспоримым преимуществом существующего биржевого рынка является наличие готовой и отлаженной инфраструктуры для проведения торгов. Все, что остается сделать, — построить на ее основе ликвидные и прозрачные рынки нефти и нефтепродуктов.

Ныне нефтепродукты торгуются на бирже адресно: в такой ситуации регуляторы не готовы признать биржевые цены рыночными

Первым этапом воссоздания ценовых индикаторов должно стать политическое решение, что России действительно нужна независимая переработка, производящая качественные нефтепродукты и ориентированная на их реализацию крупным оптом на спотовом рынке страны. Затем это решение предстоит согласовать с отраслью и закрепить законодательно.

Первым этапом воссоздания ценовых индикаторов должно стать политическое решение, что России действительно нужна независимая переработка

Вряд ли с учетом значительных расстояний между НПЗ государству целесообразно выкупать один из заводов в евро-

Биржа станет центром ценообразования, став площадкой, где независимые давальцы закупают сырье и реализуют произведенные из него нефтепродукты

пейской части России. Это само по себе затратно и, скорее всего, будет сопряжено с необходимостью инвестирования значительных средств в модер-

низацию предприятия. ВИНК если и согласится на продажу целого НПЗ, то уж точно устаревшего и неспособного перейти на производство Евро-бензина и Евро-дизеля без значительных вложений в модернизацию.

Гораздо эффективнее на каждом крупном НПЗ выделить квоту на переработку нефти независимым давальцам в размере 10–15% годовой переработки сырья. По данным «КОРТЕС», крупные НПЗ в 2010 году переработали 226,7 млн тонн нефтяного сырья. Эта цифра не включает переработку сырья на средних и мини-НПЗ, а также на предприятиях «Газпрома».

В этом случае объем независимой давальческой переработки нефти может составить 22,7–34 млн тонн в год. Если учесть, что в 2008 году давальцы переработали на Уфимской группе НПЗ 11,4 млн тонн нефти, то 25 млн тонн в год независимой переработки точно хватит для насыщения нефтепродуктами спотового рынка России.

Биржа станет центром ценообразования, если превратится в площадку, где независимые давальцы закупают сырье и реализуют произведенные из него нефтепродукты. Крупные объемы закупок сырья и реализации нефтепродуктов, а также широкая география базисов поставки являются необходимыми условиями для становления биржи как центра ценообразования. Эта схема позволит восстановить ценовую связь между рынками нефти и нефтепродуктов в России.

Биржевые сделки с давальческой нефтью должны заключаться по фиксированной цене и на условиях поставки трубопроводным транспортом. В результате российский рынок снова получит котировку нефти, на которую влияют экспортный эквивалент и спрос на нефтепродукты на внутреннем рынке.

Независимые давальческие компании, закупившие сырье на бирже, должны получать приоритетный доступ к трубопроводу «Транснефти» для поставки нефти на переработку. Давальцев

следует обязать закупать не менее 80% сырья на бирже по фиксированной цене и там же продавать не менее 80% произведенных нефтепродуктов. В итоге емкость биржевого рынка нефти составит 18,2–27,2 млн тонн и на такую же величину вырастет емкость биржевого рынка нефтепродуктов.

Давальческие компании должны быть независимыми от ВИНК, нефтедобывающих компаний, розничных сетей и крупных конечных потребителей нефтепродуктов. Допускать к давальческой переработке следует компании, для которых основным бизнесом является давальческая переработка нефти и крупнооптовая торговля нефтепродуктами.

Это станет своего рода гарантией, что давальческая квота не превратится в инструмент оптимизации логистики для нефтяных компаний, а произведенные нефтепродукты попадут «в рынок» (то есть, их смогут без ограничений закупать независимые участники рынка), а не осядут в собственных сбытовых сетях ВИНК.

Ряд требований должен предъявляться и к самим ВИНК. Нефтяные компании следует законодательно обязать продавать на биржевых торгах 10–15% объема поставок нефтепродуктов на внутренний рынок. Производители сырья должны предлагать и реализовывать на биржевых торгах до 34 млн тонн в год нефти, или до 15% объема переработки на крупных НПЗ. Также необходимо законодательно запретить использование бирж с целью заключения адресных сделок и продажи нефтепродуктов собственным сбытовым сетям ВИНК или сильно ограничить нерыночную составляющую биржевых торгов.

В результате емкость биржевого рынка нефтепродуктов может достичь 40–45 млн тонн в год. Этих объемов хватит и на формирование ликвидных ценовых индикаторов, и позволит спотовому рынку нефтепродуктов оставаться бездефицитным вне зависимости от сезонности спроса и изменения эффективности экспорта. 

18

Вторник, 18 окт.
2011

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

ВВЦ, Павильон 75, Москва, Россия



18-20 октября

Раскройте истинный потенциал Арктики на Конференции и Выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

- Новое техническое мероприятие уровня b2b для специалистов нефтегазовой отрасли
- Уникальная возможность доступа к новейшим технологиям, работам ведущих технических специалистов, инженеров и экспертов, платформа для профессионального общения и обмена мнениями
- Уникальная возможность участия – «Инкубатор технологий»
- Конференционная программа, составленная SPE, под общей темой «Экстремальные проблемы для Разведки и Добычи»

Среди докладчиков на пленарных сессиях, тематических завтраках и обедах - признанные эксперты отрасли, в числе которых:

Владимир Владимиров
Вице-Губернатор ЯНАО

Билл Скотт
Управляющий, Арктический Центр, компания Chevron Canada Limited

Кристиан Букович
Вице-президент по геологоразведке по России и СНГ,
Shell Exploration and Production Services

В рамках технических сессий – более 80 докладов ведущих экспертов отрасли.

Полная версия программы конференции
и электронная регистрация открыта на сайте:
www.arcticoilgas.com

Зарегистрируйтесь прямо сейчас!

Подробности:
Ирина Кузнецова
Группа нефтегазовых мероприятий RX, Россия
T: +7 495 937 6861, E: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

Организаторы:



Платиновые спонсоры



Золотой спонсор



Спонсоры



БУДЕТ ЛИ ИНТЕГРИРОВАН НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС РОССИИ?



Россия, наконец, сделала важный и давно необходимый шаг к интеграции геологоразведки: указом президента создано ОАО «Росгеология», задачей которого станет возрождение ВМСБ... Но не в подобной ли ситуации находится и отечественный нефтегазовый сервис, стремительно теряющий свои позиции даже на внутреннем рынке? В развитии этого рынка наступил переломный момент, который также требует вмешательства правительства страны для его разрешения в интересах отечественного высокотехнологического, наукоемкого бизнеса и модернизации экономики страны в целом. Ключом, позволяющим эффективно справиться и с этой сложной проблемой, может стать лишь политическое решение о необходимости спасения и восстановления былых позиций отечественного отраслевого сервиса. Пока это все еще возможно, хотя ситуация и приближается к точке невозврата самым стремительным образом. Еще год-другой, и о модернизации собственного нефтегазового сервиса России придется забыть... Публикация предлагает наброски вариантов преодоления «сервисного» кризиса — дело за властью. Дойдут ли у нее руки до этой проблемы? А после выборов?

Продолжительный этап разрушения созданного в советский период мощного геологоразведочного комплекса, возможно, близок к завершению. Надежду вселяет Указ Президента России №957 от 15.07.11 «Об открытом акционерном обществе «Росгеология».

Интеграция в геологоразведке

Столь высокий уровень принятия решения свидетельствует о понимании властью актуальности проблемы и решимости ее разрешить. Цель, поставленная перед «Росгеологией», состоит в

«обеспечении комплексного геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы страны на основе передовых геологических, геофизических и геохимических технологий».

Новая компания сразу обрела статус национального стратегического предприятия с такими приоритетами, как «геологическое изучение и выявление ресурсного потенциала перспективных территорий РФ, ее континентального шельфа и акваторий внутренних морей, дна Мирового океана, Арктики и Антарктики, локализация и оценка ресурсного потенциала нераспределенного фонда недр в освоенных и новых районах в целях воспроизводства минерального сырья, а также государственный мониторинг состояния недр» (см. «Пресс-релиз МПР РФ»).

Совершенно очевидно, что приведенный в Указе состав входящих в холдинг предприятий с поставленными задачами справиться не сможет, так как в списке отсутствуют сильные игроки в области бурения, разведочной и промысловой геофизики, ведения работ на шельфе. Поэтому не исключено привлечение к работе иных наиболее дееспособных участников российского рынка.

Помимо согласия последних, могут потребоваться и значительные финансовые средства на выкуп контрольных пакетов акций таких, например, компаний, как «Геотек», «ТНГ-Групп», Буровая компания «Евразия» и др. Но овчинка стоит выделки: мировой сервисный рынок оценивается едва ли в сотню миллиардов долларов США.

На примере Китая можно убедиться в эффективности работы подобных сервисных государственных корпораций при надлежащем организационном, финансовом и кадровом обеспечении. Годовой оборот китайских корпораций на мировом сервисном рынке, с которого российский сервис вынужден был уйти в 1990-е годы, достиг \$6 млрд в 2010 году и продолжает расти. Доля иностранного присутствия на китайском рынке геологоразведки и нефтегазового сервиса не превышает 3–5%.

Можно ожидать, что при умелом использовании административного ресурса высших органов власти и компетентном руководстве «Росгеология» имеет возможность превратиться в крупного игрока на внутреннем и мировом рынках геологоразведки с оборотом в десятки миллиардов долларов.

Проект отвечает интересам России, способствует развитию высокотехнологических и наукоемких направлений в экономике страны. Для обеспечения конкурентоспособности компании потребуется реализовать дорогостоящую программу технического и технологического переоснащения, вовлечь в ее состав значимых отечественных участников рынка, а также укрепить кадровый состав профессионалами, получившими практический опыт работы в ведущих иностранных и отечественных сервисных компаниях.

Интеграция в нефтегазовом сервисе

После принятия политического решения по геологоразведке логично ожидать подобных шагов по консолидации российских активов нефтегазового сервиса. Цена вопроса весьма высока, по крайней мере, по трем основаниям:

- Обеспечение государственной и энергетической безопасности страны. Указом Президента РФ №1009 от 4.04.2004 многие отечественные геофизические предприятия получили статус стратегических;
- Нефтегазовый сервис — локомотив модернизации российской экономики. Заказы платежеспособного сервиса с оборотом \$15–20 млрд в год в таких наукоемких и высокотехнологичных областях, как геофизическое и нефтяное приборостроение, машиностроение и судостроение, современные средства автоматизации и коммуникаций, программные средства, информационные технологии и многое другое, являются реальной основой для перевода этих отраслей на современный конкурентоспособный путь развития;

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (Минприроды России)

Информационное сообщение

Подписан Указ Президента РФ №957 о создании ОАО «Росгеология»

Консолидацию геологических организаций предполагается осуществить на базе ОАО «Центргеология» с последующим переименованием в ОАО «Росгеология». Структура образованного общества предусматривает горизонтальные координирующие научно-производственные связи.

В уставный капитал ОАО «Росгеология» будут внесены акции существующих ОАО в порядке оплаты размещаемых этим акционерным обществом дополнительных акций в связи с увеличением его уставного капитала, а также акции акционируемых государственных геологических организаций, действующих в форме ФГУП.

Включение данных организаций в состав ОАО «Росгеология» будет обеспечивать конкуренцию на рынке, гарантировать качественное исполнение заказа, сохранение контроля государства за получением и использованием геологической информации. Общество сможет напрямую инвестировать средства в модернизацию оборудования.

Дополнительными источниками доходов будут являться: привлеченный частный капитал в проекты ведения поисково-оценочной деятельности на новых территориях; в районах со сложными горно-геологическими и климатическими условиями и слабо развитой инфраструктурой; инвестиции (включая иностранные) в проекты по геологическому изучению, разведке и добыче полезных ископаемых для месторождений стратегических видов твердых полезных ископаемых, углеводородного сырья, геотермальных и гидроминеральных ресурсов.

Предполагается увеличить долю ОАО «Росгеология» на рынке за счет расширения продуктовой линейки компании и выполнения комплекса геологоразведочных работ «под ключ», выйти на зарубежные рынки с оказанием геологоразведочных услуг в рамках межправительственных соглашений.

- Нефтегазовый сервис в эпоху глобализации становится эффективным средством реализации государством и компаниями геополитических и геэкономических целей. России необходимо вернуть утраченные позиции и ежегодно зарабатывать на мировом высокотехнологичном рынке \$15–20 млрд. Для справки: «Рособоронэкспорт» имеет годовую выручку только \$7,5 млрд.

В коридорах власти проблема консолидации сервисных активов муссируется с 28 ноября 2007 года, когда по итогам заседания Межведомственной комиссии по безопасности в экономической и социальной сфере Совета Безопасности РФ, посвященного вопросу «О состоянии и перспективах развития российского нефтегазового сервиса», было принято политическое решение и даны (ныне забытые) соответствующие поручения Правительству РФ.

В 2008–2009 годах Минприроды РФ обосновало создание ОАО «Росгеология» и добилося подписания названного выше Указа только в 2011 году. Минэнерго РФ попыталось в 2009 году создать на базе «Роснефтегаза» государственный холдинг, включающий 11 стратегических геофизических предприятий, но реальных

последствий эта инициатива не имеет до сих пор.

К сожалению, за истекшие годы бесконечных разговоров о

Указ по «Росгеологии» свидетельствует о понимании властью актуальности проблемы и решимости ее разрешить

проблемах сервиса на всех уровнях власти, совещаниях, в средствах СМИ ситуация на россий-

После политического решения по геологоразведке логично ожидать подобных шагов государства по консолидации российских активов нефтегазового сервиса

ском рынке нефтегазового сервиса не только не улучшилась, но приблизилась к точке невозврата.

Этому способствовали дезинтеграция российского сервиса, экономические последствия ми-

За годы бесконечных разговоров на всех уровнях ситуация на сервисном рынке не только не улучшилась, но приблизилась к точке невозврата

ровых кризисов в виде финансового давления на сервис со стороны ВИНК и внесистемное пони-

НЕГАТИВНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ИНОСТРАННОЙ ИНТЕГРАЦИИ

- Ущерб государственной и энергетической безопасности при разведке и разработке энергетических ресурсов России;
- Ликвидация еще одного отечественного бизнеса, связанного с высокими технологиями и перспективой участия в разделе глобального рынка нефтегазового сервиса;
- Потенциально возможное кратное повышение до мирового уровня внутренних цен на сервис для нефтегазовых компаний;
- Техническая, технологическая и информационная зависимость отечественных нефтегазовых компаний от иностранного сервиса;
- Сокращение рабочих мест в науке, приборостроении и других высокотехнологических отраслях отечественной экономики.

мание направлений модернизации российской экономики.

Сервис же в эпоху глобализации становится эффективным средством реализации геополитических и геоэкономических целей

Вместо трех мощных отраслевых сервисных служб, обеспечивавших в советское время потребности геологоразведки, нефтяной и газовой промышленности внутри страны и зарубежья, коли-

Главной угрозой для российского сервиса стал ускоряющийся процесс поглощения наиболее значимых участников рынка американскими корпорациями

чество предприятий, действующих в настоящее время только в геофизике, перевалило за сотню (см. «Российский рынок геофизического сервиса '2010»).

Жесткая ценовая политика нефтегазовых компаний в отношении сервиса во время и после мирового экономического кризиса негативно сказалась на финансовом положении и конкурентоспособности большинства российских участников, чем не преминули воспользоваться иностранные сервисные корпорации.

Иностранный сценарий интеграции

Главной угрозой для российского сервиса стал ускоряющийся процесс поглощения наиболее значимых отечественных участников рынка американскими корпорациями Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Соотношение сил в неравной конкурентной борьбе российских и иностранных сервисных компаний явно сложилось не в пользу первых (см. «Соотношение выручки компаний нефтегазового сервиса США, Китая и России»).

Рассчитывать на защиту отечественного производителя высокотехнологичных сервисных услуг со стороны государственных регулирующих (Минэнерго, МПР, Минэкономразвития РФ) и надзорных органов (ФАС), а также нефтегазовых компаний, благополучно освободившихся от непрофильных активов, не приходится.

В 2010 году на долю иностранных компаний приходилось около 30% сервисного рынка России. В 2011 году к этому добавились новые покупки ключевых игроков рынка. Schlumberger приобрела 27% акций ОАО «Башнефтегеофизика». При продаже ОАО «Газпром нефть» своего сервисного актива «Ноябрьскнефтегазгеофи-

зики» предпочтение было отдано не российскому участнику аукциона — «Башнефтегеофизике», — а Weatherford.

И иностранные корпорации не останавливаются, проявляя большой интерес к приобретению активов и таких ведущих игроков российского сервисного рынка, как ООО «ТНГ-Групп» и ОАО «Когалымнефтегеофизика». Точка невозврата в случае успешной реализации такого сценария (см. «Сценарии интеграции участников российского геофизического рынка») может быть пройдена в ближайшие год-два. В результате контроль российского рынка нефтегазового сервиса перейдет к иностранным сервисным корпорациям (см. «Негативные последствия»).

Российский сценарий интеграции

Если государство по-настоящему озабочено модернизацией экономики страны, сохранением и развитием тех отраслей, которые реально работают в сфере высоких технологий, оно должно оперативно исправить крайне негативную ситуацию, в которой оказался отечественный нефтегазовый сервис.

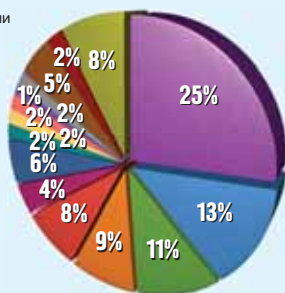
Для его возрождения и реализации ранее принятого политического решения исполнительной власти необходимо консолидировать отечественный сервис в крупные многопрофильные компании, способные в жесткой конкурентной борьбе предоставлять высокотехнологичные услуги на глобальном нефтегазовом рынке.

В США такие компании формировались в течение почти сотни лет, Китай потратил на это десять лет, России отпущено на реформирование сервиса еще меньше времени.

Лидеры мирового сервиса Baker Hughes (1887), Halliburton (1919), Schlumberger (1927) с момента основания позиционировали себя частными сервисными компаниями и никогда не претендовали на добычу нефти и газа. За почти столетний период развития в острой конкурентной борьбе они постоянно расширяли линейку своих услуг, эффективность и качество работ, систему

Российский рынок геофизического сервиса '2010

(учтены компании с выручкой более 250 млн рублей)



- Иностранные компании
- Геотек Холдинг
- ТНГ-Групп
- Газпром геофизика
- Башнефтегеофизика
- Ноябрьскнефтегеофизика
- СургутНГФ
- КогалымНГФ
- НижневартовскНГФ
- Холдингнефтегаз
- Римера
- Пермнефтегеофизика
- Севморнефтегеофизика
- Дальморнефтегеофизика
- Прочие РФ

организации бизнеса, географию деятельности, постепенно превращаясь в транснациональные сервисные корпорации.

Именно американская модель организации сервиса была навязана России и реализована нашими младореформаторами в виде «освобождения нефтегазовых компаний от непрофильных активов».

Замысел авторов удался — Россия теперь не конкурент на мировом рынке и скоро может потерять и свой собственный внутренний рынок сервиса. На интеграцию отечественного сервиса в крупные корпорации у младореформаторов не хватило ни компетенции, ни желания. Как говорится, ломать — не строить.

Китай, вступая в 2001 году в ВТО, взял восемь лет на реформирование и интеграцию своего сервиса и успешно справился с этой задачей. Только после оснащения своих интегрированных сервисных компаний конкурентоспособной техникой и технологией американским сервисным корпорациям был открыт доступ на китайский рынок, но с минимальной для них выгодой.

Мощная поддержка со стороны государства позволила за десять последних лет вывести китайский нефтегазовый сервис на мировой уровень конкурентоспособности, полностью обеспечить потребности собственной страны в высокотехнологичном сервисе и успешно выполнять услуги на суше и шельфе в 28 странах на всех континентах.

Реальная обстановка на российском сервисном рынке настолько сложна, что простого решения сформулированной выше задачи ожидать не следует. Примерно 30–35% сервисных работ выполняется подразделениями, входящими в состав ВИНК, около 30% объема — независимыми частными, государственными и частно-государственными российскими компаниями. Остальная часть рынка контролируется иностранными компаниями.

В такой ситуации, по аналогии с «Росгеологией», одного указа мало. В этом смысле более продуктивным, на наш взгляд, является путь, основанный на сотрудничестве государства с нефтегазовыми компаниями и/или

частным отечественным бизнесом. Компетентное управление,

В 2010 году иностранные компании контролировали 30% сервисного рынка: точка невозврата при таком сценарии может быть пройдена в ближайшие год-два

контроль и режим наибольшего благоприятствования обеспечат

Для возрождения исполнительной власти необходимо консолидировать отечественный сервис в крупные многопрофильные компании

успешное решение проблемы. Рассмотрим возможные варианты интеграции.

Центр консолидации — нефтегазовая компания

Целый ряд крупных российских нефтегазовых компаний («Газпром», «Сургутнефтегаз», «Татнефть») не поддались искушению продать «непрофильные



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

19-21 октября

Международная специализированная выставка

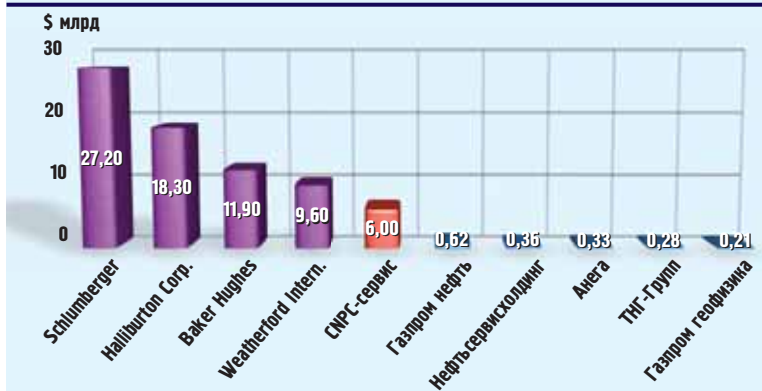
Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия

г. Самара
ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 279-07-08
www.gasoil-expo.ru

- ◆ Геология и геофизика нефтегазодобычи
- ◆ Бурение скважин. Нефтегазодобыча
- ◆ Хранение и переработка нефтегазового сырья
- ◆ Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
- ◆ Оборудование и технологии для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности
- ◆ Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- ◆ Промышленная безопасность и экология нефтехимической и нефтегазовой промышленности



Соотношение выручки компаний нефтегазового сервиса США, Китая и России



активы» и сохранили сервис в конкурентоспособном, хорошо оснащенном рабочем состоянии.

Китай, вступая в 2001 году в ВТО, взял восемь лет на реформирование и интеграцию своего сервиса и успешно справился с этой задачей

На этой базе государство (скорее, возможно, не за счет финансирования, но за счет стартовых

рольным пакетом у нефтегазовой компании.

Наряду с безусловным обеспечением потребностей материнской компании в районах ее деятельности, такая сервисная компания изначально ставит перед собой задачу экспансии на внутреннем, а затем и мировом рынках, с постепенным поглощением интересующих ее отечественных и иностранных сервисных активов. А в дальнейшем, когда компания станет самостоятельной, государство с выгодой вернет в бюджет вложенные ресурсы.

В качестве гипотетического примера реализации рассматриваемого варианта можно взять «Газпром». Его сервисный актив — ООО «Георесурс» — полностью обеспечивает потребности компании в геофизическом сервисе газовых скважин и частично в сейсморазведке. В состав интегрированной компании «Газпром» мог бы передать активы «Георесурса», «Ноябрьскнефтегазгеофизики» (вместо продажи Weatherford) и других сервисных подразделений, а государство свои контрольные пакеты акций всех или части 11

стратегических геофизических предприятий.

Стартовав в таком составе, сервисная компания при финансовой поддержке «Газпрома», организационной и налоговой государства могла бы в сжатые сроки стать крупным игроком российского сервисного рынка, способным работать на нефть и газ на суше и шельфе России, с объемом выручки только по геофизике порядка 15–20 млрд рублей в год.

Далее — расширение сервисной линейки за счет присоединения других активов «Газпрома» (например, ООО «Газфлот» и др.) и покупки контрольных пакетов ведущих отечественных и иностранных сервисных и научно-производственных компаний. Постепенно под крылом «Газпрома» могла бы сформироваться мощная отечественная интегрированная компания нефтегазового сервиса с любым объемом высокотехнологичных и наукоемких работ, который способна выполнить.

Вероятна кооперация государства по аналогичной схеме и с «Сургутнефтегазом». Нефте-сервис этой компании самый мощный в России, но работает только на внутренние нужды.

В «Татнефти» также уже существует многопрофильная сервисная компания ООО «ТНГ-Групп», которая выполняет работы не только по заказам материнской компании, но и для других нефтегазовых компаний России и зарубежья. Вариант, иными словами, выглядит более привлекательным.

Подобная схема может оказаться приемлемой и для «Зарубежнефти», которая имеет ООО «Арктикоморнефтегазразведку» и инженеринговые компании (РМНТК «Нефтеотдача», ВНИИнефть, «Гипровостокнефть») и проявляет интерес к развитию бизнеса в области нефтегазового сервиса. Государству в данном случае проще реализовать интеграционный проект, так как «Зарубежнефть» находится в его собственности.

Центр консолидации — отечественный бизнес

В этом варианте партнером государства может выступить круп-

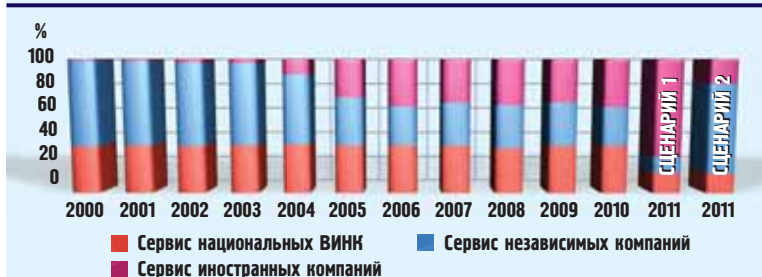
России потребуются политическое решение, компетентные специалисты, некоррупцированные управленцы, большие бюджетные средства и льготный налоговый режим

налоговых преференций) с его сервисными активами могло бы совместно с нефтегазовыми ком-

Только в этом случае проблема возрождения отечественного нефтегазового сервиса может быть решена эффективно

паниями создать интегрированную компанию. Например, с конт-

Сценарии интеграции участников российского геофизического рынка



ный частный отечественный капитал, заинтересованный в освоении платежеспособного и доходного российского и мирового сервисных рынков.

Доля государства — 25%+1 акция, например, с учетом тех предприятий, которые и войдут в холдинг. Частный капитал входит своими активами и финансовыми средствами. Далее, уже известная

схема — оснащение современной техникой и технологией, налоговые преференции и поглощения...

В качестве гипотетического примера можно рассмотреть, например, вариант взаимодействия государства с Фондом «Volga Resources». Этот фонд уже приобрел 25% акций крупнейшей в России компании по сейсморазведке ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг».

В настоящее время круг отечественных представителей крупного капитала достаточно широк, и государству не составит труда договориться с кем-то из них об участии в реализации данного экономического и политически выгодного проекта.

Проблема, иными словами, лежит в плоскости политических решений. ■

ШЛЮМБЕРЖЕЛИЗАЦИЯ В РЕЖИМЕ NON STOP



Практически всегда, когда в названии авторской публикации стоит знак вопроса, любому главному редактору предоставляется возможность самому на него и ответить.

Действительно, будет ли интегрирован нефтегазовый сервис России? Не факт.

Вся новейшая история отрасли говорит о том, что никаких системных и комплексных решений здесь не принималось. Все — по ситуации, и почти все — административно. Да, стратегии и концепции не уставали плодиться: лишь бы была рука бюджетдающего, но эффективностью и не пахло.

Где энергетических стратегий громадьё и где сама отрасль с началом падения добычи в Западной Сибири? Где концептуально прописанные нефте-, газохимические производства? И где модернизация, если мазута мы из года в год производим все больше и больше?

Читатель возразит, мол, вот геологоразведку мы все-таки нашли в себе силы начать восстанавливать, так и остальное подтянем... Нет, я в этом смысле оптимистом не являюсь.

В автопром вложились. «Жигули» становятся лучше? Хорошо хоть город на карте остался. В образование инвестировали — получили «мертвые души»...

Гипотетически, говоря словами автора статьи В.Лаптева, я и строительство геологического холдинга традиционно начал бы с заботы о достойном вознаграждении его формальных и неформальных лидеров, а это ежемесячно 1–2 млн рублей, умноженные на число высших и средних управленцев; к бюджетным ручейкам финансирования далее подставил бы карманные компании с такими же НИОКРами; встроил бы в новую корпоративную структуру на хорошие должности самых лояльных — родных, близких и знакомых, которым, в свою очередь, не мешал бы отстраивать собственные схемы и схемки, лишь бы они, подпитывая, с моими чаще пересекались...

И, конечно, прямо со старта стал бы рисовать радужные отчеты о проделанной работе. Кто проверит главного акционера такого холдинга?

Хорошо-хорошо, погорячился, был не прав, и никакой коррупционной составляющей в геологии как не было, так и нет. Как не будет, допускаю, и в организации сервисного холдинга. Это что-то

меняет? Ничего — лишь потому, что нет уверенности, что такая интеграция ныне возможна.

Ну а все та же геология? На мой взгляд, в геологии уже нельзя было больше затягивать с принятием политического решения, «нефтяная» точка невозврата там уже пройдена и речь идет не о спасении научной и практической геологии как таковой, а о смягчении темпов падения воспроизводства запасов и будущей, соответственно, добычи.

Кстати, это, в конце концов, поняла и власть, устно ограничив нефтедобычу 500–505 млн тонн: больше все равно не получается — полка. Но есть ли такое понимание в случае с сервисом? Уверен, что нет. Компании в целом, и те, кто избавился от непрофильных активов, и те, кто сервисом продолжает дорожить, жизнью довольны. Для одних создан рынок покупателя: продавца только свистни; для других — даже свистеть не надо.

Устраивают цены, на которые можно оказать влияние, устраивает качество, особенно западное, устраивает и проникновение демпингующих китайцев как повод, например, приструнить отечественный сервис. Лоббировать и тем более финансировать интеграцию сервиса нефтяники не будут: иных акционеры не поймут, а иным вешать на себя общенациональные интересы в тягость. С кого-кого, а с них точно спросят и потом все припомнят...

Вряд ли выстроится в очередь на слияние с «Роснефтегазсервисом» и более-менее крупные частные сервисные компании: принудить невозможно, покупать по рыночной цене — накладно, еще и потому, что став государственной, компания явно потеряет в эффективности...

Остается государство и крупный бизнес. Бизнес не пойдет, потому что не пойдет государство: в эру предстоящих внешних заимствований (там межбанковская ставка 0–0,25%, у нас — более 8%), выполнения социальных обязательств, обещанных в пору избирательных кампаний, и прочая, и прочая... свободных организационных миллиардов на сервисный холдинг уже не найти. Да и политической нужды нет: телега-то едет, ну и пусть себе...

Хуже того, все больше набирает силу точка зрения, в соответствии с которой нефтегаз — есть наше ресурсное проклятие (см. «О бедной нефтянке замолвите слово...», стр. 80) и чем быстрее Россия от него избавится, тем скорее диверсифицируется ее экономика...

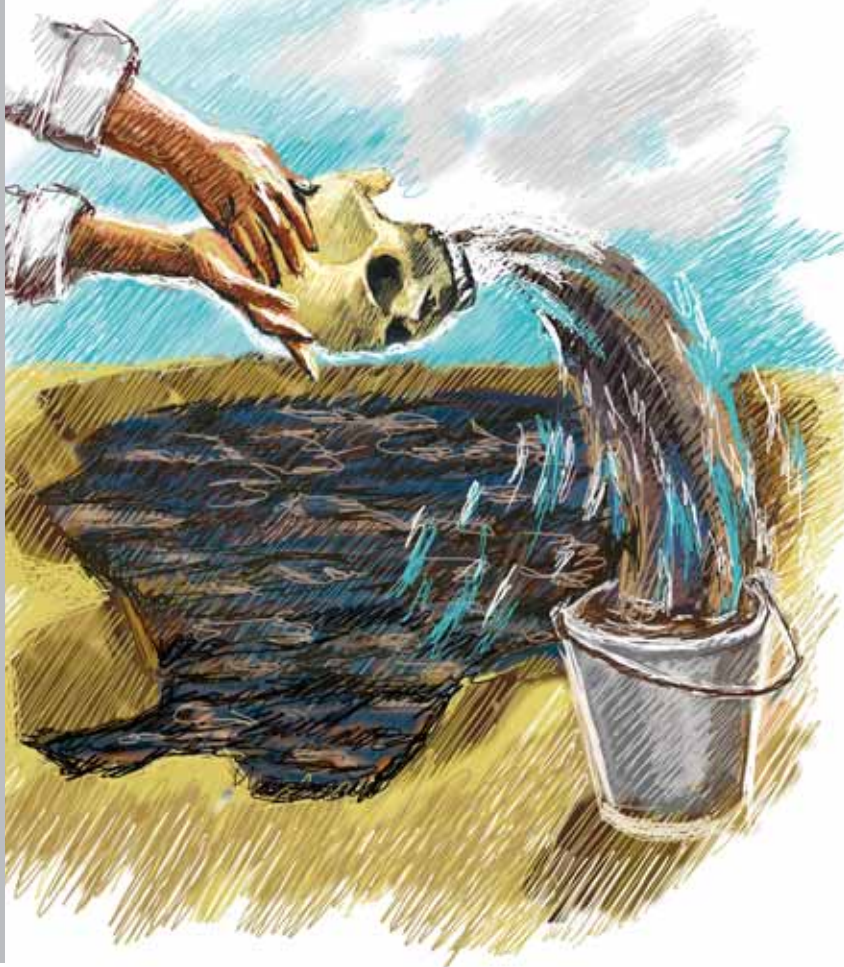
Но если отрасль обречена на стагнацию, то ее «шлюмбержеллизация», официально объявленная СБ РФ много лет назад угрозой национальной безопасности, рассосется сама собой.

Есть и другой путь, по которому шла Норвегия и по которому не пойдет, раз «похороны объявлены», сегодняшняя Россия: создать такой инвестиционно-налоговый режим именно для отечественного сервиса, чтобы именно к его 49% бежал инвестор и с деньгами, и с технологиями...

НИКОЛАЙ НИКИТИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

О БЕДНОЙ НЕФТЯНКЕ ЗАМОЛВИТЕ СЛОВО...



Когда мы рассуждаем на тему инновационного потенциала нефтегаза, нам на самом деле следует поставить более широкий вопрос: а зачем вообще нужна отрасль нашему государству? Удивительно, но несмотря на огромное количество различных программ, стратегий и прочих документов с амбициозными названиями, место для нефтегазового комплекса в будущей структуре экономики так и не найдено. Отсюда и совершенно разные подходы к отрасли, которые зачастую друг другу противоречат.

В такой ситуации совершенно не приходится удивляться тому, что государство никак не может сформулировать внятную и четкую долгосрочную налоговую политику относительно отрасли. Если непонятно, какая роль ей отводится, то ясно, что и четких фискальных решений быть не может — только сиюминутное латание дыр и шараханье из стороны в сторону. Больше того, отрасли практически отказано в инновационном развитии: отжимая миллиарды, государство не считает нужным возвращать даже миллионы. Спасая градообразующий автопром и боготворя нанорубль, хороним стронообразующую отрасль?

Можно выделить четыре доминирующих подхода к нефтегазу.

Нефтегаз — дойная корова?

Первый представляет нефтегаз как дойную корову, источник денег для всего остального, включая и новую инновационную экономику, которая обычно противопоставляется сырьевому комплексу. Этот подход был зафиксирован еще в разработанной в 1999 году программе среднесрочного экономического развития РФ, известной как «программа Грефа».

Она была рассчитана на период до 2010 года и имела в своей основе весьма простую идею: главная задача — развитие обрабатывающей, а не добывающей промышленности, чего можно достичь резким ростом налогов на последнюю и их снижением на первую. Это должно было привести к резкому росту инвестиций в обработку, которая сразу станет привлекательной для капиталовложений. А налоговые преференции для новой экономики оплатят как раз нефтегаз и другие добывающие производства.

Собственно, 2010 год уже наступил, программа благополучно провалена — но сами идеи вполне себе живы. Их сторонники не считают нужным уничтожать нефтегазовую промышленность, однако уверены, что все бюджетные дыры надо закрывать за ее счет, сводя к минимуму ее собственную прибыль и «отжимая» ее по максимуму. Сегодня такую точку зрения высказывает Алексей Кудрин — между прочим, основной кандидат на пост премьера в случае возвращения В.Путина в президентское кресло.

Нефтегаз — сырьевое проклятие?

Второй подход еще более радикален. Согласно ему нефтегаз — это настоящее зло, наше проклятие, гиря на ногах российской экономики, мешающая ее развитию. Его суть проста: большие запасы нефти и газа развращают страну,

парализуют волю народа к созиданию, формируя у него, а также у политической элиты, склонность к иждивенчеству.

Доказательную базу теории «ресурсного проклятия» в свое время пытался сформулировать Егор Гайдар, и его творческое наследие весьма живуче. Давайте прочитаем свежий доклад Института современного общественного развития (ИНСОП) «Обретение будущего. Стратегия 2012».

Вот несколько цитат из него: «Немирный атом и нефть продолжают греть русскую печь, с которой с таким трудом слезают муромцы и емели»; «очевидно, что в глобальной посткризисной реальности сложится новая структура сокращающегося спроса на первичные энергоносители из России»...

Таким образом, получается, что нефтегаз не только обрек страну на вечные мучения, став причиной тотальной лени, но еще и ведет страну в тупик, так как скоро спрос на российские нефть и газ сократится и мы окажемся в безвыходном положении. Причем у авторов таких докладов в этом нет совершенно никаких сомнений.

То, что мир сталкивается со все растущим энергетическим дефицитом, что такие страны, как Китай и Индия, осознавая растущую и удушливую нехватку первичных энергоносителей, рыскают по миру в их поисках, не забывая и о России, теоретиков особенно не волнует. Тем более что рецепт уже готов (см. «*ИНСОП: рецепт против зла*»).

Все это является откровенной ахинея — никакое повышение энергоэффективности не компенсирует отказ от новых крупных добычных проектов. Это, естественно, не означает, что энергоэффективностью не надо заниматься. Но довольно глупо считать, что ей можно чуть ли заменить отрасль, дающую половину бюджетных доходов.

Напомним, что доклады ИНСОРа — это не просто продукт интеллектуальных упражнений либеральных экспертов. Попечительский совет института возглавляет Д.Медведев. Даже если из президентов он и уйдет, из

ИНСОП: РЕЦЕПТ ПРОТИВ ЗЛА

При реструктуризации портфеля проектов, финансируемых с использованием государственных средств, необходим отказ, в первую очередь, от масштабных энергетических и инфраструктурных природоохранных проектов с высокими экологическими рисками.

Огромные резервы энергосбережения позволяют компаниям не форсировать разработку новых месторождений на Крайнем Севере и шельфах — такие месторождения требуют десятков миллиардов долларов инвестиций и при современных ценах на энергоносители нерентабельны, значительны экологические риски такой добычи в условиях глобального изменения климата (необходимость увеличения инвестиций в инфраструктуру в условиях таяния вечной мерзлоты), существуют риски аварий, что показала катастрофа платформы BP в Мексиканском заливе.

российской власти он никуда не денется.

Или возьмем ректора Академии народного хозяйства и государственной службы Владимира Мау (последовательный сторонник теории «ресурсного проклятия» в ее наиболее жесткой форме). Между тем, он вместе с ректоров ВШЭ Ярославом Кузьминовым возглавляет работу по доработке программы экономического развития страны до 2020 года.

Более того, В.Мау недавно делегирован в совет директоров «Газпрома» — а, как мы понимаем, такие решение без участия В.Путина приниматься просто не могут. Не стоит приписывать подобные кадровые решения только специфическому чувству юмора нашего премьера. Они еще раз доказывают, что никакого среднесрочного понимания роли нефтегаза в экономике у действующей власти нет.

При этом очень важно, что нефтегаз четко противопоставляется некому полумифическому

инновационному развитию страны. Говорится про какую-то «новую экономику», которая должна возникнуть вместо нефтегаза. И власть эти разговоры поддерживает, запуская проекты вроде «Роснано» или «Сколково». При

Нефтегаз — дойная корова, оплачивающая налоговые преференции для новой экономики России?

этом никаких реальных успехов нам не показывают, создавая ощущение, что нанотехнологии — это лишь перевод денег на субмо-

Нефтегаз — это настоящее зло, наше проклятие, гиря на ногах российской экономики, мешающая ее развитию?

лекулярный уровень (см. «*Наука из Сколково*»).

Но уже сформировался четкая антитеза: «нефтегаз vs иннова-

НАУКА ИЗ СКОЛКОВО

Вот типичный пример: №2 нового журнала «Наука» за 2011 год, выпускаемого издательским домом «Коммерсантъ» в партнерстве с Фондом «Сколково». Посмотрим на его обложку, на которой стоит анонс главной статьи номера: «Доставать мегаватты из-под земли в виде нефти — банально. Лучше выпустить пар и еще извлечь из него золото и платину».

Откроем эту статью — она посвящена геотермальной энергетике. В ней нет ни слова о нефти! Авторы просто походя лягнули нефтяную отрасль, считая это необходимым атрибутом современного разговора о современной энергетике. Якобы нефть — это прошлое. А энергия гейзеров — будущее.

Хотя очевидно, что та же геотермальная энергетика может быть только локальным решением для таких стран, как Исландия, или таких регионов, как Камчатка. Массовое развитие энергии горячих источников невозможно.

ционная экономика». ТЭКу отказано в праве быть инновационной

ИНСОР: необходим отказ от масштабных энергетических и инфраструктурных природоохранных проектов с высокими экологическими рисками

отраслю. Более того, возникает формула: «чем меньше нефтегаза — тем больше инноваций».

Доклады ИНСОРа — это не просто продукт интеллектуальных упражнений либеральных экспертов; его Попечительский совет возглавляет Д.Медведев

Нефтегаз и инновации — вроде как «две вещи несовместные», ну прямо, как гений и злодейство.

Нефтегаз — курица, несущая золотые яйца, резать нельзя, надо иногда кормить, чтобы не сдохла?

Причем вполне понятно, кто тут гений, а кто — злодейство.

Однако давайте вернемся к оставшимся двум подходам к нефтегазу. Они для него существенно более благоприятны. Другое дело, что их слышно гораздо меньше.

Нефтегаз: инновационный магнит!

Третий подход изображает нефтегаз в виде курицы, несущей золотые яйца. Он тоже не слишком наделяет отрасль иннова-

ционными свойствами. Но, по крайней мере, признает, что резать ее все же не стоит и даже, возможно, следует иной раз и подкормить.

Конечно, самой отрасли более приятен четвертый взгляд на нефтегаз — как на инновационный магнит, способный не только сформировать спрос на современные новаторские технологии, но и породить их. Отрасль упорно доказывает, что она неархаична, непозорно, что она способна генерировать прорывные технологические решения. Собственно, отраслевым специалистам тут и доказывать нечего.

В июле мне довелось быть модератором специального заседания «Модернизация нефтегазового комплекса России: от новой стратегии налогообложения отрасли до инновационных технологий и совершенствования нефтеперерабатывающего комплекса», прошедшего в рамках 9-го Нефтегазового конгресса. Выступавшие в его рамках представители отрасли еще раз показали, что нефтегаз действительно обладает значимым инновационным потенциалом.

Директор института проблем нефти и газа Анатолий Дмитриевский давно и последовательно предлагает новые научные разработки, касающиеся как геолого-разведки, так и добычи. Академик считает, что только 35% российских запасов можно отнести к категории относительно легкодоступных, что автоматически формирует запрос на новые технологии извлечения нефти.

Технический директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Шувров разъяснил инновационный потенциал нефтепереработки, ко-

торая является ярким примером удивительного отношения государства. С одной стороны, едва ли не каждый день мы слышим заверения о том, что торговать сырой нефтью глупо и нужно срочно развивать переработку. С другой — никаких налоговых стимулов для развития переработки мы не видим, а обсуждаемый новый налоговый режим «60/66» окончательно сделает экспорт сырой нефти более рентабельной стратегией.

Ничего не делает государство и для стимулирования отказа от низкокачественного топлива на внутреннем рынке, но это вовсе не означает, что с технической точки зрения эта задача невыполнима. Видимо, развитие переработки нефти инновацией не считается — действительно, это же не нанотехнологии и не суперкомпьютеры.

Президент Man Oil Group Геннадий Манн представил технологии работы с отходами нефтяной промышленности. Заместитель управляющего директора «Промтехкома» Игорь Быстриков поделился технологиями переработки и утилизации нефтесодержащих отходов. Эти два выступления весьма значимы с точки зрения постоянных обвинений в том, что нефтяная промышленность наносит слишком большой урон окружающей среде.

А вот гендиректор ФГУП «Морсвязьспутник» Андрей Куропатников наглядно продемонстрировал роль нефтегаза как инновационного магнита для других отраслей: отрасль формирует инновационные задачи для других производств, в данном случае для предприятий связи.

Однако все эти разговоры в основном ведутся во внутриотраслевом пространстве. А в целом битву за имидж отрасль скорее проигрывает. В обществе доминируют архаичные представления о нефтегазе, как о примитивном производстве. Отрасли все время приходится оправдываться, на нее смотрят, как на жирных котлов, которые если чего и заслуживают, то раскулачивания (см. «Дошло и до гротеска»).

Вот вам и коэффициенты повышения нефтеотдачи. При таком

ДОШЛО И ДО ГРОТЕСКА

Гротескное представление о добыче нефти изобразил Виктор Пелевин в своей книге «Священная книга оборотня». Там, напомню, нефть добывали при помощи черепа пестрой коровы, известной нам по сказке о Крошечке-Хаврошечке.

Генерал ФСБ брал череп и ехал в ХМАО, где просил у Земли дать еще нефти, проговаривая хитрые заклинания вроде этого: «Слышишь, пестрая корова! Я знаю, надо совсем потерять стыд, чтобы просить у тебя нефти. Мы не заслужили. Я знаю, что ты про нас думаешь. Мол, сколько ни дашь, все равно Хаврошечке не перепадет ни капли, все сожрут эти кукусы-юкусы, юксы-пуксы и прочая саранча...»

представлении об отрасли надеяться на то, что общество оценит ее инновационный потенциал, весьма наивно.

Так что интеллектуальную дискуссию со сторонниками первых двух подходов к отрасли мы пока проигрываем. Хотя многие аргументы против их доводов довольно очевидны. Возьмем хотя бы ресурсное проклятье.

Если проклятие, то управленческое

На самом деле самый яркий пример страны, по отношению к которой ресурсное проклятие не действует, — это не Норвегия, а США. Соединенные Штаты Америки — типичная сырьевая сверхдержава. Причем могущество американской экономики во многом проистекает как раз из сырьевого комплекса. Добыча нефти в конце XIX века была основной отраслью американской экономики. Напомним, что сегодня, по ряду оценок, США все еще обгоняют Россию по добыче газа, а также занимают третье место в мире по добыче нефти. Начнем с того, что промышленная добыча нефти началась именно в США.

Вот еще один любопытный факт: в нефтегазовой промышленности США занято более 9 млн человек — в России же во всем добывающем комплексе менее 1 млн рабочих мест. Конечно, у США вроде бы нет таких запасов, как у РФ. Хотя если добавить нетрадиционные нефть и газ, то ситуация может серьезно измениться, что и показала так называемая «сланцевая революция».

Но хорошо, США сумели создать диверсифицированную экономику до того, как нефть стала биржевым товаром. Но есть еще Канада и Австралия, сырьевой уклон которых слишком ярок. Но и тут сторонники сырьевого проклятья находят отговорки: дескать, избежать проклятия помогают хорошо работающие политические институты. Но так можно продолжать до бесконечности. Ясно, что «теория» эта откровенно притягивается за уши. Простой вопрос: почему институты в Канаде стали хорошими при ставке на сырьевое? И почему именно НГК ме-

шает в России созданию хороших политических институтов?

Конечно, нельзя сказать, что теория сырьевого проклятья является официальной точкой зрения всего правительства. Но сторонники этого подхода в кабинете министров есть. Кроме того, власть откровенно поощряет дискуссии о необходимости любым путем сокращать долю нефтегаза в структуре российской экономики.

Резко сокращаются инвестиции в геологоразведку. К месту и не к месту идут дискуссии о развитии возобновляемой энергетики. Хотя никто не может объяснить, зачем стране, обладающей крупнейшими запасами углеводородов, нужны альтернативные источники энергии, которые придется субсидировать из бюджета?

Как-то совершенно незаметно правительство сформулировало идею о том, что никакого роста в нефтяной промышленности больше не будет, и это хорошо. Дважды за последнее время — 8 июля на совещании в Кириши и 30 июня в Екатеринбурге на межрегиональной конференции «Единой России» — премьер назвал уровень добычи в 505 млн тонн «оптимальным объемом, планкой», которая способна «и полностью закрыть внутренние потребности, и обеспечить наши обязательства по контрактам на внешний рынок».

По словам главы правительства, это «именно такой уровень добычи, который мы должны стабильно поддерживать, это такая «полка», которая решает все наши проблемы».

Фактически можно говорить о том, что достижение предельного уровня добычи нефти является теперь едва ли не официальной идеологией. Премьер прямо говорит о том, что больше России добывать нет никакой нужды. Естественно, что все это подается как сознательное решение: «можем добывать и больше, но нам этого не надо».

Но гораздо важнее, что исполнительная власть вынуждена признать, что после 2011 года рост добычи нефти в РФ практически невозможен (а от запланированного уровня роста добычи газа повсеместно отказываются).

В общем, если отрасль лежит на полке и вот-вот начнет скатываться вниз, то возникает вопрос, а нужно ли стимулировать инновации для ее развития. Мы спо-

Самой отрасли более приятен четвертый взгляд на нефтегаз — инновационный магнит, способный породить спрос на современные инновации

рим по налоговые льготы, сетуем, что никак не мотивируется разработка гринфилдов, а в это время на полном серьезе говорится о том, что новые месторождения стране вообще не нужны, да и в

Однако интеллектуальную дискуссию со сторонниками первых двух подходов к отрасли мы пока проигрываем

росте добычи нет никакой необходимости.

И возникает ощущение, что нефтегаз готов с этим смириться.

Власть откровенно поощряет дискуссии о необходимости любым путем сокращать долю нефтегаза в структуре российской экономики

В психологии это называется «комплексом виктимности». Жертва ферзя — красивейший этюд завершения шахматной атаки. Мы-то ради чего готовы жерт-

Отказать отрасли в развитии и стать мировым заемщиком — наша участь в будущем?

вовать сильнейшей фигурой, находясь в глухой обороне?

Зачем России эта жертва? Чтобы поскорее перейти к несырьевой экономике? За счет внешних заимствований, план которых у правительства уже созрел с намерением дожать нефтянку возвратами долгов? Как бы ахинея не стала шизофренией... 

УРАЛВАГОНЗАВОД: ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ОТРАСЛИ



Современные мобильные буровые установки Уралвагонзавода, предназначенные, в первую очередь, для модернизации действующих и малоэффективных скважин путем доработки вторыми наклонными и горизонтальными стволами, будут востребованы на отечественном рынке нефтегазовой промышленности. В 2011 году Уралвагонзавод планирует изготовить три единицы МБР-125, а с 2014 года выйти на объемы выпуска до 30 установок в год.

Уникальный промышленный комплекс, обладающий мощным научно-техническим потенциалом, — ОАО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» — сегодня находится на пути динамичного развития и уверенно смотрит в будущее, а значит, отметит еще не один юбилей в статусе лидера отечественного машиностроения.

В 2011 году один из крупнейших машиностроительных комплексов России — ОАО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» — отмечает свой Юбилей.

В настоящее время корпорация «Уралвагонзавод» представляет собой объединение 21 про-

мышленного предприятия, научно-исследовательского института и конструкторского бюро, расположенных в пяти федеральных округах России и в Европе.

Формирование интегрированной структуры позволяет корпорации задействовать опыт, научно-технический потенциал и производ-

ственные мощности всех предприятий корпорации — известных разработчиков продукции военного и гражданского назначения, которые не одно десятилетие работают в области исследования металлов, материалов, техники и технологий. Это позволяет в разы повышать эффективность разработки и производства новой продукции.

Благодаря использованию в производстве оборонных технологий, которые дают большие возможности, Уралвагонзавод готов предложить отрасли самую современную технику. Одной из перспективнейших разработок являются мобильные буровые установки МБР-125 и МБР-160, предназначенные для текущего, капитального ремонта и бурения скважин с устьевым давлением до 35 МПа, а также для освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин глубиной до 5000 метров.



Сборка новых машин началась в январе 2010 года, а широкой публике они были впервые представлены на VI Международной выставке технических средств «Оборона и защита — 2010», где были удостоены самых высоких оценок специалистов нефтегазовой промышленности.

МБР созданы по конструкции ОАО «Спецмаш» — предприятия, входящего в интегрированную структуру корпорации; также в проектировании и разработке технологии изготовления узлов и деталей были задействованы большинство служб технологического института УВЗ. В создании опытных образцов приняли участие практически все производства и подразделения Уралвагонзавода.

Основным преимуществом данной машины является наличие надежной лебедки со специальным малооборотным высокомоментным гидроприводом, разработанной в Швеции. Технологический процесс ремонта скважин всегда представляет собой чрезвычайно тяжелую для бурильщика работу, но в случае МБР уникальная конструкция лебедки извращает процесс бурения от основных трудоемких процедур.

Также лебедка обеспечивает:

- повышение производительности спускоподъемных операций на основе бесступенчатого регулирования скоростей и сокращения времени подъема колонн за счет полного использования приводной мощности на каждой стадии подъема;

- высокую точность управления спускоподъемными операциями благодаря совершенным динамическим характеристикам непосредственного привода барабана от высокомоментных гидромоторов и следящему дистанционному электрогидравлическому управлению;

- безопасность управления спускоподъемными операциями благодаря регулируемому режиму спуска колонн методом растормаживания постоянно замкнутых дисковых тормозов.

Кроме того, уникальность установок МБР-125 и МБР-160 заключается в возможности применения верхнего силового привода, предназначенного для враще-

ОПЕРАЦИИ

С помощью установок производится:

- спуск и подъем колонн насосно-компрессорных труб, бурильных труб, насосных штанг и другого оборудования скважин;
- бурильные работы, в том числе разбуривание цементных мостов, пробок, пакеров, зарезка и бурение вторых стволов;
- промывка отложений песка и парафина в скважине, установка цементных мостов, проведение ловильных и аварийных работ.

ОСНАЩЕНИЕ

В состав установок МБР-125 и МБР-160 входит:

- шестисосное самоходное транспортно-технологическое шасси с колесной формулой 12х12;
- телескопическая вышка с открытой передней гранью, обеспечивающая подъем-спуск колонны труб, бурового и другого оборудования при ремонте и бурении скважин;
- основная гидравлическая лебедка;
- талевая система, включающая талевый блок, кронблок, адаптер, талевый канат;
- опорные фундаменты под гидродомкраты;
- комплект оборудования и инструмента.

Кроме того, установки МБР-125 и МБР-160 по заказу потребителя могут быть оснащены системой верхнего силового привода.

ния бурового инструмента, удержания на весу колонны труб, выполнения спускоподъемных операций, подачи бурового раствора в скважину и ремонта скважин с приводом с питанием от штатной гидросистемы этих установок.

Верхний силовой привод, заменяя собой ротор, промывочный вертлюг и гидравлический ключ установок, по сравнению с роторным бурением снижает общую трудоемкость работ при наращивании колонны труб в процессе бурения и значительно повышает производительность труда. Кроме того, появляется возможность интенсификации эксплуатационных скважин глубиной до 3000 метров с низкой эффективностью или выработавших ресурс при доработке их горизонтальными стволами в пластах залегания нефти и газа.

В соответствии с «Правилами в нефтяной и газовой промышленности» МБР-125 и МБР-160 оснащаются верхним силовым приводом при бурении скважин, при вскрытии пласта с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сероводорода свыше 6 объемных процентов, при наборе угла бурения с радиусом кривизны менее 30 метров в наклонно-направленных скважинах, при бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более

300 метров в скважинах глубиной более 3000 метров (см. «Операции» и «Оснащение МБР»).

Установки МБР-125 и МБР-160 делают процесс бурения более легким и комфортным. Управление всеми операциями ведется из обогреваемой кабины с помощью компьютера, который автоматически подбирает необходимые режимы крутящего момента, тормозного момента и другие. Таким образом, субъективный фактор работы сведен к минимуму: бурильщику достаточно дать команду с помощью джойстика, а дальше автоматика будет работать самостоятельно, поддерживая эффективные режимы.

Эксплуатация установок осуществляется при температуре окружающего воздуха от -40°C до +40°C. Также возможно применение установок при критической температуре -45°C.

Эксплуатация скважин, доработанных горизонтальными стволами, является относительно новой и еще малораспространенной в России технологией инновационного характера, но она в разы повышает эффективность валовой отдачи скважин, снижает затраты по сравнению с кустовым методом бурения при помощи передвижных стационарных установок. 



ТНК-ВР В ПРИОРИТЕТАХ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ



«Перестройка» в ТНК-ВР, целью которой является повышение конкурентоспособности компании на внутреннем, а потом и мировых рынках, обозначила, как минимум, три явных приоритета.

Это — концептуальное изменение политики корпоративного управления, направленное на устранение дублирующих функций и повышение скорости принятия решений с одновременным ростом финансовой эффективности.

Это — системное повышение квалификации персонала всей компании от выпускника профильного вуза до топ-менеджера: кадровая составляющая цепочки создания добавленной стоимости.

Это — технологические инновации, подстроенные под нужды добывающих подразделений. По словам Олега Михайлова, вице-президента ТНК-ВР по Западно-Сибирскому дивизиону, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) по извлекаемым запасам на 1% за счет планомерного внедрения новых технологий может дать до \$10 млрд прибыли.

Поиск и адаптация наилучших доступных на рынке технологий для повышения эффективности освоения месторождений, а не разработка собственных — основной принцип технологической стратегии ТНК-ВР.

Дивизион, играя роль смотровой площадки технологий, провел в Нижневартовске форум «Эффективность разработки зрелых месторождений Западной Сибири». Уникальность события состояла в том, что региональные «дочки» ТНК-ВР в режиме полной открытости и прозрачности не только детально перечислили все свои технологические проблемы, призвав к диалогу более 25 зарубежных и отечественных нефтесервисных компаний, но и обозначили многомиллионные размеры плановых инновационных инвестиций.

А это означает, что «перед подрядчиками открываются потрясающие возможности для развития их бизнеса»: только в этом году на инновации ТНК-ВР готова потратить более \$150 млн...

Выявление технологий, которые можно будет масштабировать уже через три года и которые приведут к существенному влиянию на темпы падения добычи на таких месторождениях, как Самотлор, — ключевая задача, на которой намерен сосредоточиться Западно-Сибирский дивизион ТНК-ВР.

Умный покупатель

В рамках дивизиона в настоящее время разработана программа внедрения новых технологий. «У нас существует огромное количество пилотных проектов, которые ведутся на каждом из предприятий отдельно. Но при этом возникает вопрос: какова вероятность того, что по результатам пилотного проекта мы сможем внедрить какую-то из технологий на месторождениях компании, чтобы существенно повлиять на добычу к 2013 году? И что для этого должно быть сделано?», — такие вопросы ставил перед выступающими О.Михайлов.

По его словам, переломным моментом в масштабном внедрении новых технологий является накопление на предприятиях опыта по их испытанию: «Когда под-

рядчик приносит нам новую технологию, показывает ее, потом тестирует и собственными силами пытается внедрить, масштабного эффекта не получается. Необходимо накопление критической массы, т.е. накопление в рамках самого ЦДО экспертизы

по тому, как эту новую технологию внедрять. Поэтому наш дивизион начал обсуждение с Управлением технической деятельности корпоративного центра о том, чтобы инновационная инициатива сверху была поддержана на уровне предприятий».

Обращаясь к участникам форума, О.Михайлов подчеркнул, что потенциальному поставщику новых технологий необходимо ответить на два вопроса: какова перспектива масштабирования предлагаемой им технологии к 2013 году и какова перспектива

САМОТЛОР: БОЛЕЕ \$70 МЛН ЕЖЕГОДНО

ВИТАЛИЙ ФЕДОРОВ

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства ОАО «Самотлорнефтегаз»



На долю «Самотлорнефтегаза», который ведет разработку центральной и юго-западной части месторождения, приходится 1/3 всей нефтедобычи ТНК-ВР.

Месторождение открыто в мае 1965 года. В 1981 году был добыт первый миллиард тонн нефти, в 1986-м — второй миллиард. Остаточные запасы на январь 2011 года составляют 720 млн тонн, обводненность — 94,4%. В период с 2012 по 2031 годы планируется добыть 285 млн тонн. В текущем году добыча ожидается на уровне 18,8 млн.

Для дальнейшего развития предприятия разработана стратегия, которая включает в себя оптимизацию экономических показателей актива с приемлемыми для компании рисками:

- управления системой разработки с увеличением активности на фоне ППД и снижением количества геолого-технических мероприятий (ГТМ) с сохранением эффективности и увеличением успешности;
- разработки запасов в пласте «Рябчик» (это 53% остаточных запасов Самотлора);
- сокращения добычи жидкости;
- реализации программы энергоэффективности.

Кроме того, планируется провести реинжиниринг месторождения, поскольку оно находится на 4-й стадии разработки. А именно: оптимизацию бизнес-процессов, развитие организационного потенциала и оптимизацию инфраструктуры.

Самотлор разрабатывается уже более 40 лет. Соответственно в процессе его эксплуатации нам приходится сталкиваться со всеми проблемами крупного зрелого месторождения: геологическими — в частности, с кольматацией призабойной зоны пласта, или трудностями в процессе строительства скважин и заканчивая проблемами наземной инфраструктуры, в числе которых недостаточный уровень автоматизации, устаревшее оборудование... (см. «Проблемные вопросы Самотлора»).

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

Направление	Область возникновения проблемы	Проблема
Геология (Пласт, ПЗП)	Призабойная зона пласта; Пласт межскважинное пространство; Движение флюида по коллектору; Геологическое строение	Законный переток; Негерметичность колонны выше/ниже интеграла эксплуатируемого пласта; Качество цементного камня; Снижение пластового давления; Межпластовый переток; Кольматация призабойной зоны; Выделение газа на забое
Скважина добывающая, нагнетательная	Подземное оборудование; Процесс строительства скважины (бурение, ЗВС)	Отказы УЭЦН, УШГН — осложненный фонд, механический износ; Негерметичность, смятие, смещение, коррозия колонны; Прорыв фронта нагнетания; Малый диаметр колонны; Неэффективная закачка; Клиноформенное строение пласта; Начальные запасы пластов ПК, АВ, БВ; Неустойчивость стенок скважин; Низкие пластовые давления; Бурение скважин с большим объемом отходов
Наземная инфраструктура	Трубопроводный транспорт; Площадки ППН, ППД	Устаревшее оборудование технологии и оборудования подготовки и перекачки нефти и газа; Избыточная инфраструктура; Недостаточный уровень автоматизации

Все эти проблемы могут привести к снижению межремонтного периода, выводу скважин в бездействующий фонд, уменьшению наработки на отказ, авариям и потере оборудования, разгерметизации и т.д. И как следствие — к увеличению затрат и потере нефти.

Для сокращения возможных последствий на предприятии ведется интенсивный поиск решений и опыта, привлекаются все доступные методы и способы, принимаются во внимание инициативы самих работников ЦДО, а также предложения наших партнеров — подрядных организаций.

Мы разработали программу по внедрению новых технологий, как на ближайшие годы, так и на долгосрочную перспективу. И планируем создать единый банк знаний, которым смогут пользоваться все дочерние общества ТНК-ВР и партнеры.

В 2010 году на реализацию в программы по внедрению новых технологий инвестировано \$21 млн. В ее реализации участвовало 26 подрядчиков, в результате было проведено испытание 40 технологий, из них внедрено 19, тиражируются 7 технологий.

В текущем году в новые технологии будет вложено больше чем втрое инвестиций — свыше \$70 млн. Технологический план предусматривает реализацию более 40 проектов: планируется испытание 29 технологий, направленных на увеличение добычи нефти; пяти — на сокращение добычи жидкости; шести проектов, предусматривающих увеличение энергоэффективности.

В следующие три года технологии в «Самотлорнефтегазе» будут целенаправленно развиваться по таким направлениям, как разработка месторождений, бурение, повышение эффективности ГТМ и систем ППД, повышение энергоэффективности, целостность оборудования. И мы надеемся, что наши партнеры примут активнейшее участие в формировании этого процесса и предложат нам новые усовершенствованные решения обозначенных проблем.



снижения цены и цикла внедрения данной технологии при мас-

Переломным моментом в масштабном внедрении новых технологий ТНК-ВР является накопление в ЦДО опыта по их испытанию

штабировании?

А чтобы подрядчики ТНК-ВР знали, на каких направлениях им

Потенциальному поставщику новой технологии необходимо ответить на два вопроса: какова перспектива ее масштабирования и перспектива снижения цены и цикла внедрения?

стоит сфокусироваться, менеджеры четырех нефтедобывающих подразделений Западно-Сибир-

НИЖНЕВАРТОВСК: УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ — СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ



ЕВГЕНИЙ АРМИЯНОВ

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства
ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Компания эксплуатирует шесть месторождений: северную часть Самотлора, Тюменское, Гун-Еганское, Новомолодежное, Лор-Еганское и Малочерногорское месторождения. В состав «ТНК-Нижневартовск» также входит крупнейший в регионе Белозерный центральный товарный парк (БЦТП) с объемами сдачи нефти более 224 млн баррелей в год в систему АК «Транснефть».

Фонд нефтяных скважин — 2300, нагнетательных скважин — 850. Общая добыча по нашему ЦДО в 2010 году составила около 7,3 млн тонн нефти. По итогам текущего года ожидаемая добыча — 6,9 млн тонн.

«ТНК-Нижневартовск» имеет сложную инфраструктуру, но, несмотря на обустроенность предприятия, у нас есть ряд проблем, которые мы разбили на три группы. Это проблемы, связанные с получением дополнительной добычи, с сокращением затрат и с разработкой месторождений.

Увеличение дополнительной добычи

Не секрет, что месторождения Западной Сибири многопластовые. И здесь возникает такая задача, как разработка многопластовых залежей с применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД). Проблема актуальна и для «Самотлорнефтегаза».

Мы запланировали для своего предприятия два варианта ОРД — общий потенциал по данной технологии составляет порядка 130 скважин. К 2020 году дополнительная добыча нефти составит 2,5 млн тонн, хотя в ближайший трехлетний период мы заложили долю пессимизма, поскольку данная технология находится в стадии апробации.

Следующий барьер в получении дополнительной добычи — сложность в эксплуатации скважин с колоннами малого диаметра. В нашем фонде таких скважин 352 — с диаметром 102 мм, 114 мм и 120 мм. Сегодня у нас нет возможности увеличить добычу нефти на этих скважинах, для этого необходимы альтернативные механизмы добычи.

Еще одна проблема — это кольтизация порового пространства призабойной зоны пласта. В прошлом году на наших месторождениях было выполнено 166 операций по интенсификации добычи нефти методом ОПЗ пласта кислотными составами и повторными перфорациями. Средний эффект составил 4,3 тыс. тонн в сутки.

Мы планируем в течение пяти лет использовать методы интенсификации добычи нефти на 50 скважинах при капитальном ремонте и 60 скважинах при подьемном ремонте. Но в случае если будет найдена действительно эффективная технология, экономически оправдывающая себя, этот срок может сдвинуться к 2012 году.

Сейчас ведется постоянная работа по оптимизации дизайнов ОПЗ, методов освоения скважин, оценки потенциала и методов воздействия на призабойную зону пласта.

Волнует нас и низкое пластовое давление. Истощенность пластов Самотлора также привела к периодическому росту фонда скважин — с января 2010 года он вырос чуть ли не в два раза. Решение данной



проблемы мы видим в интенсификации притока с использованием новых технологий, в поиске новых методов контроля за работой систем пласт-скважина, насос-скважина с возможностью влияния на работу самого насоса.

Повышение эффективности ГРП, на первый взгляд, не такая большая проблема. Данный метод интенсификации добычи запланирован на 20-летний период. В 2010 году на месторождениях предприятия выполнено 208 операций ГРП.

Однако возникают проблемы с подбором скважин-кандидатов, а также с проведением самого ГРП. Дело в том, что эффективность скважин в настоящее время составляет 10 тонн, и в ближайшей перспективе ГРП может стать малооправданным мероприятием. Поэтому наша цель — развитие технологий по многостадийному ГРП, поиск технологий ГРП, направленных на снижение водопитока после самого гидроразрыва.

Следующая тема — эффективность бурения и ЗБС. Мы запланировали стабильный фонд скважин для бурения боковых стволов в ближайшие три года. Но здесь возникают серьезные проблемы, связанные с неподтверждением геологической структуры пластов и нефтенасыщенности, низким пластовым давлением в зонах бурения.

Какие мы видим возможности для повышения эффективности данного метода? Это проведение исследовательских работ по определению давления в зонах проектного бурения, технологии бурения горизонтальных скважин в условиях пониженного пластового давления, бурение горизонтальных скважин с двумя стволами.

К примеру, в прошлом году была опробована технология бурения с проведением многостадийного ГРП — на горизонтальном участке провели одновременно три ГРП. В конце этого года планируем освоить методику проведения пяти ГРП.

Но данная технология не позволяет нам эффективно проводить ГРП на всем фонде скважин нашего предприятия из-за ее высокой стоимости. Поэтому сейчас мы работаем совместно с партнерами как над ее эффективностью, так и над ее стоимостью.

Снижение затрат

Обводненность Самотлора растет, в связи с чем возникают трудности с эффективной добычей жидкости на месторождении. Т.е. растет удельная стоимость затрат на добычу и электроэнергию. Поэтому наша задача — снизить объем добываемой жидкости и при этом сохранить рентабельный дебит нефти. За период с 2012 по 2022 годы мы планируем сократить объем добываемой жидкости по предприятию на 68 млн тонн.

Еще одна возможность сократить затраты — снизить продолжительность ремонтов скважин и ГРП. Такие проблемы, как поглощение технологических жидкостей глушения при нормализации забоя, высокие операционные затраты по очистке и нормализации забоя, а также затраты, связанные с устранением негерметичности эксплуатационных колонн НКТ, увеличивают сложность подземных ремонтов, соответственно, и продолжительность самого цикла ремонта скважин.

Внедрение новых видов жидкостей для глушения, поиск технологий по отсечению интервала первого ГРП, проработка и использование новых методов по очистке ствола скважины для сокращения времени нормализации забоя после ГРП и других технологий позволят сократить сроки ремонтных работ и затраты на их проведение.

В прошлом году мы столкнулись с новой проблемой: после проведения двух ГРП и зарезок боковых стволов увеличился цикл освоения скважин. Сейчас перед нами стоит задача проработать возможность применения новых технологий бурения при спуске хвостовиков в горизонтальный участок, использования новых органических ингибиторов, облегченных растворов, хвостовиков с двухступенчатым цементированием и других.

И наконец, нам предстоит реализовать мероприятия по повышению энергоэффективности. Рост удельного потребления электроэнергии и тарифов ставит нас перед необходимостью поиска, разработки и реализации энергосберегающих мероприятий, внедрения системы энергетического менеджмента, масштабирования уже реализованных успешных проектов, а также испытания нового оборудования и технологий.

Разработка месторождений

Здесь перед нами стоит задача снижения темпов падения базовой добычи на наших месторождениях. В первую очередь, необходимо решить проблемы, возникающие при разработке низкопроницаемых коллекторов. Это низкое пластовое давление, неподтверждение остаточных запасов, прорыв трещин при ГРП в обводненные пласты и др.

Пути их решения мы видим в уплотнении системы разработки с целью снижения риска прорыва в водонасыщенный пласт A_1 , в работах по наращиванию цементного камня, в поиске новых технологий по интенсификации притока нефти и восстановлению продуктивности скважин методом управляемых циклических депрессий на пласт.

53% остаточных запасов Самотлорского месторождения находятся в пласте «Рябчик», поэтому этот объект является основным стратегическим направлением развития нашего предприятия. Однако данный пласт проблематичен из-за низкого пластового давления, низкой проницаемости и низкой эффективности закачки.

Для решения этих проблем мы для себя обозначили несколько направлений: тиражирование мероприятий по организации закачки горизонтальными скважинами, поиск технологий физико-химического воздействия на пласт через систему ППД, закачка реагентов, поиск эффективных технологий для ремонтно-изоляционных работ в нагнетательных скважинах.

Все эти технологии являются новыми и не используются масштабно на нашем месторождении. В прошлом году был реализован пилотный проект ЗБС на горизонтальных нагнетательных скважинах. С 2011 года начато тиражирование мероприятий по организации закачки горизонтальными скважинами.

Работа в этом направлении особенно важна, потому что у нас есть еще два пласта — A_{23} и P_8 , которые также ассоциируются с низкой выработкой запасов при высокой обводненности и неопределенностью по структуре самих запасов.

Чтобы вовлечь в разработку эти трудноизвлекаемые запасы, необходимо применение эффективных технологий полимерного заводнения, методов, направленных на увеличение коэффициента вытеснения, выравнивания профиля приемистости и оптимизации системы заводнения путем отсечения выработанных пропластков.

Программа новых технологий на 2011 год выглядит следующим образом. Всего мы запланировали 40 проектов: разработка месторождений — 6 проектов, внутрискважинные работы — 8; повышение эффективности мехдобычи — 14. Пять технологий, связанных с ИТ и КИП, шесть проектов по инфраструктуре и один проект по охране труда и промышленной безопасности.

ского дивизиона холдинга — «Самотлорнефтегаза», «Варьеганнефтегаза», «ТНК-Нягань» и «ТНК-Нижневартовск» — рассказали о производственных пробле-

В текущем году «Самотлорнефтегаз» планирует вложить в новые технологии в три раза больше инвестиций, чем в прошлом, — свыше \$70 млн

мах, с которыми им приходится сталкиваться, выделив те направления, где, с их точки зрения, с

В следующие три года технологии в «Самотлорнефтегазе» будут развиваться по таким направлениям, как разработка месторождений, бурение, повышение эффективности ГТМ и систем ППД, повышение энергоэффективности

помощью инновационных решений можно существенно повлиять на уровень добычи нефти.

Обратная связь

Ознакомившись с портфелем задач, представители нефтесервисных компаний, включая Baker

Развитие инновационных технологий в «ТНК-Нижневартовск» связано с получением дополнительной добычи, сокращением затрат и разработкой месторождений

Hughes, Schlumberger, Weatherford, поспешили поделиться с организаторами форума своими идеями и новыми разработками. Они предложили их вниманию более 30 презентаций инновацион-

Проблема разработки многопластовых залежей с применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) актуальна и для «ТНК-Нижневартовск», и для «Самотлорнефтегаза»

ных решений по повышению эффективности разработки место-

ВАРЬЕГАН: В ИННОВАЦИИ — БОЛЕЕ \$40 МЛН



ВИКТОР СОРОКИН

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства ОАО «Варьеганнефтегаз»

В разработке нашего ЦДО находятся 15 месторождений, сконцентрированных вокруг Нижневартовска и Радужного. Суточная добыча нефти — 21,7 тыс. тонн, жидкости — 210 тыс. тонн, закачка — 201 тыс. м³. Текущая обводненность — 89%.

Действующий фонд добывающих скважин — 2145, нагнетательных — 948. Большая часть месторождений находится на 3-й и 4-й стадии эксплуатации, хотя есть и несколько гринфилдов.

Мы выделили четыре глобальных направления движения, которые могут привести к повышению эффективности разработки наших месторождений в ближайшей перспективе.

Первое и ключевое: трудноизвлекаемые, низкопроницаемые и контактные запасы. Это пласты с вязкой нефтью, которые в текущих условиях мы не можем полностью ввести в разработку — нам не позволяет это сделать рентабельность существующих технологий. И таких запасов у нас достаточно много, например, на Ваньегане и северной части Варьеганского месторождения.

Следующая достаточно серьезная проблема, характерная для всех месторождений Западной Сибири, — снижение базовой добычи. Нам никуда от этого не деться, но темпы падения добычи нужно регулировать. И мы пытаемся это делать с помощью имеющихся технологий, однако их эффективность из года в год снижается.

Еще одна глобальная проблема — выработка остаточных запасов. Месторождения, которые находятся на 3-й стадии эксплуатации, характеризуются тем, что имеют достаточно большой аварийный фонд скважин с невыработанными запасами. Это остатки целиков нефти в межскважинном пространстве, и нам нужны технологии, которые позволили бы эту нефть извлекать.

И последний свод проблем — рост операционных затрат, в первую очередь, связанных с потреблением электроэнергии. Сейчас в себестоимости добычи ЦДО «Варьеганнефтегаз» эта составляющая равна 33%, что достаточно много. Соответственно, нам нужны энергосберегающие технологии. Интересной представляется технология собственной генерации, поскольку практически все наши месторождения характеризуются высоким газовым фактором. Не считая проблемы с утилизацией ПНГ.

Мы создали так называемый портфель задач нашего предприятия. На текущий момент в нем порядка 100 задач, требующих решения, и новых инновационных технологий.

Я представлю топ-9, с которыми мы чаще всего сталкиваемся в нашей работе и которые могут кардинально переломить негативную тенденцию снижения чистого денежного потока по нашему ЦДО:

- Эффективность глушения. Ежемесячно мы проводим ремонтные работы на 40 скважинах с высоким газовым фактором и аномально низким пластовым давлением: есть потребность в технологиях, которые позволят сохранить и пласт, и скважину;
- Бурение с большими отходами. Если бы у нас была технология, позволяющая бурить с отходом от вертикали до 2,5 км и больше, то мы могли бы свою программу по строительству кустов сократить на 30% в ближайшие три года;
- Выработка остаточных запасов нефти в обводненных монолитных пластах. Таких пластов в нашем ЦДО достаточно много: это Б8 на северном Варьегане, основные объекты ПК и Б8 на Ваньеганском месторождении. Здесь нужны технологии по экранированию конусов водоносности;
- Выработка остаточных запасов в неоднородных глинизированных коллекторах с высокой обводненностью. Частично эта проблема существует практически на всех наших месторождениях. Соответственно, технологии, позволяющие ее решить, будут нами приветствоваться;

- Увеличение наработки на отказ подземного оборудования скважин. В среднем по всем нашим месторождениям наработка на отказ составляет 600 суток. Здесь мы должны двигаться дальше и повышать не только саму наработку, но и эффективность механизированной добычи нефти. И в данном случае объем для тиражирования технологий — это практически весь наш фонд скважин — более 2000 единиц;
- ОРЭ нескольких объектов. Месторождения «Варьеганнефтегаза», в основном, многопластовые. Например, Варьеганское представляет собой порядка 120 пластов. Здесь нужны комплексные технологии, позволяющие производить учет продукции, гидродинамические исследования и т.д. Сейчас мы испытываем шесть технологий, но есть еще проблемы, которые предстоит решить;
- Разработка нефтяных оторочек в подгазовых зонах. Для наших месторождений характерен высокий газовый фактор, к тому же на Варьегане, Верхнеколик-Еганском, Бахилловском месторождениях достаточно большое количество газовых шапок. Для нас интересны технологии, которые бы позволили добывать нефть с подгазовой зоны, при этом не вовлекая в разработку газовую шапку;
- Эффективность выработки запасов многопластовых месторождений. Здесь интересны технологии многослойного бурения, технологии ГРП на несколько пластов;
- Неравномерность вытеснения нефти закачиваемым агентом в системе ПДД. Эта проблема общеизвестна, как и достаточно много технологий для ее решения. Вопрос в оценке эффективности каждого метода и правильного выбора участка для его внедрения.

Мы уже приступили к тиражированию некоторых технологий, которые успешно себя зарекомендовали. И если в 2010 году было опробовано всего 15 новых технологий с затратами в \$5,01 млн, то в этом году наш план — 52 технологии и \$41,4 млн инвестиций.



рождений и снижению операционных затрат нефтяных компаний.

«ТНК-Нижневартовск», в первую очередь, заинтересовали тех-

Программа новых технологий «Нижневартовска» на 2011 год включает 6 проектов по разработке месторождений, 8 — по внутрискважинным работам, 14 — по повышению эффективности мехдобычи, 12 — по ИТ, КИП, инфраструктуре и HS

нологии, связанные с энергосбережением, новые материалы и оборудование отечественных фирм «Данфосс», корпорации

В портфеле задач «Варьеганнефтегаза» порядка 100 задач, требующих решения и новых инновационных технологий, но среди главных — 9 задач

«Триол», Нефтяной электронной компании (НЭК).

«Наконец-то на рынке появились частотные преобразовате-

Если в 2010 году «Варьеганнефтегаз» опробовал 15 новых технологий с затратами в \$5,01 млн, то в этом плановом году — 52 технологии и \$41,4 млн инвестиций

ли российского производства. До прошлого года станции ча-

стотного управления агрегатами по закачке рабочего агента в

Ключевые проблемы «ТНК-Нягань» сосредоточены на Талинской площади. В новых решениях нуждаются большой бездействующий фонд, низкорентабельные запасы, низкая эффективность ГТМ и высокое энергопотребление

пласт выпускали только импортные подрядчики. Соответственно, цена на их продукцию была огромная, и экономика наших проектов с данной технологией

На 2011 год «Нягань» запланировал 34 проекта по внедрению новых технологий, объем инвестиций — \$21,8 млн

просто не справлялась. Сейчас уже возможны варианты, и проекты с применением отечественного оборудования становятся актуальными», — поделился

Чтобы помочь подрядчикам эффективно разработать нужные ТНК-ВР технологии, необходимо внутри ЦДО Холдинга создать группы, которые сфокусировались бы на их внедрении

впечатлениями Евгений Армянинов.

По словам Олега Михайлова, он также отметил на форуме несколько разработок, входящих в круг задач Западно-Сибирского дивизиона по идентификации

Самый большой объем ошибок совершается на этапе сейсмических работ: «У нас большой информационный голод по петрофизическим, геологическим, геофизическим и гидрологическим данным месторождения...»

технологий, которые могут привести к существенному увеличению запасов и улучшению эффективности освоения месторождений региона.



«А чтобы помочь подрядчикам эффективно разработать эти технологии, необходимо внутри наших ЦДО создать группы, которые сфокусировались бы на их внедрении в производство», — подчеркнул он.

Кроме того, менеджеры ТНК-ВР обратили внимание на возможность форума организовать обратную связь с теми подрядчиками, чьи технологии и оборудование сейчас испытываются на предприятиях компании. По их

мнению, прошедшее мероприятие даст толчок для подготовки Программы новых технологий на 2012 год.

Однако не все из того, что компания хотела бы услышать от сервисных организаций, прозвучало на форуме, заметили в ТНК-ВР. По мнению Е.Армянинова, на подобных мероприятиях подрядчики неохотно и не до конца раскрывают свой потенциал: «Они не готовы в присутствии своих прямых конкурентов рас-

НЯГАНЬ: ГОТОВЫ РАССТАТЬСЯ С \$21,8 МЛН

ФЕДОР ЛЕСКИН

Директор департамента геолого-технических мероприятий и анализа текущей разработки ОАО «ТНК-Нягань»



Три основных месторождения ЦДО «ТНК-Нягань» — Талинское, Ем-Еговское и Каменное — расположены в Югре. Здесь же находится и Пулытйинский участок, где проведены разведочные работы. Кроме того, у предприятия есть четыре поисковые лицензии в Тимано-Печоре.

Ключевые проблемы предприятия сосредоточены на Талинской площади. Это и сложное геологическое строение основных объектов разработки, и низкая наработка на отказ фонда ЭЦН, и большой аварийный фонд скважин, и высокая обводненность, плюс проблемы с утилизацией газа и другие.

Мы выделили четыре группы проблем, решение которых нуждается в новых идеях.

Первая: большой бездействующий фонд. Эксплуатационный фонд по ЦДО «ТНК-Нягань» составляет 4300 скважин. 1800 — бездействующих, из них порядка 1700 — на Талинском месторождении. Наши действия — мероприятия по ликвидации негерметичной эксплуатационной колонны, гидроструйная эксплуатация, ремонтно-изоляционные работы. Однако на сегодняшний день отсутствуют эффективные технологии для ликвидации в короткие сроки сложных аварий.

Вторая: низкорентабельные запасы. Здесь также речь идет о низкопроницаемых коллекторах Талинского месторождения. Актуальны технологии по совместной эксплуатации объектов гидроразрыва в горизонтальном стволе. В прошлом году мы реализовали технологию многостадийного ГРП в наклонных скважинах — сейчас проводится оценка производительности этих скважин.

Третья: низкая эффективность ГТМ. Чтобы исправить ситуацию, мы совместно с подрядчиками реализуем большой пакет проектов по внедрению высокотехнологичных ГРП, а также технологий обработки призабойной зоны пласта и щадящего глушения скважин. В частности, на июнь-июль было запланировано начало работ по внедрению технологий ГРП (Schlumberger), а также технологии, позволяющей изолировать негерметичности эксплуатационной колонны. Сейчас идет доработка технологии ГРП FiberFrac Schlumberger, мы успешно провели первые три работы по ее опробованию.

Четвертая: высокое энергопотребление. На сегодняшний день реализуем несколько проектов по использованию энергоэффективного оборудования. В частности, в текущем году на 20 скважинах будет применен ЧПС для привода УШГН, который позволит установить оптимальное количество числа качаний, снизить удельную норму потребления электроэнергии на подъем кубометра жидкости.

Кроме того, на стадии реализации находится проект по использованию высокопроизводительного ЭЦН с повышенным КПД производства «Новомет-Пермь». Запланированный объем на текущий год — три скважины.

В прошлом году «ТНК-Нягань» реализовала 15 проектов по внедрению новых технологий. На 2011 год запланировано 34 проекта, объем инвестиций — \$21,8 млн. Направления развития технологий следующие: разработка месторождений — 6 проектов, внутрискважинные работы — 11, повышение эффективности добычи — 7, бурение — 7, инфраструктура — 3 проекта.

Мы также ведем мониторинг нашего плана. Основные проблемы связаны со сроками выполнения заданий. За 5 месяцев текущего года уже выполнено 8 проектов, на стадии реализации — 12, на стадии подготовки к реализации — 9. На стадии оценки возможности реализации — 3 технологии бурения. Один проект отложен: посчитали, что вести подрядчика в отдаленный регион для нас сейчас дорого.

Мы сфокусировались на тех инновационных решениях, которые позволят снизить стоимость работ. И здесь я хотел бы отметить технологию FiberFrac компании Schlumberger, которая стоит дешевле стандартных методов ГРП.

сказывать о своих наработках, особенно тех, что находятся в начальной стадии».

Как заметил Юрий Красневский, директор департамента по новым технологиям «ТНК-ВР Менеджмент», он не услышал на форуме ответы на главные вопросы: «Где находятся запасы месторождений, разрабатываемых в течение 20–30 лет? И как их осваивать?»

По его словам, самый большой объем ошибок совершается на этапе сейсмических работ: «У нас большой информационный голод по петрофизическим, геологическим, геофизическим и гидроло-

гическим данным месторождения...» Он отметил невысокое техническое и математическое наполнение работ, а также отсутствие анализа: «Ведь были же неудачи в процессе испытания новых технологий? В чем их причины? Какие параметры не были поддержаны жизнью? Какие ошибки допущены и как они исправлялись?»

Ю.Красневский считает, что необходимо четко прописать принципы внедрения новых технологий. Так, по его мнению, подрядчики должны предлагать уже готовые технологии. Т.е. обозначить проблему, предложить ее ре-

шение, в том числе объяснить физические и химические процессы нового метода, представить объем лабораторных работ, потому

ТНК-ВР: подрядчики должны предлагать уже готовые технологии и представлять законченную схему расчета эффективности новой технологии

что нельзя испытывать технологию сразу на скважине. И последнее, представить законченную схему расчета эффективности новой технологии. 

EMERSON ОБЪЯВЛЯЕТ О НАЧАЛЕ ПРОДАЖ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОННЫХ ВЫНОСНЫХ СЕНСОРОВ ROSEMOUNT 3051S ERS В РОССИИ

Для точных и быстрых измерений уровня в ректификационных колоннах и любых других высоких резервуарах без импульсных линий и капилляров и без оглядки на температуру окружающей среды есть уникальное решение с цифровой архитектурой от Emerson.

Многие предприятия для измерения уровня используют датчики давления, потому что эта технология подходит для различных процессов, широко распространена и применяется уже долгое время. Обычно используется датчик перепада давления вместе с импульсными линиями или капиллярами и выносной мембраной. Однако существуют применения, как, например, ректификационные колонны или просто высокие емкости, стоящие на открытом воздухе, с широким диапазоном температур эксплуатации, где требуется значительная длина импульсных линий или капилляров. Использование традиционных систем в таком случае влечет за собой несколько значимых проблем. Применяемые импульсные линии ненадежны, их прихо-

дится проверять на наличие утечек и засорение, конденсация и испарение влияют на точность показаний. Эффект от воздействия температуры окружающей среды увеличивается из-за большой длины импульсных линий или наличия капилляров. Кроме того, оборудование, эксплуатируемое при низких температурах, зачастую требует встроенного электрообогрева.

Решение таких проблем — задача Emerson. Поэтому глобальный инженерный центр в Челябинске, где создаются решения, применяемые по всему миру, разработал систему электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S. Новая система электронных выносных сенсоров (ERS) позволяет устранить те проблемы, с которыми заказчик может столкнуться в таких применениях.

Это стало возможным благодаря тому, что механические импульсные линии и капилляры в системе ERS заменены цифровой системой, состоящей из двух датчиков давления 3051S, соединенных электрическим кабелем. Перепад давления вычисляется в одном из двух датчиков и передается в виде сигнала 4-20 мА + HART.

Основное преимущество системы 3051S ERS заключается в улучшенных рабочих характеристиках. Дело в том, что при большой длине импульсных линий и капилляров зачастую приходится сталкиваться с повышенным дрейфом показаний и задержками во времени отклика. При изменении температуры внешней среды меняется плотность и объем заполняющей жидкости в капиллярах или воды в импульсных линиях, а это в свою очередь приводит к дрейфу показаний. Использование системы 3051S ERS позволяет устранить эти проблемы, а цифровая архитектура обеспечивает более устойчивые измерения при значительных колебаниях температуры. Кроме того, значительно снижается время отклика.

Второе преимущество системы 3051S ERS — это простота использования. Отсутствие механических компонентов значительно упрощает процесс монтажа. Один специалист отдела КИП может без труда установить отдельно каждый датчик, а затем соединить их обычным электрическим кабелем необходимой длины.

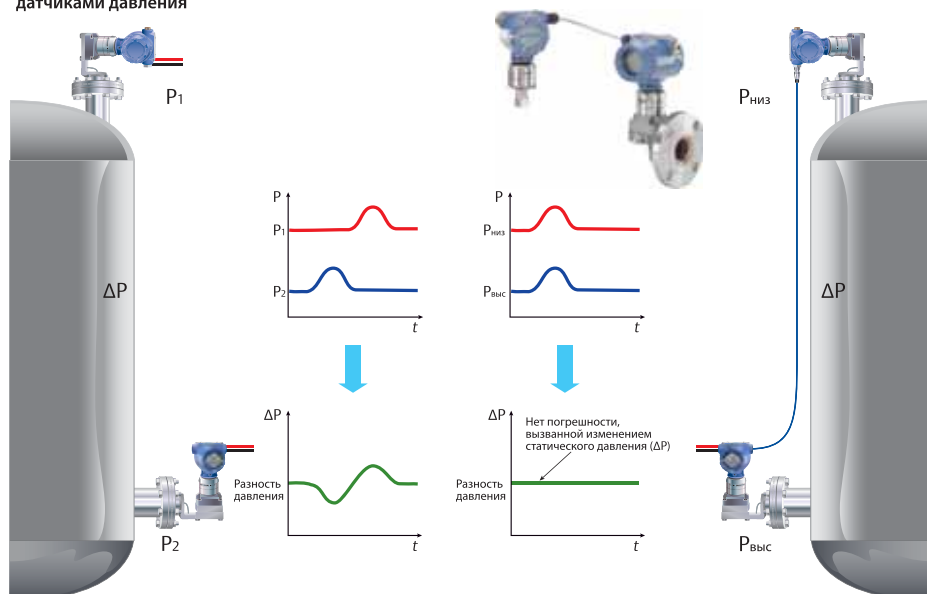
При этом обеспечивается:

- возможность подключения проводов питания и ЖК-индикатора сверху или снизу;
- технологические соединения с фланцами, клапанными блока-

Фото 1 — Установка системы электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S ERS

Система с двумя обычными датчиками давления

3051S ERS



ми и разделительными мембранами;

- легкий доступ к информации благодаря выносному индикатору.

Еще одно преимущество системы ERS заключается в том, что она дает дополнительную возможность измерения различных параметров, что невозможно при применении традиционных датчиков перепада давления. Когда вы используете датчик перепада давления с импульсными линиями или капиллярами, вы получаете только показания перепада давления. Перепад давления — важнейший параметр, измеряемый при эксплуатации резервуара или колонны, но он не сообщает всех данных. С системой ERS помимо перепада давления вы сможете получать данные о давлении с каждого датчика, температуре модуля датчика, а также иметь возможность настроить систему для получения данных об уровне или объеме — в зависимости от того, что выберете. Это возможно благодаря многопараметрической технологии MultiVariable™, которая выдает информацию, необходимую для расширенного контроля и управления технологическими процессами.

Может возникнуть резонный вопрос: «Можно ли самим сделать систему, используя два датчика давления?» Ответ: «Можно, но это будет дороже, измерения будут менее точными, и использовать такую систему будет сложнее». Один из ключевых моментов, связанных с технологией ERS, заключается в том, что в данной системе используется запатентованный алгоритм, синхронизирующий показания обоих сенсоров, прежде чем рассчитать разность давлений. Например, если давление в резервуаре меняется даже незначительно и сигналы давления не синхронизированы, это приведет к дрейфу измерения при расчете разности давлений. Также при использовании двух датчиков потребуется в два раза больше электромонта-

жа, в два раза больше точек ввода/вывода, и, в конечном счете, потребуется дополнительно программировать распределенную систему управления. Наконец, это более сложный способ калибровки или подстройки измерения разности давлений.

Таким образом, за счет уникальной цифровой архитектуры ERS-системы, исключая механические части, достигается:

- нечувствительность к перепаду температур, а соответственно, устранение смещения показаний;
 - снижение времени отклика больше чем на 90%;
 - измерение нескольких параметров одновременно;
 - упрощение установки;
 - обеспечение легкой интеграции и настройки;
 - снижение частоты ремонтов и количество процедур по техническому обслуживанию;
 - обеспечение большей «прозрачности» техпроцесса и повышение производительности.
- Существуют технологические процессы, где необходимо точно отслеживать и контролировать давление газовой подушки в резервуаре, и благодаря системе ERS можно получить данную информацию с помощью хост-системы с поддержкой HART, используя сигналы 4-20 мА с конвертером сигнала Tri-loop или посредством беспроводной связи с THUM-преобразователем (сигнала HART в беспроводной).

Максимальный эффект от использования системы 3051S ERS достигается на ректификационных колоннах, высоких резервуарах и других применениях, например с длинными переходами и широким диапазоном температур, в таких процессах, как:

- хранение химреагентов в резервуарах;
- варка крафт-целлюлозы в котлах;
- ферментация;
- реакция алкилирования;
- брожение пива.

Фото 2 — Сенсор ERS высокого давления, установленный внизу резервуара



Применение новейших технологий не означает сложностей и многочасового обучения. Система 3051S ERS — это модернизированный вариант проверенной и хорошо знакомой технологии из-

Фото 3 — Сенсор ERS низкого давления, установленный наверху резервуара



мерения уровня методом перепада давления в цифровом исполнении. Она стала первым решением, разработанным уральским инженерным центром, которое теперь активно применяется по всему миру. Заказать эту систему на территории России вы сможете уже до конца текущего года. Воспользуйтесь возможностью получить результаты, которые раньше казались недостижимыми. Компания Emerson обладает набором инструментов и опытом для успешного внедрения системы 3051S ERS и других инновационных технологий. 

НАШ СЕРВИС НА ЧУЖБИНЕ: ПРЕОДОЛЕВАЯ НЕПРЕОДОЛИМОЕ



В последние годы не только иностранные игроки расширяют свое присутствие на российском нефтесервисном рынке, но и отечественные компании также стремятся открывать новые регионы и рынки. Участие в зарубежных проектах позволяет диверсифицировать производство, расширить географию деятельности и соответственно повысить конкурентоспособность российских сервисников.

Чаще всего они прокладывают путь на внешние рынки вслед за нефтяниками, в первую очередь, в те страны, где их опыт хорошо известен еще с советских времен.

Однако новых игроков на зарубежные сервисные рынки пускают неохотно, и, по мнению участников отрасли и экспертов, закрепиться здесь могут те российские подрядчики, которые доказали свою состоятельность в рамках проектов нефтегазовых госкорпораций и ведущих компаний или заручились поддержкой местных партнеров. При этом, конкурентные преимущества отечественные сервисники демонстрируют в традиционных сегментах: сейсмике, бурении, нефтегазовом строительстве.

Крупнейшая российская инжиниринговая компания «Стройтрансгаз» (СТГ) начала активно искать выходы на внешние рынки после того, как потеряла свои позиции в качестве основного подрядчика «Газпрома». За по-

следние пять лет зарубежные проекты занимают порядка 60–70% в портфеле заказов СТГ. По словам Сергея Макарова, возглавившего правление компании в прошлом году, СТГ намерен и в дальнейшем расширять работу за рубежом.

Референции «Стройтрансгаз»

Доля выручки СТГ от зарубежных проектов на протяжении последних пяти лет колебалась от 40% до 60% от общего дохода, в натуральных величинах — от 20 до 40 млрд рублей в год.

У «Стройтрансгаза» большой опыт нефтегазового строительства в странах Ближнего и Среднего Востока и Северной Африки. Как рассказали в СТГ, стратегически компания и в дальнейшем будет концентрироваться на тех регионах, где уже присутствует и имеет соответствующие референции и ресурсы.

«Мы заплатили за входной билет на рынки таких стран, как ОАЭ и Саудовская Аравия, куда российские компании традиционно не пускали по политическим соображениям. Поэтому эти страны войдут в производственную программу СТГ на ближайшие пять лет, но с учетом ошибок, совершенных при реализации проектов на их территории. Т.е. дальнейшая оценка потенциальных проектов в регионе будет проходить по принципу «урок выучен»», — отметили в компании.

Немало реализованных проектов у «Стройтрансгаза» и в Европе; например, в Турции он участвовал в прокладке газопровода «Голубой поток». В октябре прошлого года компания победила в тендере на строительство на территории Чехии газопровода Gazelle, по которому через Германию будет поставляться российский газ.

И хотя в настоящее время реализация проектов в Европе для СТГ низкорентабельна из-за высоких налогов, в компании считают, что участие в проекте Gazelle необходимо ей для получения необходимых референций для прохождения предквалифи-

кационного отбора в проектах «Южный поток» и Nabucco.

Если говорить о новых рынках, то для СТГ, в первую очередь, интересны страны Персидского залива — Оман, Катар и Кувейт, а также Африка, в частности Нигерия.

«Стройтрансгаз» специализируется на выполнении проектов на условиях ЕРС, включающих в себя детальный инжиниринг, организацию поставок технологического оборудования и строительство объектов «под ключ». Некоторые проекты реализуются на условиях ЕРСМ. Такой формат предполагает оказание сервисных услуг по обслуживанию построенных компанией объектов в гарантийный период.

Например, построив ГПЗ в Сирии, установку осушки газа в Туркменистане и компрессорную станцию в Греции, специалисты СТГ уже после окончания строительства участвуют в дальнейшей эксплуатации объектов и обучении персонала заказчиков.

«Стройтрансгаз» ориентируется, прежде всего, на нефтегазовую отрасль, где у него есть уже наработанные компетенции и конкурентные преимущества перед другими игроками рынка. Но компания также планирует привлечь на себя и энергетические проекты в таких странах, как Саудовская Аравия, Ливан, Турция, Сирия, Ирак и Индия.

Однако без опыта строительства электростанций и подстанций за рубежом входение в эти регионы возможно только через создание альянсов с российскими или зарубежными компаниями, являющимися серьезными игроками на энергетическом рынке, такими как «Технопромэкспорт», АСЭ, E-4, Reliance, Alstom, считают в СТГ. Поэтому реализация энергетической программы за рубежом может занять от двух до пяти лет, полагают в компании.

Рожденные в СССР

По словам Камиля Закирова, исполнительного вице-президента компании «НьюТек Сервисез», пока «Стройтрансгаз» был обеспечен заказами «Газпрома», он не задумывался о других проектах: «Как только ситуация по-

менялась, компания стала активной, агрессивной, креативной — и пошла на новые рынки».

«Стройгазмонтаж» и «Стройгазконсалтинг» проходят тот же путь развития, что и СТГ. Компании работают на крупного заказчика, как «Газпром» или «Транснефть», и законтрактованы на годы вперед. Но владелец «Стройгазмонтажа» Аркадий Ротенберг, недавно купивший еще одного подрядчика газовой монополии — «Газпром бурение», уже заявил, что планирует в перспективе вывести новую компанию на зарубежные рынки.

«Наша отрасль становится прозрачнее и доступнее, размываются границы, унифицируются стандарты, улучшаются коммуникации, развиваются инфраструктура и транспорт. Шансы равны как у великих, типа Schlumberger или БК «Евразия», так и совсем небольших, как, скажем, Specialty Supply в Хьюстоне и «НТС-Лидер» в Москве. Нужна лишь воля и кропотливая работа. Мир объединился. Нет больше «местных» и «неместных», «своих» и «чужих», — считает К.Закиров.

И все же, несмотря на то, что открылись все границы, российским сервисникам легче работать на традиционных рынках, где они были представлены в том или ином виде во времена СССР. Это страны СНГ, Азии, Африки и Ближнего Востока, где отечественные компании доказали свою способность качественно выполнять проекты.

Российские нефтесервисные компании имеют и солидный опыт работы за рубежом, и обладают необходимыми ресурсами, чтобы осваивать новые рынки, считает Андрей Балякин, старший партнер консалтинговой компании BDO в России. «Сейчас активно рассматривается возможность экспансии в страны Латинской Америки, в частности в Венесуэлу, учитывая политические особенности и дружественный настрой к российскому бизнесу в этих странах», — отметил он.

Однако, по мнению эксперта, одной из проблем при конкуренции с западными компаниями может стать то, что заказчики заинтересованы в комплексных и

высококачественных нефтесервисных услугах, поэтому предпочитают работать с крупными подрядчиками.

Самый простой способ выхода на внешние рынки — двигаться

«Стройтрансгаз» начал активно искать выходы на внешние рынки после того, как потерял свои позиции в качестве основного подрядчика «Газпрома»

вслед за нефтяниками, с которыми сервисные компании до сих пор аффилированы или были выделены из их состава, но продолжают оставаться компаниями-спутниками и при распределении подрядных работ приоритет в выборе отдается им.

Российским сервисникам легче работать на традиционных рынках, где они были представлены в том или ином виде во времена СССР

Например, «Газпромнефть-Нефтесервис» планирует выйти в регионы деятельности материнской компании, в частности на Ближний Восток, а «дочка» газовой монополии «Георесурс» собирается участвовать в сирийских тендерах на геологоразведку. «МРК-Инжиниринг» представлена в строительных проектах ИТЕРЫ

Зарубежные заказчики заинтересованы в комплексных и высококачественных нефтесервисных услугах, поэтому предпочитают работать с крупными подрядчиками

в Туркменистане, а «Глобалстрой-Инжиниринг», бывший «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой», планирует уча-

Самый простой способ выхода на внешние рынки — двигаться вслед за нефтяниками

ствовать в проектах своего основного заказчика в Ираке.

Только доказав свою конкурентоспособность реализованными проектами, российские подрядчики могут попытаться начать со-

трудничать с местными национальными корпорациями самостоятельно. Традиционными сегментами для них остаются сейсмика, бурение, обустройство место-

В политически нестабильные страны отечественные компании идут не от хорошей жизни — на стабильных рынках российский сервис пока не может конкурировать

рождений, нефтегазовое строительство.

Есть еще один путь закрепить за рубежом — осваивать новые и нетрадиционные рынки. «Например, свою нефтегазовую от-

Российские компании в основном обладают базовыми технологиями и не могут конкурировать с западными фирмами в сфере высоких и специализированных технологий

расль хочет развивать Курдистан, но туда мало кто рискует соваться из-за нестабильной политической ситуации, непонятного юридического поля и т.д. Шанс попасть на эти рынки, куда традиционные по-

Для работы в другой стране необходимо сильное лобби со стороны местных партнеров

ставщики идут с большой опаской, есть у бизнеса, готового рисковать. В России таких достаточно много, но они идут в эти страны не от хорошей жизни — на стабильных рынках российский сервис пока не может конкурировать,

Приобретение зарубежных подрядных организаций целесообразно в том случае, если компания выходит на рынки с уверенностью, что проект будет не единичным

надо еще многому учиться», — полагает К.Закиров.

А.Балякин из BDO также считает, что российские компании в основном обладают базовыми технологиями и не могут конкурировать с западными фирмами в сфере высоких и специализированных технологий. По его сло-

вам, одним из способов освоения новых технологий может стать взаимодействие с западными компаниями.

Именно по этому пути пошел «НьюТек Сервисез», который в апреле объявил о создании СП на паритетных началах с крупнейшим в мире независимым производителем и поставщиком нефтегазовых буровых долот Varel International (США). Новое предприятие будет специализироваться на производстве, сборке и ремонте буровых долот PDC для рынков России, СНГ и дальнего зарубежья.

Доступ к самым передовым западным технологиям получила и ГК «Интегра», создав в прошлом году СП с WesternGeco (в составе Schlumberger), и теперь она намерена активизировать свое участие в зарубежных проектах на рынке сейсморазведочных работ, в том числе на Ближнем Востоке и в Центральной Азии.

Как рассказали в компании, зарубежные проекты позволяют диверсифицировать производство и задействовать летний сезон, поскольку в основных регионах деятельности «Интегры» — Западной и Восточной Сибири и Коми — можно работать только в зимний период.

«Сейсмическая компания должна быть подвижной и уметь работать в разных странах, в разных геологических условиях, потому что это серьезно повышает конкурентоспособность компании и уровень ее специалистов», — подчеркнул исполнительный вице-президент ГК по геофизике Крис Инчкомб.

Местное лобби

И все же конкуренция на зарубежных сервисных рынках довольно жесткая и новых игроков туда пускают неохотно. Поэтому для работы в другой стране лучше всего иметь сильное лобби со стороны местных партнеров-агентов, которые могут влиять на принятие решения заказчиком по подбору подрядных организаций.

Именно такую тактику вхождения в Ирак выбрала геофизическая компания «ТНГ-Групп», выросшая из «Татнефтегеофизи-

ки». Она намерена осваивать местный рынок совместно с работающей там нефтесервисной Arab Gulf Oilfield Equipments UAE.

Компания также планирует участвовать в тендерах и других наших нефтяников, работающих на территории Ирака, например «Газпром нефти». В «ТНГ-Групп» признают, что за рубежом они выигрывают в основном тендеры российских нефтяников.

Татарстанская компания имеет опыт успешной работы в различных климатических и геологических условиях — помимо Ирака, это Ангола, Сирия, Ливия, Узбекистан, Казахстан. Особенно удачным был ее выход на ливийский рынок. «ТНГ-Групп» создала здесь совместное предприятие TANARA Petroleum Services Company для проведения сейсморазведки и бурения.

СП создавалось под проекты «Татнефти», которая ведет в этой стране разработку четырех блоков на условиях СРП с ливийской National Oil Corporation (NOC) с прицелом на расширение своего участия на ливийском рынке.

«Мы не рассматриваем «Татнефть» в качестве единственного партнера и готовы оказывать весь спектр услуг в промышленной геофизике на территории Ливии, и каждый год участвуем в тендерах других компаний, — рассказал Денис Кислер, начальник отдела маркетинга «ТНГ-Групп». — За шесть лет здесь была проделана колоссальная работа, перспективы нарастали, но из-за политической ситуации в стране «Татнефти» пришлось заморозить свои проекты. Соответственно и мы были вынуждены вывести из страны своих специалистов. Две сейсморазведочные партии, оставшиеся в Ливии, при первой же возможности собираемся перекинуть в Ирак».

Еще один реальный инструмент для международной экспансии — приобретение зарубежных подрядных организаций. Но этот способ целесообразен в том случае, если компания выходит на рынки с уверенностью, что проект будет не единичным и что покупка местного подрядчика не только повысит конкурентоспособность компании, но и позволит снизить

себестоимость собственных затрат при реализации проекта, считают в «Стройтрансгазе».

«Практика показывает, что никто не может гарантировать контракты компании на годы вперед, экономически выгоднее привлекать местных субподрядчиков для выполнения конкретных работ, чем входить в их акционерный капитал и в дальнейшем нести риски по содержанию персонала этих компаний и обеспечению их работой», — пояснили в СТГ.

Другие правила

Основные требования к подрядчикам на зарубежном рынке — финансовая стабильность, соответствие международным стандартам качества, наличие квалифицированного персонала и необходимого оборудования. Как уверяют в «ТНГ-Групп», их компания в техническом оснащении ничем не хуже западных участников рынка, имеет международные сертификаты качества и промышленной безопасности.

«Единственное отличие — это условия кредитования: если нам под какой-то проект нужны оборотные средства, то мы можем взять заем в банке под 15–16%, в то время как американские компании кредиты получают под 0,25–0,5%», — пояснил Д. Кислер.

Эта проблема знакома и «Стройтрансгазу»: компании приходится использовать заемные средства в виде кредитов для мобилизации техники и персонала, а также авансирования производителей оборудования. Поэтому многие проекты на традиционных рынках компании, таких как Сирия и Ирак, балансируют на грани прибыльности и могут быть интересны при условии финансирования проектов со стороны заказчика, отметили в СТГ.

На рентабельность проектов за рубежом могут повлиять расходы при ввозе техники, оборудования и персонала, а также несоблюдение графика строительства. В последнем случае, это дополнительные затраты на содержание персонала, техники, городков и, в конечном итоге, штрафные санкции со стороны заказчика.

В «Стройтрансгазе» также обратили внимание на то, что ошибка при подготовке тендерных предложений может быть связана с заниженной стоимостью оборудования производителей, которое по факту закупается в два-три раза выше расчетной цены.

По мнению К. Закирова, финансовые риски присущи любому бизнесу: «Для России эта проблема возможно чуть актуальнее, потому что мы еще не умеем с ней работать. Отечественным нефтесервисным компаниям сегодня доступны не только российские финансы, но и международные финансовые институты и инструменты, с которыми нужно учиться работать». Главное, по его словам, нельзя отправляться в другие страны «со своим самоваром»: «Если мы хотим закрепить себя на “чужих” рынках, то в первую очередь стоит выучить и принять “чужой устав”».

В «Стройтрансгазе» согласны с этим утверждением, и среди основных проблем, с которыми приходится сталкиваться, работая за рубежом, называют незнание местного законодательства: налогового, эмиграционного, таможенного.

«Например, всегда встает вопрос, какую форму юридического лица надо регистрировать при легализации компании в той или иной стране. Идея создания унифицированной структуры для реализации нефтегазовых проектов за рубежом не работает, так как в каждой стране существует своя специфика и требования заказчиков также отличаются друг от друга», — отметили в СТГ.

По словам эксперта BDO, российские компании за рубежом ждут политические риски и нестабильность законодательства в развивающихся странах. «Также следует учитывать возможные повышенные требования по защите окружающей среды», — добавил А. Балякин.

Сегодня на первый план, безусловно, вышли политические риски: последние события на Ближнем Востоке и в Северной Африке уже принесли убытки российским нефтяникам и сервисникам, многие из которых бы-

ли вынуждены приостановить реализацию своих проектов в охваченных боевыми действиями странах.

И эта проблема, учитывая традиционные регионы деятельности российских компаний, не яв-

Российские и западные сервисники разнятся условиями кредитов: одним приходится отдавать минимально 15–16%, другие получают под 0,25–0,5%

ляется для них новой. Так, несколько лет назад именно политическая нестабильность в Судане, который уже полвека находится в состоянии гражданской вой-

Российским нефтесервисным компаниям нужно учиться работать с международными финансовыми институтами и инструментами

ны, помешала «ТНГ-Групп» выйти на местный рынок сейсмозаведки. «У нас уже был готов договор о создании СП с одной из суданских компаний. Но случилось ЧП — пропали наши специа-

Среди основных проблем, с которыми приходится сталкиваться за рубежом, — незнание местного законодательства: налогового, эмиграционного, таможенного

листы, и МИД запретил нам работать в этой стране», — рассказали в «ТНГ-Групп».

Нет ни одной особо веской причины, способной объективно мешать развитию российского сервисного бизнеса за рубежом...

Впрочем, участники рынка и эксперты считают эти трудности временными и преодолимыми. «Нет ни одной особой причины, способной объективно мешать развитию российского нефтесервисного бизнеса за рубежом. Все проблемы, если таковые есть, субъективны и сидят внутри нас самих», — уверен К. Закиров. 

КАКАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ САМАЯ ЛУЧШАЯ?

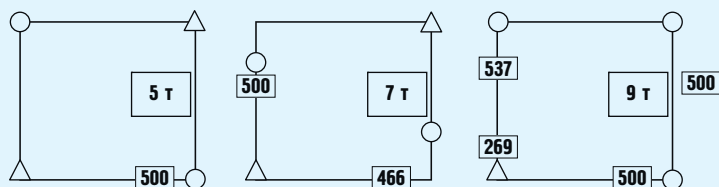


Рис.1

В работе рассмотрены вопросы, связанные с выбором вида площадной системы разработки в проектных документах. Выполнено сопоставление стандартных площадных систем по степени интенсивности воздействия. Предложено ранжирование систем в зависимости от соотношения средней приемистости нагнетательных скважин и среднего дебита добывающих скважин.

Расчеты показывают, что при соотношении приемистости (П) и дебита (Д) скважин 1:1,5 наиболее эффективной представляется 5-точечная система разработки, при изменении параметра в пределах $1,5 < П/Д < 2,7$ самой «лучшей» будет обращенная 7-точечная система, если $П/Д > 2,7$ — то обращенная 9-точечная система.

Для месторождений Западной Сибири обратное соотношение приемистости и дебита ($П/Д < 1$) нехарактерно, но если предположить такую возможность, то в этом случае наиболее эффективными будут прямые площадные системы: при $0,67 < П/Д < 1$ — 5-точечная, при $0,37 < П/Д < 0,67$ — 7-точечная, при $П/Д < 0,37$ — 9-точечная.

Использование в практике проектирования принципов выбора системы разработки, рассмотренных в настоящей работе, позволит существенно сократить набор расчетных вариантов, сконцентрироваться на задаче определения оптимальной плотности сетки скважин в рамках выбранной системы.

Для того чтобы ответить на поставленный в названии публикации вопрос, необходимо, прежде всего, определиться с критериями оценки. При проектировании разработки нефтяных месторождений для выбора системы воздействия в качестве основных показателей эффективности используют темпы отбора и КИН.

Выполним сопоставление потенциальных темпов отбора для пло-

щадных систем разработки (рис. 1) при размещении эксплуатационных (добывающих + нагнетательных) скважин по равномерной сетке при одинаковой плотности и одинаковом перепаде давлений между точками отбора и нагнетания.

В качестве методической основы для сопоставления воспользуемся формулами Ю.П.Борисова для расчета фильтрационных сопротивлений площадных систем. Полученные результаты для пла-

ста толщиной 4 м, проницаемостью 50 мД, при вязкости нефти 2 мПа·с, радиусе скважин 0,1 м и плотности сетки 25 га/скв сведены в табл.1.

Почему 5-точечная?

В данном случае наиболее интенсивное воздействие на залежь возможно при реализации площадной 5-точечной системы разработки с размещением скважин по квадратной сетке. Это соотношение систем по темпам отбора сохранится и при других значениях фильтрационных параметров пласта и насыщающих флюидов.

Для окончательного вывода о самой высокой эффективности площадной 5-точечной системы разработки по темпам отбора дополнительно убеждаемся в том, что переход от квадратной к прямоугольной сетке (однорядной системе) приводит к снижению интенсивности воздействия (рис.2).

Для сопоставления расчетных значений коэффициентов нефтеизвлечения при реализации площадных систем разработки воспользуемся определением, которое рассматривает КИН как произведение трех коэффициентов: вытеснения ($K_{\text{выт}}$), охвата ($K_{\text{охв}}$) и заводнения ($K_{\text{зав}}$).

Коэффициент вытеснения определяется в лабораторных условиях на образцах керна. Он характеризует потери нефти в микрообъеме пласта для условий данного коллектора и агента вытеснения. Из технологических факторов на $K_{\text{выт}}$ влияние оказывает скорость фильтрации.

Для площадных систем разработки в сопоставимых условиях различие в распределении объемов коллектора по скоростям фильтрации будет невелико. Поскольку в формулы для оценки остаточной нефтенасыщенности скорость фильтрации входит под логарифмом, то различие меж-

Табл.1

Система воздействия	Расстояние между скважинами, м	Проводимость элемента системы, м³/сут./МПа	Депрессия между скважинами, МПа	Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут.	Дебит элемента системы, м³/сут.	Относительная интенсивность системы
5-точечная	500	3,54	24	85,0	42,5	1,00
7-точечная	537	4,62	24	110,9	37,0	0,87
9-точечная	500	5,04	24	121,0	30,3	0,71

Табл.2

Параметр	Значение
Начальное пластовое давление, МПа	25
Минимальное забойное давление в добывающих скважинах, МПа	13
Максимальное забойное давление в нагнетательных скважинах, МПа	37
Депрессия при добыче, МПа	12
Депрессия при нагнетании, МПа	12
Средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м	4
Фазовая проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности, мд	40
Фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, мд	15
Вязкость нефти, МПа·с	2,0
Вязкость воды, МПа·с	0,4
Радиус контура питания, м	250
Радиус скважины, м	0,1
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут.·МПа)	5,7
Коэффициент приемистости, м ³ /(сут.·МПа)	10,6
Потенциальный дебит добывающих скважин, м ³ /сут.	68,4
Потенциальная приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут.	127,2
Соотношение приемистости/дебит (П/Д), ед.	1,9

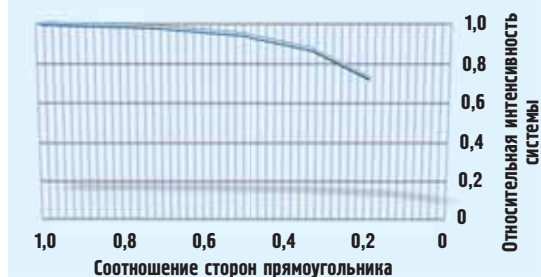
ду системами по $K_{\text{выт}}$ можно пренебречь.

Коэффициент заводнения характеризует потери в добыче из-за остановки скважин при достижении предельной обводненности продукции и/или порогового дебита нефти. Итоговое значение $K_{\text{зав}}$ по В.Д.Лысенко определяет-

ся неоднородностью пласта, а также различием в вязкости и плотности фильтрующихся фаз.

Основные различия по коэффициенту нефтеизвлечения при реализации различных систем разработки при одинаковой плотности сетки скважин связаны с коэффициентом охвата. Оценка $K_{\text{охв}}$ — со-

Рис.2



гласно методике А.Н.Юрьева — также показывает преимущество 5-точечной системы воздействия перед остальными (рис.3).

Потенциально самой эффективной в сопоставимых геологических условиях представляется площадная 5-точечная система разработки

Таким образом, на основе выполненных оценок, как по темпам отбора нефти, так и по расчетному значению коэффициента нефтеизвлечения, потенциально самой эффективной в сопостави-



16 - 18 ноября 2011 г.

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2011

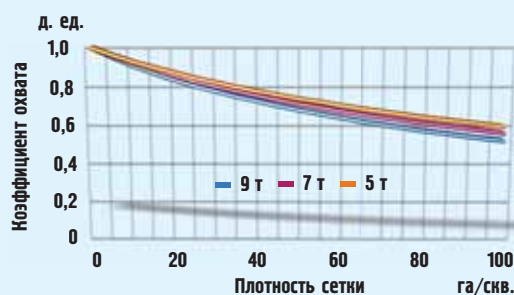
V-я специализированная выставка

Организаторы:
ОАО «ОВЦ «Югорские контракты»
Торгово-Промышленная Палата
г. Нижневартовска

При поддержке:
Администрации г. Нижневартовска

Дирекция выставки:
(3462) 32-90-60, 52-00-41,
e-mail: danilova_u@wsmail.ru, www.yugcont.ru

Рис.3



Если 5-точечная система воздействия потенциально является самой эффективной по текущей и накопленной добыче нефти, то почему она применяется далеко не везде?

В определенных геологических условиях представляется площадная 5-точечная система разработки.

Есть иные условия и ограничения, которые необходимо учитывать при выборе системы разработки — они связаны со свойствами пород-коллекторов и пластовых флюидов

Почему не везде?

Возникает естественный вопрос: если 5-точечная система воз-

действию потенциально является самой эффективной по текущей и накопленной добыче нефти, то почему она применяется далеко не везде? Есть ли еще какие-либо условия и ограничения, которые необходимо учитывать при выборе системы разработки?

Оказывается да, есть. Они связаны со свойствами пород-коллекторов и пластовых флюидов, которые определяют дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Рассмотрим пример оценки потенциала объекта разработки по добыче и нагнетанию при следующих значениях исходных параметров (табл.2).

Предполагается поддержание пластового давления на уровне первоначального значения. Минимальное забойное давление в добывающих скважинах ограничивается величиной давления насыщения, максимальное забойное давление на нагнетательных скважинах определяется значением давления гидравлического разрыва пласта.

По формуле Дююи рассчитаем дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин в пластовых условиях. Соотношение приемистость/дебит (П/Д) показывает, какое количество добывающих скважин способна обеспечить одна нагнетательная скважина для 100%-ной компенсации отборов закачкой.

Такое соотношение добывающих и нагнетательных скважин (примерно 2:1) характерно для обращенной 7-точечной системы разработки. При ее внедрении и добывающие, и нагнетательные скважины будут иметь возможность практически полной реализации своего потенциала.

В рамках 5-точечной системы воздействия возможности нагнетательных скважин будут задействованы только наполовину. Это, скорее всего, приведет к существенной перекомпенсации отборов закачкой, что отрицательным образом повлияет на значения текущего и конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Выбор наиболее эффективной

На конкретном примере попробуем ответить на следующий вопрос: какая система разработки будет более эффективной при

безусловном соблюдении 100%-ной компенсации отборов закачкой в зависимости от значений параметра П/Д, который будет изменяться в пределах от 1 до 4 ед.

Допустим, на ограниченном участке нефтяной залежи планируется пробурить 12 эксплуатационных скважин. При реализации площадных систем разработки эти 12 скважин разделяется следующим образом: 5-точечная — 6 доб./6 наг., 7-точечная — 8 доб./4 наг., 9-точечная — 9 доб./3 наг.

Для оценки суммарных дебитов по системам разработки воспользуемся результатами расчетов (табл. 1). Если соотношение П/Д не соответствует оптимальному значению для данной системы, суммарный дебит соответственно снижается. Расчетные границы эффективности площадных систем представлены на рис.4.

Таким образом, при соотношении приемистости (П) и дебита (Д) скважин 1:1,5 наиболее эффективной представляется 5-точечная система разработки, при изменении параметра в пределах $1,5 < П/Д < 2,7$ самой лучшей будет обращенная 7-точечная система, если $П/Д > 2,7$ — обращенная 9-точечная система.

Для месторождений Западной Сибири обратное соотношение приемистости и дебита ($П/Д < 1$) нехарактерно, но если предположить такую возможность, то в этом случае наиболее эффективны будут прямые площадные системы: при $0,67 < П/Д < 1$ — 5-точечная, при $0,37 < П/Д < 0,67$ — 7-точечная, при $П/Д < 0,37$ — 9-точечная.

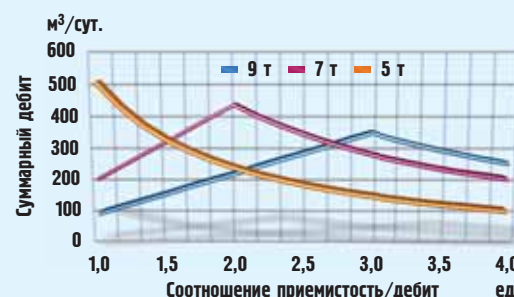
При выполнении проектных работ, разработке технологических схем и дополнений к ним для определения системы воздействия на участках с различным геологическим строением авторы вынуждены проводить расчеты показателей по значительному количеству прогнозных вариантов (иногда несколько десятков).

Несмотря на это, достичь полной уверенности в том, что выбор системы осуществлен оптимальным образом, как правило, не удастся. Причем, с расширением набора прогнозных вариантов разработки неуверенность в правильности принятого решения не уменьшается, а возрастает. [2]

При соотношении П/Д = 1,5 наиболее эффективной представляется 5-точечная система разработки, если $1,5 < П/Д < 2,7$, то самой лучшей будет обращенная 7-точечная система, если $П/Д > 2,7$ — обращенная 9-точечная система

действия потенциально является самой эффективной по текущей и накопленной добыче нефти, то по-

Рис.4



10-Й ЮБИЛЕЙНЫЙ ФОРУМ!

PCVEXPO

PUMPS COMPRESSORS VALVES



**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ В МИРЕ НАСОСОВ,
КОМПРЕССОРОВ И АРМАТУРЫ!**

31 ОКТЯБРЯ–3 НОЯБРЯ 2011
МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО», ПАВИЛЬОН 1



Контакты дирекции форума:

Тел. (495) 935-81-00,
факс: (495) 935-81-01
E-mail: medvedeva@mvk.ru

Организаторы:



Под патронатом:



Официальный спонсор форума:



Генеральные информационные спонсоры:



Информационная поддержка:



РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: (843) 291-75-89

WWW.PCVEXPO.RU

ТЕХНОЛОГИЯ РЕОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

А. ПОТЯСОВ, В. МАКИЕНКО, М. ДУЛКАРНАЕВ
ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»
А. ШАХВЕРДИЕВ
НП «ИСИПН», ИММ НАН АР



Эффективные методы воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи при разработке месторождений с неоднородными и истощенными коллекторами крайне актуальны и востребованы.

Очевидно, увеличение коэффициента извлечения нефти за счет разработки и комплексного внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи углеводородов является одним из наиболее реальных и целесообразных путей не только повышения, но и стабилизации темпов падения добычи нефти.

Предлагаемая в этой связи реогазохимическая технология на основе генерации углекислого газа в пластовых условиях — без организации закачки его из наземных коммуникаций — обладает не только технологической, но и колоссальной экономической эффективностью.

В этой технологии диоксид углерода генерируется в пластовых условиях в результате термохимической стехиометрической реакции последовательно закачиваемых в пласт водных растворов газообразующих и газовыделяющих химических реагентов. Выделяемый в результате химической реакции CO_2 выступает в качестве газовой фазы при генерации га-

зожидкостной оторочки в процессе заводнения нефтяного пласта.

Результаты многочисленных экспериментальных, теоретических и промысловых исследований показали высокую эффективность внутрипластовых газогенерирующих составов, позволяющих эффективно регулировать динамические процессы, имеющие место при вытеснении нефти водой.

Помимо этого, повышение эффективности воздействия на залежь обеспечивается инициацией процесса отмыва остаточных углеводородов путем создания и использования термобарических условий существования «сверхкритического свойства» CO_2 .

Месторождения ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», представленные трудноразрабатываемыми, застойными и слабодрени-

руемыми зонами для адаптации инновационных технологий ПНП, не являются исключением (см. «Характеристики Ватьеганского месторождения»).

С целью эффективной реализации проектных решений был разработан и осуществлен комплекс предварительных аналитических и лабораторных исследований по выбору газогенерирующих композиций.

Лабораторные исследования

На первом этапе лабораторных исследований в качестве газогенерирующей композиции была испытана кислотная композиция Алдинол-20, которая представляет собой смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенного ПАВ, ингибитора коррозии, соляной кислоты и модифицирующих добавок.

В лаборатории физико-химических исследований методов ПНП ООО «КогалымНИПИ-нефть» проведены лабораторные испытания (в условиях, максимально приближенных к пласту АВ₈ Ватьеганского месторождения) кислотного состава Алдинол-20 на применимость в качестве газообразующего агента при внутрипластовой генерации в технологии реогазохимического воздействия.

Целью проведенного лабораторного теста являлось определение стехиометрических условий в реакции раствора на основе Алдинол-20 и водного раствора газовыделяющего агента. В рамках лабораторного испытания произвели расчет необходимого количества водного раствора агента для полной нейтрализации раствора кислоты.

В ходе лабораторных испытаний было установлено, что при нейтрализации раствора Алдинол-20 соблюдается стехиометрия реакции и после взаимодействия с газообразующим агентом появления нерастворимых осадков не обнаружено.

Эксперименты по фильтрации были проведены на фильтрационном установке физического моделирования нефтяного пласта CoreTest Systems FFES 655.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Согласно результатам многочисленных исследований большая часть остаточной нефти Ватьеганского месторождения (пласт АВ₈) находится в сложных гидродинамических условиях. Данный пласт (АВ₈) состоит из трех самостоятельных пачек песчано-глинистых отложений, индексируемых как пласты АВ₈₋₁, АВ_{8-2а} и АВ_{8-2б}. Разделены они между собой глинистыми перемычками толщиной 6–8 метров, иногда ее значение сокращается до 1 метра или, наоборот, увеличивается до 18–20 метров.

В пределах рассматриваемого участка пласт АВ₈₋₁ достаточно однороден и представлен пачкой песчаников и алевролитов. Средние нефтенасыщенные толщины ЧНЗ достигают 9,2 метра, а ВНЗ — 5,9 метра. Пласт АВ_{8-2а} представлен чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород, формировавшихся в мелководно-морских условиях, от основной залежи отделяется зоной отсутствия коллекторов субмеридианального простирания.

Нефтеносным является верхний песчаный прослой пласта. Пласт АВ_{8-2б} представлен переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев. Прослои коллекторов не выдержаны по площади и часто выклиниваются.

Пористость коллекторов пластов АВ₈ меняется от 16% до 26,9%, среднее значение 21,4%, проницаемость — 0,001–1,408 мкм², среднее значение — 0,150 мкм². Остаточная водонасыщенность имеет значительный диапазон изменений и колеблется в пределах от 18,5% до 74,7%, среднее значение — 36,6%.

В лаборатории керновых исследований ООО «КогалымНИПИ-нефть» осуществлено физическое моделирование реогазохимического метода воздействия на нефтеводонасыщенную породу путем внутрипоровой генерации оторочки псевдокипящей газожидкостной системы.

Результаты проведенных экспериментов подтвердили эффективное вытеснение остаточной нефти оторочкой газожидкостной системы на основе внутрипластовой генерации диоксида углерода. Характерные кривые вытеснения приведены на рис.1 и 2.

На рис.2 приведены результаты экспериментального вытеснения

остаточной нефти из керновой модели пласта в сочетании с блокирующей полимерной оторочкой и последующим вытеснением газогенерирующими композициями.

Выделяемый в результате химической реакции CO₂ выступает в качестве газовой фазы при генерации газожидкостной оторочки в процессе заводнения нефтяного пласта

Результаты лабораторных тестов, представленные на рис.3, очевидно доказывают эффективность вытеснения остаточной нефти путем генерации в пласте газожидкостной системы.

Рис. 1. Динамика фильтрации пластовой воды и реогазохимического воздействия через керновую модель пласта Ватьеганского месторождения пласт АВ₈ без закачки блокирующей композиции ПАА

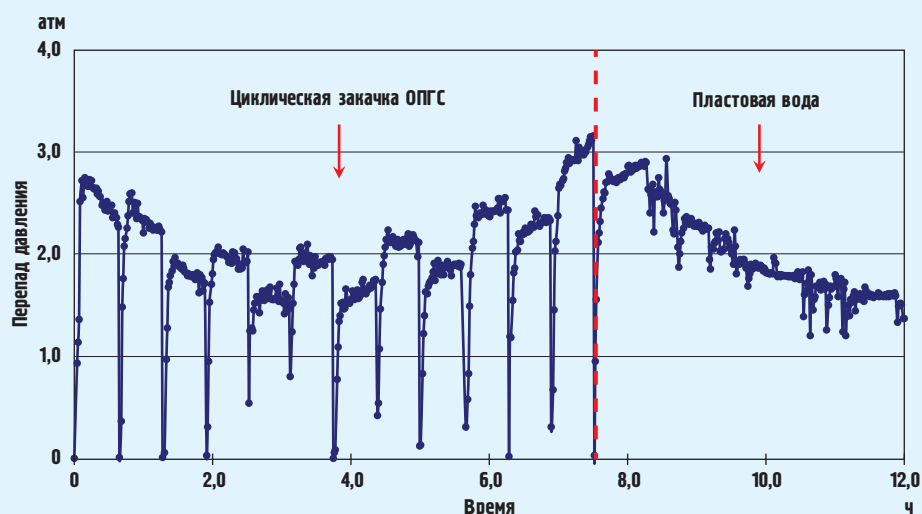
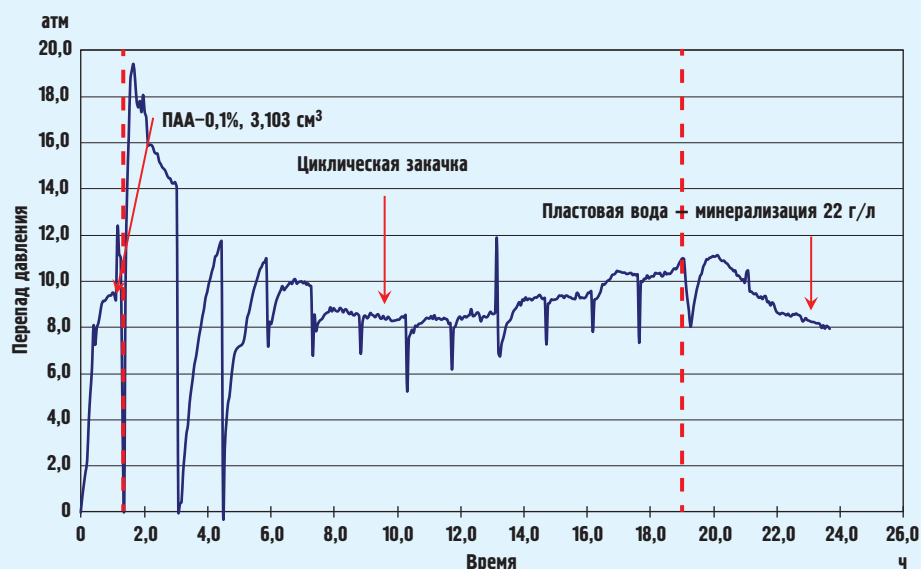


Рис.2. Динамика фильтрации пластовой воды и реогазохимического воздействия через кернаую модель Ватъеганского месторождения пласт АВ₈ с блокирующим составом ПАА



Динамика давления в ходе стехиометрической реакции имеет

ООО «КогалымНИПнефть»
проведены лабораторные испытания
кислотного состава Алдинол-20 на
применимость в качестве
газообразующего агента

переменный характер с различными периодами. Локальное давление, возникающее при газогенерации в поровых каналах, существенно увеличивает фильтра-

вытеснения углеводородов из пласта.

Применение в качестве газообразующей композиции на основе химического реагента Алдинол-20 обеспечило соответствующие бародинамические условия для протекания внутрипластовой реакции газовой выделения.

Следует отметить также, что по результатам опытов наблюдается эффект неоднородности вытеснения по простиранию керна-

вых образцов. Степень вытеснения остаточной нефти уменьшается при продвижении вытесняющего флюида от первого керна к последнему в составной модели пласта (рис.4).

Таким образом, анализ итоговых результатов серии лабораторных экспериментов на составных пластовых моделях кернавых образцов позволяет сделать следующие выводы:

Максимальный коэффициент вытеснения наблюдается на начальных стадиях, где локальное давление возникает в ходе интенсивной реакции газообразующих композиций, а именно на участке первого кернавого образца. С продвижением оторочки в длину модели эффект прироста коэффициента вытеснения уменьшается, что свидетельствует об отложении вытесненной на начальном участке модели нефти на стенках поровых каналов следующих кернов по мере продвижения вытесняющего флюида (рис.4);

При использовании блокирующего раствора полиакриламида (ПАА), несмотря на очевидный рост давления закачки, тенденция проявления эффекта при вытеснении нефти уменьшается. Это может быть объяснено адсорбцией полимера на нефтенасыщенных порах керна.

Исследования показали также, что в экспериментах с блокирую-

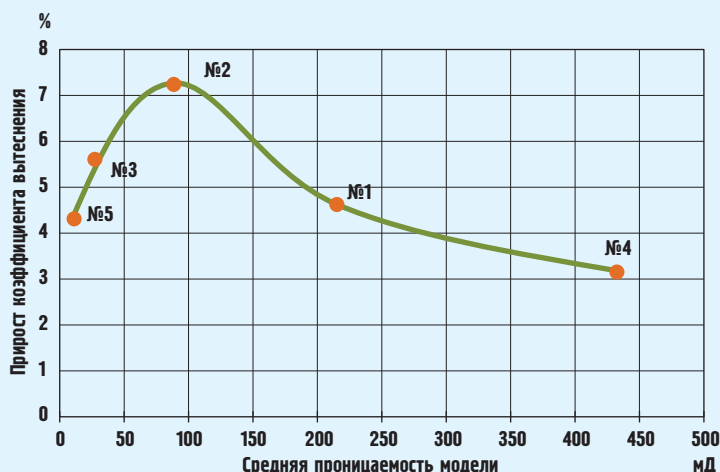
Результаты лабораторных тестов
очевидно доказывают эффективность
вытеснения остаточной нефти путем
генерации в пласте газожидкостной
системы

ционное сопротивление и освобождает заземленную нефть, что обеспечивает отмыв неохваченных водным воздействием зон

Полученные в ходе промышленного
внедрения результаты позволили
разработать оптимальную
технологическую схему воздействия
на пласт

коллектора, и, таким образом, удастся повысить коэффициент

Рис.3. Прирост коэффициента вытеснения нефти оторочкой на основе внутрипластовой генерации диоксида углерода-СО₂ для различных диапазонов варьирования проницаемости в серии лабораторных экспериментов (эксперимент без закачки ПАА)



щей композицией ПАА наибольшая эффективность вытеснения остаточной нефти наблюдается в диапазоне низких проницаемостей 30–150 мД (рис.3).

ОПР

Были реализованы скважино-операции по закачке оторочки псевдокипящей газожидкостной системы в нагнетательные скважины участка Ватъеганского месторождения (пласт АВ₈).

На всех скважинах полностью был выполнен намеченный объем исследований по замерам приемистости до и после промыслового мероприятия, а также осуществлялся динамический контроль давления нагнетания воды.

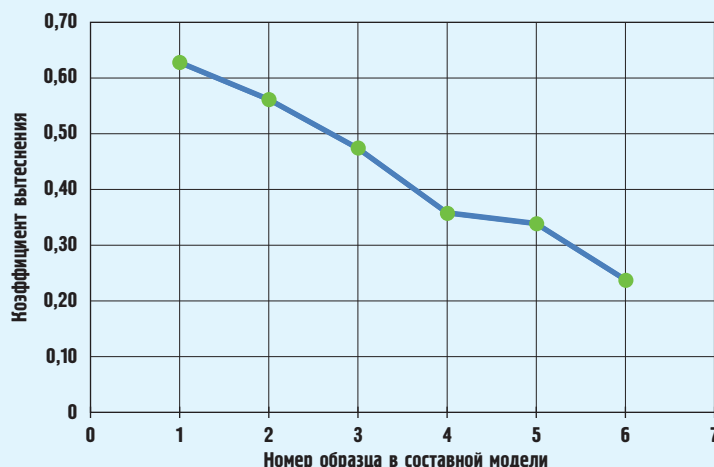
В результате проведения ОПР на нагнетательных скважинах отмечалось увеличение приемистости и снижение давления (с 10,0 до 6,3 МПа). В этой связи следует отметить, что одним из условий успешного технологического воздействия на пласт является увеличение объемов закачиваемой воды с целью обеспечения широкого охвата пласта вытеснением по вновь открывшимся фильтрационным каналам.

Эффективность ОПР определялась по приросту добычи нефти реагирующих добывающих скважин в течение шести месяцев после проведения скважино-операций на нагнетательных скважинах. Оценка эффективности ОПР проводилась по «Унифицированной методике определения технологической эффективности ГТМ» НП «ИСИПН» по 21 реагирующей скважине, среагировавшей на реогазохимическое воздействие.

Результаты расчета технологической эффективности реализации проекта на опытном участке Ватъеганского месторождения по 21 добывающей скважине, среагировавшей на воздействие:

- при расчете по отдельным добывающим скважинам участка в сумме 5684 тонн (12,6% прироста текущей добычи нефти) дополнительной добычи нефти;
- при расчете по участку в целом 5759 тонн (12,8% прироста текущей добычи нефти) дополнительной добычи нефти.

Рис.4. Изменение коэффициента вытеснения по длине составной модели



Полученные в ходе промышленного внедрения результаты позволили разработать оптимальную технологическую схему воздействия на пласт, в том числе с остаточными запасами нефти в условиях добычи жидких углеводородов на участке Ватъеганского месторождения.

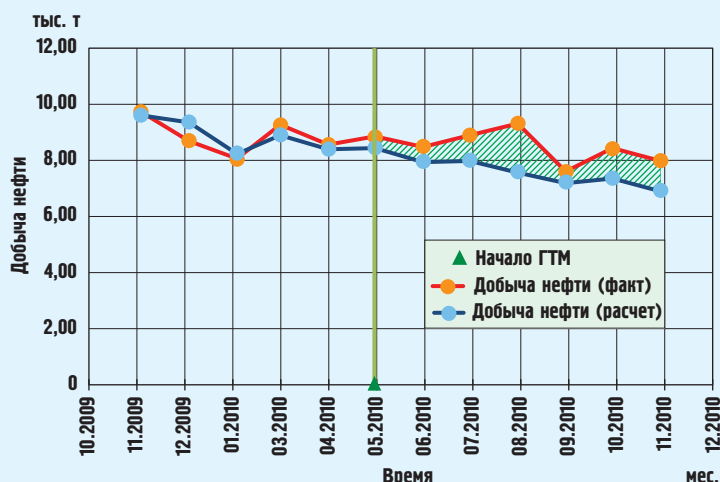
Как показывает опыт промысловых операций, эффективное доизвлечение нефти в условиях внутрипластовой генерации газожидкостной оторочки и блокирования высокопроницаемых интервалов возможно при увеличении нагнетаемых объемов воды, как необходимого условия повышения охвата пласта вытеснением и извлечения остаточных углеводо-

родов из застойных и слабодренуемых зон.

Лабораторные и промысловые исследования внутрипластовой генерации газожидкостной оторочки на основе CO₂ подтверждают технологическую и экономическую эффективность предлагаемых инновационных технологий

Лабораторные и промысловые исследования внутрипластовой генерации газожидкостной оторочки на основе CO₂ подтверждают технологическую и экономическую эффективность предлагаемых инновационных технологий.

Рис.5 Оценка технологической эффективности по добыче дополнительной нефти





РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

**Планируйте свой бизнес, используя инструменты продвижения в рамках мероприятия!
Бронируйте лучшие выставочные места по специальной цене до 1 ноября 2011 года.
Подробности на www.russianoilgas.com**

Новые возможности, которые открываются перед вами на выставке и конференции SPE 2012 года:

-  Встретиться с ведущими экспертами отрасли более чем из 50 стран мира
-  Продemonстрировать свои разработки профессионалам сектора разведки и добычи со всего мира
-  Установить связи с российскими и мировыми экспертами сектора разведки и добычи

УСПЕХИ RO&G 2010 ГОДА

Краткая статистика

-  Свыше 3300 участников более чем из 57 стран
-  1000 делегатов конференции
-  Количество посетителей выставки возросло на 28% по сравнению с 2008 г.

КОНТАКТЫ:

Ирина Кузнецова,
Группа нефтегазовых
мероприятий RX, Россия
т.: +7(495) 937 68 61
e: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

Наталья Яценко,
менеджер проекта
т.: +44(0) 208 910 7194
e: nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk

СПОНСОРЫ И ОРГАНИЗАЦИИ, ОКАЗАВШИЕ ПОДДЕРЖКУ В 2010 ГОДУ

Платиновые спонсоры



Золотой спонсор



Спонсоры



Организаторы



Нефтяная промышленность России, январь-июль 2011 г.

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	49971.1	94.49	10479.1	103.11	28662	24748	3914
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	25729.9	95.57	7591.6	103.44	16096	14260	1836
Когалымнефтегаз	14792.1	93.25	936.2	98.31	7916	7028	888
Лангепаснефтегаз	3669.4	101.08	240.7	105.87	2942	2556	386
Покачевнефтегаз	3991.8	100.00	288.9	105.81	2412	2115	297
Урайнефтегаз	3030.5	95.87	545.9	129.06	2685	2433	252
Ямалнефтегаз	246.0	88.45	5579.9	102.14	141	128	13
Битран	34.6	9.14					
Волгодеминойл	263.2	103.36	41.0	103.43	16	16	0
КАМА-ойл	52.4	162.07	6.5	163.48	12	12	0
ЛУКОЙЛ-АИК	1561.6	101.37	135.9	103.76	396	356	40
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	658.0	90.89	16.5	86.95	312	308	4
ЛУКОЙЛ-Коми	7908.7	103.66	893.3	101.06	3224	2347	877
ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть	151.4	2051.68	228.0		4	4	0
ЛУКОЙЛ-Пермь	7077.7	103.35	778.5	109.89	6159	5381	778
Нарьянмарнефтегаз	2684.0	57.51	288.0	53.52	82	74	8
НМНГ-МНА	49.1	142.66	6.8	175.32	12	9	3
ПермТотиНефть	95.2	99.02	2.2	104.25	79	73	6
РИТЭК	3343.4	99.54	461.3	101.90	1804	1489	315
Турсунт	74.7	90.44	3.7	89.50	80	70	10
УралОйл	287.3	93.67	25.8	69.30	386	349	37
Роснефть	66189.6	101.97	10646.4	102.56	25510	20695	4815
Ванкорнефть	8405.1	116.48	2447.8	112.15	157	154	3
Востсибнефтегаз	47.9	99.80	6.3	69.13	10	2	8
Дагнефтегаз	16.6	86.91	182.6	96.77	26	24	2
Ингушнефтегазпром	35.3	118.19	3.6	120.01	264	84	180
Полярное Сияние	357.4	83.63	38.3	91.02	27	26	1
РН-Дагнефть	95.6	102.34	18.1	119.82	74	65	9
РН-Краснодарнефтегаз	521.2	94.57	1602.8	98.79	1462	1249	213
РН-Маланинская группа	42.5	94.74			17	17	0
РН-Пурнефтегаз	4053.7	96.52	2490.6	97.13	2081	1695	386
РН-Сахалинморнефтегаз	896.0	90.28	409.4	93.35	1330	1126	204
РН-Северная нефть	2124.1	86.98	203.8	80.41	301	281	20
РН-Ставропольнефтегаз	547.4	98.54	61.1	109.74	436	298	138
РН-Юганскнефтегаз	38741.6	101.89	2575.7	109.98	10257	8339	1918
Роснефть	475.0	75.18	198.3	66.38	227	219	8
Самаранефтегаз	6120.7	103.31	351.4	113.83	4635	3402	1233
Удмуртнефть	3709.5	100.06	56.6	101.02	4206	3714	492
Газпром нефть	17447.2	99.73	5082.3	194.55	6080	5491	589
Арчинское	201.9	68.78	265.6	129.85	58	45	13
Газпром нефть	861.5	97.39	63.9	98.36	185	171	14
Газпромнефть-Восток	436.0	170.33	51.8	130.51	110	93	17
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	7201.6	91.53	2929.0	251.86	3382	3005	377
Газпромнефть-Хантос	325.9	155.20	15.5	152.87	82	75	7
Заполярье	2351.0	96.47	1355.3	180.68	905	803	102
МАГМА	259.2	159.61	25.3	151.38	76	66	10
Меретояханефтегаз	4.4	29.17	6.2	29.17	6	6	0
Сибнефть-Югра	5805.7	108.17	369.8	108.17	1276	1227	49
Сургутнефтегаз	35237.1	102.71	7649.4	93.43	19702	18475	1227
Сургутнефтегаз (УФО)	32303.8	98.95	7340.3	91.57	19456	18236	1220
Сургутнефтегаз (Якутия)	2933.3	176.96	309.1	180.83	246	239	7
ТНК-ВР Холдинг	41803.6	100.85	8416.7	108.96	21246	15568	5678
Бугурасланнефть	854.4	98.58	19.3	97.07	370	330	40

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Ваньеганнефть	861.1	95.83	807.1	197.99	404	311	93
Варьеганнефтегаз	1289.1	85.30	962.5	99.64	1288	596	692
Верхнеконскнефтегаз	2522.0	185.38	245.3	189.48	126	105	21
Корп. Югранефть	259.4	94.26	22.0	94.37	180	143	37
Малосикторское	57.0	92.99	7.5	98.32	13	13	0
Нижневартовское НГДП	1825.6	89.82	171.3	95.65	910	844	66
Новосибирскнефтегаз	454.5	59.93	58.7	68.24	88	78	10
Оренбургнефть	10976.9	104.00	1535.6	109.42	2004	1662	342
Самотлорнефтегаз	11016.2	93.01	3311.9	103.79	8430	6446	1984
Северноенефтегаз	88.6	102.66	13.4	102.88	12	7	5
Северо-Варьеганское	39.9		28.6				
Сузун	1.2	229.38			4	0	4
Тагульское					5	0	5
ТНК-Нижневартовск	3779.1	94.96	357.6	96.31	2227	1897	330
ТНК-Нягань	3941.5	99.98	751.3	90.86	4308	2485	1823
ТНК-Уват	2835.1	132.03	76.0	147.50	165	157	8
Тюменнефтегаз	1001.8	88.61	48.7	100.68	712	494	218
Татнефть	15206.1	100.31	494.3	102.83	22408	19386	3022
Абдулинскнефтегаз					3	0	3
Илекнефть	18.6	105.96	3.4	110.44	12	3	9
Калмтатнефть					4	0	4
Татнефть им. В.Д.Шашина	15058.5	100.29	486.7	103.40	22305	19318	2987
Татнефть-Самара	126.6	102.80	3.0	81.88	77	62	15
Татнефть-Северный	2.4	74.18	1.1	35.35	7	3	4
Башнефть	8702.5	107.81	311.9	113.01	17717	15126	2591
Башминерал	48.1	108.62	2.5	109.15	40	40	0
Башнефть-Добыча	8578.9	107.90	302.7	113.38	17627	15044	2583
Геонефть	71.4	98.01	6.6	99.56	17	15	2
Зирган	4.0	102.56	0.2	102.00	33	27	6
Славнефть	10489.1	97.94	655.1	93.45	4101	3587	514
Обьнефтегазгеология	2187.9	123.94	54.7	124.01	334	306	28
Обьнефтегеология	337.0	85.29	19.3	77.26	100	81	19
Славнефть	605.6	81.68	37.7	82.07	61	57	4
Славнефть-Красноярскнефтегаз	14.3	78.21	2.4	78.22	7	4	3
Славнефть-Мегионнефтегаз	6059.4	93.76	453.3	93.42	3275	2846	429
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	466.4	81.53	28.5	71.19	87	82	5
Славнефть-Нижневартовск	718.6	114.75	53.3	107.43	171	154	17
Соболь	99.9	77.74	5.7	72.68	66	57	9
РуссНефть	7734.8	104.53	1200.1	114.04	4549	4064	485
Аганнефтегазгеология	385.5	79.51	37.7	82.55	92	68	24
АКИ-ОТЫР	776.1	101.10	35.9	113.59	158	148	10
Арчнефтегеология	49.5	89.92	3.0	73.28	57	52	5
Белкамнефть	1300.5	98.33	19.3	98.41	1303	1199	104
Белые ночи	947.1	153.33	320.9	144.05	401	332	69
Валюнинское	11.1	69.06	0.7	69.05	12	4	8
Варьеганнефть	678.5	94.72	352.8	103.63	804	711	93
Голойл	120.3	82.48	7.9	80.06	31	27	4
Грушовое	11.8	87.88	1.2	91.38	3	2	1
Дуклинское	13.8	75.94	0.8	76.91	3	3	0
Западно-Малобалыкское	651.3	92.15	22.8	94.94	149	143	6
Мохтикнефть	264.1	81.93	17.4	96.64	33	30	3
Нафта-Ульяновск	98.5	91.99	0.4	90.67	65	64	1
НГДУ Пензанефть	94.3	84.68	0.8	83.81	38	35	3
Нефтеразведка	0.8		0.0		6	1	5
Ново-Аганское	0.1		0.0		8	0	8
Окуневское	10.7	100.98	0.1	97.30	3	3	0
Регион-й нефтяной консорциум	705.1	122.58	10.0	99.14	338	326	12
РНК	19.3	138.57	0.4	138.21	10	10	0

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Рябовское	90.6	139.91	1.4		50	47	3
Саратов-Бурение	28.4	70.95	16.3	145.99	22	20	2
Саратовнефтегаз	544.5	100.13	299.6	105.37	363	327	36
Севернефть-Ярайнер	0.0	0.00		0.00	5	0	5
Соболиное	15.9	80.42	2.9	180.64	11	9	2
Столбовое	262.2	504.82	22.9	500.96	31	25	6
Томская нефть	31.9	82.53	14.2	183.96	20	19	1
Удмуртгеология	72.8	97.14	0.7	96.58	58	57	1
Удмуртская ННК	69.1	88.23	0.9	96.66	85	80	5
Удмуртская нефтяная компания	151.6	101.65	1.6	101.97	66	62	4
Ульяновскнефть	239.3	103.30	2.4	99.75	133	123	10
Уральская нефть	23.2	96.14	0.4	95.06	115	77	38
Федюшкинское	3.5	85.97	0.3	85.63	1	1	0
Черногорское	63.4	86.55	4.4	85.83	75	59	16
Нефтяные компании, итого	252781.0	100.16	44935.1	108.08	149975	127140	22835
Газпром	8227.9	105.37	305466.0	103.16	169	169	0
Газпром добыча Астрахань	2439.8	105.02	7018.9	105.29			
Газпром добыча Краснодар	117.1	100.99	677.1	96.65			
Газпром добыча Надым			31801.9	96.85			
Газпром добыча Ноябрьск	29.8	86.26	34230.5	96.28			
Газпром добыча Оренбург	218.5	95.25	9986.2	96.59			
Газпром добыча Уренгой	2933.8	97.14	66753.9	108.49			
Газпром добыча Ямбург	1170.9	143.35	124918.5	104.59			
Газпром нефть Оренбург	308.7	96.11	508.8	110.90	169	169	0
Газпром переработка	108.5	90.47	1392.8	95.37			
Газпром трансгаз Югорск			22.3	81.66			
Калмгаз			30.5	86.59			
Нортгаз	254.5	104.28	2060.1	112.86			
ПУРГАЗ			9035.6	103.80			
Севернефтегазпром			15174.5	103.13			
Сервиснефтегаз	10.2	142.51	10.7	149.47			
Томскгазпром (Востокгазпром)	636.0	110.48	1843.5	101.62			
НОВАТЭК	2394.6	107.13	30017.9	142.23	53	40	13
НОВАТЭК			3139.4				
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	822.1	90.59	8519.7	111.98	53	40	13
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1572.5	118.43	18358.8	136.03			
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	145.4	319.23	91.5	162.54	16	12	4
Дулисьма	145.4	319.23	91.5	162.54	16	12	4
Зарубежнефть	746.5	51023.38	23.6	51382.61	46	38	8
РУСВЬЕТПЕТРО	746.5	51023.38	23.6	51382.61	46	38	8
ИНК	592.1	173.12	221.0	206.18	40	26	14
Данилово	35.9	130.53	5.2	164.95	3	0	3
УстьКутНефтегаз	556.2	176.84	215.9	207.42	37	26	11
Юкола-нефть	106.4	105.54	3.8	115.69	26	26	0
Богородскнефть	95.4	110.33	3.2	131.05	20	20	0
Поволжскнефть	11.0	76.61	0.6	72.30	6	6	0
Акмай	5.5	67.77	0.1	58.18	10	10	0
Алойл	163.5	102.80	6.1	172.88	179	178	1
АЛРОСА-Газ	2.5	97.23	129.9	97.08			
Альянснефтегаз	403.2	108.24	28.0	97.76	66	49	17
Арктикгаз	0.0	0.00	0.0		2	0	2
Арктикморнефтегазразведка	14.9	89.93	25.8	92.25	45	34	11
Арктикнефть	18.8	103.01	4.4	99.30	40	24	16
БайТекс	143.8	106.18	1.8	100.00	150	138	12
Бенталь	6.7	147.91	0.1	151.92	8	4	4
Благодаров-Ойл	64.0	102.64	0.3	98.42	27	24	3
Богатовская Сервисная Компания	11.3	46.78	0.3	50.19	12	0	12

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Братскэкогаз	0.3	141.88	3.0	142.57	3	2	1
Брендан	17.7		0.7		3	3	0
Булгарнефть	106.3	94.07	2.0	94.63	109	105	4
ВЕЛЛойл	2.4	147.32			17	6	11
Верхнеомринская нефть	1.4	50.73			7	1	6
Винка	0.1	82.81	0.0	100.00	4	3	1
Войвожнефть					13	0	13
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	10.2	83.28			5	4	1
Восточная Транснациональная компания	191.8	100.85	7.0	78.21	48	47	1
ВУМН (Чишманефть)	108.4	98.39	0.6	99.06	99	91	8
Газнефтедобыча	14.8	172.93	43.0	155.08	2	0	2
Геология	107.3	93.82	1.5	91.26	154	142	12
Геолого-разведочный иссл. центр	60.1	98.60	0.4	90.98	108	103	5
Геотех	79.6	98.71	2.7	88.99	55	52	3
Геотрансгаз			79.6	91.88			
Геотэкс	1.1	51.01	8.4	35.85			
Дальпромсинтез	4.1		31.0		4	3	1
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	13.1	21755.00	172.1		19	8	11
Диньельнефть	88.7	106.08	11.5	104.08			
Динью	56.2	67.36	6.2	61.27	18	17	1
Дружбанефть	12.9	109.69			30	28	2
Евро Альянс	0.0	0.00		0.00	2	0	2
Елабуганефть	10.1	100.57	0.0	108.82	25	21	4
Енисей	325.1	92.32	28.7	91.79	37	35	2
ЕНЭС	10.7	98.51	0.7	92.67	10	8	2
Живой исток	7.6	311.13	1.0	667.76			
Иделойл	97.5	104.41	0.4	104.08	190	175	15
Иджат	2.1	103.59	0.0	115.00	2	1	1
ИНГА	48.2	182.35	10.4	379.45	25	7	18
Ингеохолдинг	2.8		0.2		2	2	0
ИНК-НефтеГазГеология	12.0	91.78	37.9		1	1	0
Институт РОСТЭК	1.0	87.91			2	2	0
Иреляхнефть	76.3	119.07	11.6	144.59			
ИТАНЕФТЬ	1.9	122.57	0.0	120.00	8	5	3
ИТЕРА	7.3	266.67	0.2	267.78	6	3	3
Каббалкнефетопром	0.9	50.37	0.1	48.63			
Калининграднефть	9.7	94.93					
Калмнефть	61.5	81.68	4.3	88.95	149	41	108
Калмпетрол	12.7	65.65	0.6	99.15	21	5	16
Камчатгазпром			117.0	1108.17			
КанБайкал Резорсез Инк.	130.9	121.27	13.5	156.85	26	22	4
Кара-Алтын	290.6	103.05	1.8	113.45	367	362	5
Карбон	1.1	146.66	0.2	141.72	6	4	2
Карбон-Ойл	22.5	103.56			48	46	2
Квантум Ойл	0.0	0.00			9	0	9
КНГ-добыча	133.5	712.58	16.0	591.81	22	19	3
Колванефть	307.4	113.31	45.9	112.58	16	11	5
Колвинское	82.0		1.7				
Комнедра (УПК Недра)	308.5	97.92	34.6	98.03	22	20	2
Кондурчанефть	34.3	109.30	0.2	109.26	76	64	12
Кондурчанефть (Самара)	14.2	183.77	0.1	1362.50	6	5	1
Косьюнефть	25.3	472.70	0.4	418.87	4	4	0
Кумская нефть	2.0	556.91	0.2	550.00	1	1	0
Ленск-Газ			15.1	183.10			
МакОйл	10.0	100.06	0.0	104.76	31	30	1
Матюшкинская вертикаль	76.8	86.42	4.6	91.53	27	23	4
МЕГАЛИТ	1.7				2	2	0
Меллянефть	46.0	88.00	0.2	63.51	61	55	6

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
МНКТ	75.2	99.59			94	92	2
Назымская НГРЭ	21.4	66.81	4.5	87.05			
Негуснефть	300.6	86.50	83.4	75.90			
Недра-К	37.0	109.58	1.9	109.53	9	9	0
Нефтебурсервис	1.9	58.00	0.1	32.79	14	8	6
НефтУС	86.8	80.12	13.6	83.32	8	6	2
Нефть (Саратовская обл.)	7.8	93.90					
Нефтьинвест	25.3	102.38	0.7	109.49	14	9	5
Нижеволжскгеология	47.5	87.10	100.4	89.44	18	13	5
Нижеомринская нефть	8.5	98.56	0.8	118.14	96	28	68
Нократойл	3.7	100.86	0.0	104.65	10	8	2
Норд Империял	71.3	123.88	44.3	140.72	48	42	6
Норильскгазпром	1.8	89.14	1009.2	88.86			
Нурлатская нефтяная компания	1.0	22.94	0.0	12.50	8	2	6
Ойлгазтэт	15.0	93.89	0.7	96.21	4	3	1
Оренбургнефтеотдача	33.4	134.06	0.6	113.56	17	12	5
Охтин-Ойл	94.6	97.50	0.9	60.17	79	76	3
Петросах	40.0	100.86	28.9	93.59			
Печоранефтегаз	138.4	83.63	3.4	82.00	75	68	7
Печоранефть	59.9	67.02	5.0	67.44	18	14	4
Печорнефтегазгазпром	2.5	89.67	79.0	89.96			
Печорская энергетическая компания	13.4	85.68	0.4	93.16	9	9	0
Преображенскнефть	123.9	111.91	9.6	112.14	36	27	9
Пурнефть	37.1	95.30	12.8	100.51	29	9	20
Регион-Нефть	57.9	114.73	2.6	98.30	5	5	0
Регион-Сириус	1.2	42.97	0.0	17.57	3	3	0
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	3.0		0.0		2	1	1
Речер-Коми	49.5	82.11	0.6	82.64	20	18	2
РИТЭК-Внедрение	49.2	108.60	1.5	108.63	36	34	2
Роспан Интернешнл	399.9	108.16	2016.9	115.99			
РУСИА Петролеум	0.4	33.24	7.5	32.66			
Садакойл	0.3		0.0		3	2	1
Салым Петролеум Дев. Н.В.	4920.5	104.98	201.4	112.53	399	375	24
Самараинвестнефть	78.9	95.86	0.7	94.99	60	56	4
Самара-Нафта	1257.4	107.78	39.3	93.37	133	109	24
Санeko	303.4	93.57	12.4	92.06	55	44	11
Саратовнефтегеофизика	25.4	110.60	0.7	36.54	10	10	0
Сахалинская нефтяная компания			23.9	103.25			
Сахатранснефтегаз			2.9	113.71			
Севернефть	74.4	105.61	383.4	106.61			
Северное Сияние	57.9	90.65	6.3	90.94	13	5	8
Севосетиннефтегазпром	0.3	54.00	0.0	50.00	15	0	15
Селена	0.1	4.80					
Селена-Пермь	9.1	186.06	1.5	103.74	20	14	6
Селенгушнефть	6.5	84.53	0.0		27	20	7
Сиаль	41.5	185.04	0.5	192.46	13	11	2
СибИнвестНафта	1.0	79.74	0.1	81.08	4	0	4
СИБИНТЭК	5.4		0.1		2	2	0
Сибнефтегаз			3016.3	52.86			
Сибнефть-Чукотка			17.1	97.50			
Синко ННП	12.7	112.11	0.9	112.18	12	6	6
СМП-Нефтегаз	187.6	98.58			183	173	10
Соровскнефть	2.7	1545.66	0.1	825.00	3	0	3
СпецКрит	1.4	105.63	0.0	92.68	7	4	3
Средне-Васюганское	17.0	75.02	0.9	83.83	8	7	1
СТимул-Т	61.6	25556.85	3.3		11	9	2
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	11.3	166.21			19	1	18
Таймыргаз	49.9	103.58	995.0	102.58			

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июль 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
ТАКС	0.4	84.33					
Тарховское	193.7	89.58	12.5	90.43	550	180	370
TATEX	267.7	103.68	3.7	119.94	408	395	13
Татнефтеотдача	260.6	95.45	3.5	112.20	274	264	10
Татнефтепром	142.4	98.55	5.1	338.61			
Татнефтепром-Зюзеевнефть	208.7	96.85	1.5	105.23	246	234	12
Татнефть-Геология	86.2	106.61	3.2	232.63	56	46	10
Татойлгаз	228.4	108.96	6.0	141.88	365	327	38
Тевризнефтегаз			3.3	86.50			
ТЕРРИГЕН	0.0	0.00		0.00	8	0	8
Технефтьинвест	1.4	67.62	0.3	66.51	11	4	7
Тиман-Печора Эксплорэйшн	19.7	113.84	3.9	118.59	5	4	1
ТНГК-Развитие	138.5	100.07			123	94	29
ТНС-Развитие	47.4	107.51	0.8	107.35	8	8	0
Томская нефтегазовая компания	1.7	28.06	0.1	26.77	6	3	3
Томскгеонефтегаз	14.5	242.02	1.0	240.59	2	2	0
Томскнефть (ВНК)	5981.5	100.32	930.7	105.69	2988	2281	707
Трансойл	74.6	98.50	0.5	108.77	119	113	6
Транс-ойл	0.3		0.0		8	1	7
Троицкнефть	138.8	100.86	0.9	100.76	141	132	9
Ульяновскнефтегаз	8.3	99.62					
Уралнефтегазпром	33.9	99.36	181.9	92.27			
Уральская Нефтяная Компания	24.7	95.03			30	30	0
Уренгойл ИНК					1	0	1
Уренгойская газовая компания			119.5				
Фроловское НГДУ	11.2	169.44	0.4	168.09			
Ханты-Мансийская НК	4.3	101.89	0.5	95.09			
Хвойное	306.6	102.98	15.0	108.89	74	65	9
ХИТ Р	38.4	160.17	1.0	286.09	9	5	4
ЦНПСЭИ	27.2	125.06	2.4	130.66	18	18	0
Чепецкое НГДУ	28.1	114.71			34	33	1
ЧНД (Чумпасснефтедобыча)	11.7	73.46	1.3	75.10	3	3	0
Шешмаойл	236.0	99.57	1.4	101.20	366	347	19
Энергетическая компания РИФ	5.1	101.43	2.0	104.81			
Южно-Аксутино	1.1	110.07	0.0	120.00	2	2	0
Южно-Охтеурское	46.8	96.47	3.8	104.17	18	10	8
ЮжУралнефть	3.3	96.17	0.1	110.39			
Юпитер-А	3.9	98.52	0.1	62.57	7	4	3
ЮУНГ	179.5	90.05	95.6	84.04	16	16	0
Якутгазпром	46.5	93.38	896.5	94.51			
Ямал СПГ	0.3	6475.00	11.9	157.88			
Ямалтэк			9.1	91.56			
Ямбулойл	5.7	100.05	0.0	100.00	1	1	0
Янгпур	82.2	98.56	90.1	105.04			
Яр-Ойл	2.2	70.13	0.0	77.27	1	1	0
Прочие производители, итого	23323.8	107.92	11800.3	86.07	10116	8119	1997
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	3398.7	90.52	9198.1	103.62	23	15	8
Тоталь РРР	830.5	101.42	101.3	109.10			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	4878.7	123.52	5085.2	96.19	43	27	16
Сахалин 1 (иностран. капитал)	3903.0	123.52	5085.2	96.19	43	27	16
Роснефть	975.7	123.52					
Роснефть-Астра	414.7	123.52					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	561.1	123.52					
Операторы СРП, итого	9108.0	106.86	14384.5	100.90	66	42	24
Всего	295835.3	101.12	406603.8	105.13	160379	135510	24869

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-июль 2011 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2011 г.	% к соответств. периоду 2010 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	29150.6	100.56	3222.6	9019.7	683.1	10173.0
Туапсинский НПЗ	2632.2	99.28	0.0	833.5	0.0	1192.9
Комсомольский НПЗ	4700.3	102.11	243.9	1294.7	180.1	1838.4
Куйбышевский НПЗ	3600.8	100.39	499.7	1236.1	0.0	1424.8
Сызранский НПЗ	3998.6	98.93	600.3	1348.9	0.0	1388.8
Новокуйбышевский НПЗ	4275.7	103.48	513.7	1257.3	153.1	1280.8
Ачинский НПЗ	4146.5	103.35	564.5	1352.4	101.4	1550.5
Ангарская НХК	5796.5	97.25	800.5	1696.8	248.5	1496.8
Башнефть	12247.9	100.07	2546.4	4354.8	16.1	1534.3
Уфимский НПЗ	3561.4	87.73	697.7	1326.0	0.0	787.9
Уфанефтехим	4665.1	106.89	917.2	1947.7	0.0	268.6
Ново-Уфимский НПЗ	4021.4	105.39	931.5	1081.1	16.1	477.8
Газпром нефтехим Салават	3979.2	101.43	324.7	1260.5	0.0	977.5
Сургутнефтегаз	12368.6	99.41	1374.1	2988.2	469.9	4311.6
Киришинефтеоргсинтез	12368.6	99.41	1374.1	2988.2	469.9	4311.6
ЛУКОЙЛ	26396.8	101.64	3710.1	7222.7	1359.2	6944.6
Волгограднефтепереработка	6107.0	96.77	800.7	1738.4	486.9	876.7
Пермнефтеоргсинтез	7676.8	100.37	960.2	2409.2	362.9	1483.6
Ухтанефтепереработка	2629.8	122.04	266.8	708.3	22.0	894.1
Нижегороднефтеоргсинтез	9983.2	101.28	1682.4	2366.8	487.4	3690.2
Группа Альянс	2124.2	112.93	235.0	280.2	88.6	794.0
Хабаровский НПЗ	2124.2	112.93	235.0	280.2	88.6	794.0
Славнефть	8174.5	103.08	1318.1	2260.0	466.4	2758.7
Ярославнефтеоргсинтез	8174.5	103.08	1318.1	2260.0	466.4	2758.7
РуссНефть	2960.9	100.46	395.0	846.8	150.5	1106.0
Орскнефтеоргсинтез	2960.9	100.46	395.0	846.8	150.5	1106.0
ТНК-ВР Холдинг	13991.3	111.27	2254.9	3702.5	608.6	4626.9
Рязанская НПК	9976.2	114.40	1703.6	2577.1	608.6	3499.7
Крекинг (Саратовский НПЗ)	4015.1	104.19	551.3	1125.4	0.0	1127.2
Газпром нефть	18055.0	111.78	3895.2	5270.6	1285.8	3460.1
Омский НПЗ	11732.5	110.10	2471.9	3709.7	882.8	1708.1
Московский НПЗ	6322.5	115.03	1423.3	1560.9	403.0	1752.0
КраснодарЭкоНефть	1473.8	100.51	0.0	463.7	40.4	663.6
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)	5197.2	102.18	356.3	1159.0	11.2	1284.2
Газпром	2671.7	94.16	1220.7	685.2	91.0	162.8
Новошахтинский ЗНП	1553.8	151.74	0.0	0.0	0.0	801.9
Афипский НПЗ	2400.6	127.94	0.0	764.2	7.8	1162.8
Итого	142746.1	103.94	20853.1	40278.1	5278.6	40762.0
Мини-НПЗ	6027.6	123.13	152.6	1482.0	48.3	1649.8
Всего	148773.7	104.60	21005.6	41760.2	5326.8	42411.9

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), январь-июль 2011 г. (тыс. тонн)

Компания	Морские порты				Нефтепровод «Дружба»								КТК	С начала года
Роснефть	21183.0				12792.6									33975.6
ЛУКОЙЛ	8850.6				4561.1									13411.7
Сургутнефтегаз	9584.2				6044.5									15628.7
ТНК-ВР Холдинг	8091.2				7030.5									15121.7
Газпром нефть	5784.8				1411.5									7196.3
Татнефть	4480.6				5362.2									9842.8
Башнефть	559.4				1540.0									2099.4
Славнефть	50.0				220.0									270.0
РуссНефть	1883.1				1443.3									3326.4
Газпром	222.7				24.6									247.3
Операторы СП	828.3													828.3
Прочие недропользователи	3565.2				1419.6									4984.9
КТК													1265.2	1265.2
Всего российские ресурсы	65083.1				41850.0								1265.2	108198.3
Транзит Казахстана	10246.2				1437.1									11683.4
Транзит Азербайджана	1169.5													1169.5
Белоруссия					935.7									935.7
Всего,	76498.7				44222.8								1265.2	121986.8
в том числе	Ново-российск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Босния и Герцеговина	Китай	КТК	С начала года
	24548.9	2632.0	8797.7	40520.2	11922.4	11171.5	2232.7	2356.9	3483.7	3824.2	406.0	8825.5	1265.2	121986.8

Освоение капитальных вложений, январь-июль 2011 г. (млн руб.)

Компания	Всего	Капитальные вложения производственного назначения				Капитальные вложения непроизводственного назначения
		Разведочное бурение	Эксплуатационное бурение	Оборудование не входящее в сметы строительства	Промышленное строительство	
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	65516.0	3859.9	30521.5	6149.1	24826.2	159.3
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	32419.5	934.5	16430.9	3216.3	11678.5	159.3
Когалымнефтегаз	12944.3	460.5	7201.1	1428.7	3694.8	159.3
Лангепаснефтегаз	7401.9	130.6	4333.4	599.8	2338.1	
Покачевнефтегаз	6670.4	119.0	3618.4	684.0	2249.0	
Урайнефтегаз	5402.9	224.4	1278.1	503.9	3396.5	
ЛУКОЙЛ-АИК	1423.2	17.4	808.2	114.2	483.3	
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	381.3	279.5	23.4	19.0	59.3	
ЛУКОЙЛ-Коми	14142.1	778.0	4844.0	1889.8	6630.2	
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	5821.3	1176.8	3533.6	220.1	890.7	
ЛУКОЙЛ-Пермь	6494.6	319.1	3885.6	633.8	1656.1	
Находканефтегаз	4834.2	354.5	995.7	55.8	3428.1	
Роснефть	125105.0	2522.8	48173.5	11593.4	62357.2	458.1
Ванкорнефть	46314.6	37.1	11908.7	1683.9	32254.9	429.9
Востсибнефтегаз	2560.9	408.1	1284.9	42.0	825.9	
Дагнефтегаз	122.6	67.4	11.9	16.7	26.7	
Полярное Сияние	432.8		182.8	36.3	213.8	
РН-Дагнефть	113.9			41.3	72.6	
РН-Краснодарнефтегаз	732.9	178.1	101.6	250.5	202.6	
РН-Пурнефтегаз	6805.5	161.6	2687.9	649.2	3306.6	0.2
РН-Сахалинморнефтегаз	2395.6		1157.2	313.6	924.7	
РН-Северная нефть	3015.5	210.6	1164.1	416.8	1224.0	
РН-Ставропольнефтегаз	317.4			225.9	91.5	
РН-Юганскнефтегаз	54401.9	934.5	26837.8	6059.3	20570.4	
Роснефть	523.3	108.5	9.8	102.0	279.1	23.9
Самаранефтегаз	5181.7	326.6	1955.5	1000.6	1894.9	4.0
Удмуртнефть	2186.7	90.4	871.3	755.4	469.5	
Газпром нефть	9570.5	762.7	4720.6	2613.6	1473.6	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	9570.5	762.7	4720.6	2613.6	1473.6	
Сургутнефтегаз	107180.3	2499.2	74268.1	12047.5	17733.9	631.6
Сургутнефтегаз (УФО)	107180.3	2499.2	74268.1	12047.5	17733.9	631.6
ТНК-ВР Холдинг	54618.5	1852.5	26931.1	10565.6	15267.4	2.0
Бугурусланнефть	527.0	4.0	150.0	268.0	105.0	
Ваньеганнефть	1254.4		841.6	201.7	211.1	
Варьеганнефтегаз	1701.8	3.3	766.5	355.3	576.8	
Верхнеконскнефтегаз	8356.3		4514.5	1096.9	2744.9	
Корпорация Югранефть	169.0		66.0	66.0	37.0	
Нижневартовское НГДП	2030.7		832.9	506.5	691.3	
Новосибирскнефтегаз	150.6			120.6	30.0	
Оренбургнефть	12852.0	667.0	7502.0	1833.0	2848.0	2.0
Самотлорнефтегаз	9936.0	25.9	5339.8	3253.7	1316.7	
Севернонефтегаз	93.8		85.7	2.9	5.1	
ТНК-Нижневартовск	3302.0	70.0	1407.0	1198.0	627.0	
ТНК-Нягань	6047.7	7.7	2236.1	1150.3	2653.6	
ТНК-Уват	8028.5	1074.6	3189.0	512.6	3252.2	
Тюменнефтегаз	168.7				168.7	
Татнефть им. В.Д.Шашина	6641.5	1.5	3914.6	669.2	1822.8	233.4
Татнефть им. В.Д.Шашина	6641.5	1.5	3914.6	669.2	1822.8	233.4
Башнефть	4478.1	333.2	1023.5	1479.1	1431.7	210.5
Башнефть-Добыча	4478.1	333.2	1023.5	1479.1	1431.7	210.5
Славнефть	14041.0	485.0	9052.0	1561.0	2943.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	14041.0	485.0	9052.0	1561.0	2943.0	
РуссНефть	9097.8	341.7	4503.0	871.5	3348.7	32.9
Аганнефтегазгеология	563.6	10.6	390.3	37.9	124.9	
АКИ-ОТЫР	2024.3		1119.7	93.7	793.4	17.5
Белкамнефть	1154.4	42.0	604.2	198.5	309.8	
Варьеганнефть	1773.5	72.5	1203.2	210.5	287.3	
Западно-Малобалыкское	175.4		0.7	64.3	95.1	15.3
Саратовнефтегаз	173.0	58.2		67.3	47.5	
Томская нефть	2656.6	77.6	916.7	71.2	1591.1	
Ульяновскнефть	577.0	80.9	268.3	128.1	99.6	
Нефтяные компании, итого	396248.7	12658.5	203107.8	47550.1	131204.5	1727.8
Всего	396248.7	12658.5	203107.8	47550.1	131204.5	1727.8



**Мы специалисты компании
«Бейкер Хьюз»**

**Мы поможем Вам
максимально повысить
эффективность разработки**

Ежедневно во всем мире специалисты нашей компании определяют потребности наших заказчиков, разрабатывают технические решения для конкретных условий и предлагают новейшие технологии для повышения эффективности деятельности и увеличения добычи нефти и газа.

Передовые технологии «Бейкер Хьюз» могут успешно применяться на любом этапе добычи и переработки углеводородного сырья как на зрелых, так и на новых месторождениях.

Чтобы узнать о всех доступных способах
повышения эффективности разработки
и сокращения затрат, свяжитесь с
представителем «Бейкер Хьюз» или зайдите
на сайт www.bakerhughes.com/russia