

ВЕРТКАВ НЕФТЕГАЗОВАЯ



МИНЭНЕРГО: НЕФТЕГАЗОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РОССИИ



«ИТЕРА» — 20 ЛЕТ! стр. 14

«Роснефть»
нивелировала
рецидив ручно-
го управления,
стр. 29

Нефтеюани
вместо
нефтедолларов?
стр. 4

ЭНЕРГАЗ:
итоги первого
пятилетия,
стр. 56

Снижение цен
на нефть:
удел мировой
экономики?
стр. 64

sochi.ru
2014



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ПОБЕДЫ ДОБЫВАЮТСЯ ВМЕСТЕ





СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- Нефтеюани вместо нефтедолларов?** 4
ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ,
«Нефтегазовая Вертикаль»
- «Роснефть» примерила пояс Ориноко** 8
МАЯ НОБАТОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»
- Новые ПБУ Азербайджана:** 11
быть или не быть?
ТАГИ ТАГИЕВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

ЮБИЛЕЙ НГК «ИТЕРА»

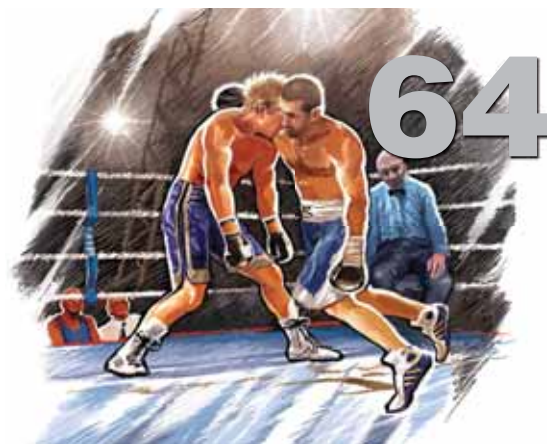
- «ИТЕРЕ» 20 лет** 14
- История в веках** 19

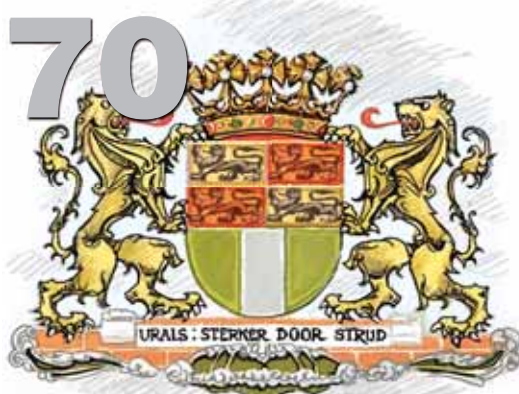


- Проекты «ИТЕРЫ»** 20
- Наш главный ресурс — это люди** 22
Интервью с НАИЛЕМ АХМЕТВАЛЕЕВЫМ,
начальником Управления закупки,
транспортировки и реализации
газа НГК «ИТЕРА»
- «ИТЕРА» — надежный партнер** 24
Интервью с ДЕНИСОМ ПАСЛЕРОМ,
председателем Правительства
Свердловской области
- «ИТЕРА» и социальные проекты** 26

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- Рецидив ручного управления** 29
ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ,
«Нефтегазовая Вертикаль»





В политическом рецидиве эксперты предпочли экономику

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Недропользование: закручивание гаек

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Новые горизонты российской нефтегазовой отрасли

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Компания «ЭНЕРГАЗ»: итоги первого пятилетия

На рынке наступило время заказчика

Интервью с АЗАДОМ БАБАЕВЫМ,
президентом «РУ-Энерджи Групп»

Мировая экономика: снижение цен на нефть возможно

ЮРИЙ ПЛАКИТКИН,
проф., д.э.н., академик РАЕН

Urals как эталон? ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ, «Нефтегазовая Вертикаль»

Порядок с документацией — порядок на скважине

ВЛАДИМИР КАЛИНИН,
ЗАО «ВолгоградНИПнефть»

32	60
41	64
48	70
56	74
77	

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 Гребеникова nadart@list.ru

Художник-иллюстратор
Ирина Сухорукова

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

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

**Отдел маркетинга
и рекламы:**
Татьяна Адыкова at@ngv.ru
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», 2012

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

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Системы подготовки газа –
надежность в швейцарском исполнении.**



Внимание к деталям – от идеи до воплощения





НЕФТЕЮАНИ ВМЕСТО НЕФТЕДОЛЛАРОВ?

С тех пор, как в 1973 году США заключили с Саудовской Аравией соглашение о продажах нефти только за USD, а к 1975 году то же самое сделали все страны ОПЕК, никто не посягал на американскую «святиню» — монополию доллара на обслуживание мировой торговли нефтью. И вот в сентябре этого года Госсовет КНР официально заявил, что банковская система страны готова к обслуживанию мировой торговли нефтью за юани (CNY). До этого Китай начал закупать за юани нефть у Ирана.

А дело в том, что в прошлом году КНР приняла очередной пятилетний план экономического развития страны, в котором поставила цель превращения юаня в мировую резервную валюту, аналогичную доллару, и теперь методично этот план выполняет. Эксперты по-разному относятся к происходящему. Одни, в основном, это касается СМИ (Reuters, Le Monde), рассматривают ситуацию как экзотическую. Другие (ОЭСР, Stratfor) считают, что Китай действительно представляет для американского доллара серьезную угрозу. Прогнозировать ситуацию сложно. Но Китай никогда не давал пустых обещаний...

По оценкам ОЭСР, КНР уже сейчас способна оттянуть на CNY 10–12% мировой торговли нефтью и порядка 15–19% мирового товарооборота. А немецкая Handelsblatt со ссыл-

кой на Dresdner Bank и HSBC, написала, что «китайская валюта наступает, банки отмечают рост спроса в Европе со стороны желающих иметь активы в юанях, несмотря на то, что валюта лише-

на свободной конвертации. Ведь в КНР можно купить различные редкие товары, те же, например, редкоземельные металлы».

С другой стороны, по мнению ряда экспертов (Reuters, Forbes), именно по причине отсутствия свободной конвертации юань не может стать мировой резервной валютой: пока только Народный банк Китая (НБК) имеет право обменивать юань на другие валюты.

Но, во-первых, CNY уже частично конвертируем, так как торгуется на специально созданных Китаем торговых площадках в Гонконге и Лондоне под контролем НБК. Во-вторых, ситуация нестатична: КНР постепенно расширяет возможности для конвертации CNY.

Подготовка

В Китае решили номинировать юань для обслуживания мировой торговли нефтью не на пустом месте. До этого КНР упорно переводила на CNY расчеты по торговым операциям между странами АСЕАН, за исключением торговли нефтью. Процесс занял где-то лет 10, и результат оказался впечатляющим.

По данным ОЭСР, за 2011 год страны АСЕАН произвели взаимных расчетов в юанях почти на 90% от стоимости общего товарооборота региона в \$1 трлн. То есть, юань уже обслуживает 5% мирового товарооборота (\$17,97 трлн по данным 2011 года). Механизм расчетов — обычный многосторонний клиринг.

Проводится еще один эксперимент. В 2011 году НБК разрешил 67 тыс. китайских предприятий вести свой международный бизнес в юанях. И только за пять месяцев 2012 года получилось, что транзакции были эквивалентны 65 млрд евро.

Помимо этого, с 2010 года КНР ведет торговлю за национальные валюты с Японией, Австралией, Бразилией и РФ, что, в отличие от феномена АСЕАН, не является чем-то необычным. Так, в двусторонней торговле национальные валюты используют Индия и Япония, РФ и Иран, Брази-

лия и РФ. Но все это не касается нефти, где монополия USD до недавнего времени сомнению не подвергалась.

Брешь в монополии USD

В мае текущего года Китай начал закупать нефть Ирана за юани. Почти одновременно покупать иранскую нефть за рупии начала Индия. Причины известны — санкции США и Европы против Ирана. При этом о точных объемах судить сложно. По данным ChinaPro, за период с мая по август включительно закупки обеими странами были эквивалентны, примерно \$50 млрд.

Механизм данной финансовой модели прост: на валюту, полученную от КНР и Индии, Иран в этих же странах закупает товары. То есть, на сей раз работает двусторонний клиринг, но стороны при этом договариваются о ценах на нефть. И, конечно же, она обходится «благодетелям» дешевле мировых цен.

Еще одна деталь. По информации Financial Times, денежные перечисления производятся через российские банки. Так это или нет, проверить невозможно. Впрочем, детали не так уж и важны. Важен сам факт изъятия из долларового оборота по нефти определенных объемов.

Как развивают миссию CNY

CNY еще называют «юань ренминби» или «женьминьби», в переводе — «народные деньги». В прошлом году КНР приняла очередной — 12-й — план экономического развития. В плане, в частности, обозначены задачи превращения ренминби в мировую резервную валюту, равноценную доллару США.

НБК на своем сайте так прокомментировал эти задачи: «Китай надеется дать возможность всем экспортерам и импортерам расширять расчеты по международным сделкам в юанях. При этом НБК будет реагировать на международный спрос на юань как резервную валюту и облегчит течение денежных средств по



клиринговым операциям назад в Китай с учетом отсутствия свободной конвертации юаня. Помимо этого, банк будет создавать условия для частичной и постоянно расширяемой конвертации».

Что касается самих задач, то их несколько.

Во-первых, развитие системы торговли в национальных валютах с Венесуэлой, Японией, Австралией, Индией, Южной Кореей, Россией и всеми странами АТР по всей номенклатуре мирового товарооборота.

Во-вторых, развитие системы торговли в национальных валютах и юанях как резервной валюты со всеми странами-поставщиками УВ в Китай, прежде всего, со странами Ближнего Востока, Средней Азии, Австралии и Россией. При таком подходе, как считают в КНР, поставщики УВ могли бы продавать их за юани, а потом по согласованным ценам приобретать в КНР технику и технологии. Кстати говоря, может быть на этом пути РФ сможет договориться с Китаем о ценах российских газовых поставок в Поднебесную? Хотя вряд ли и в данном случае РФ получит желаемый уровень цен.

В-третьих, разрешение иностранным компаниям эмитировать облигации, номинированные в юанях, и обеспечение доступа к юаням для иностранных финансовых институтов. Плюс — введение практики получения кредитов

в юанях в любом месте мира, где они имеются на счетах национальных банков и образовались при двустороннем или многосто-

Госсовет КНР объявил о намерениях обслуживать мировую торговлю нефтью в юанях: ныне это уже 5% мирового товарооборота за счет стран АСЕАН

роннем клиринге. Эти средства заемщик может использовать как

12-й пятилетний план КНР предусматривает превращение юаня в мировую резервную валюту, равноценную доллару США

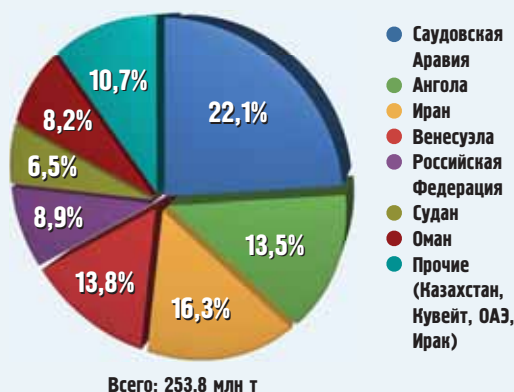
при сделках с КНР, так и с любым ее партнером, который применяет юань в международных сделках.

И, наконец, в-четвертых, увеличение количества торговых

Валютная экспансия КНР подкреплена золотым запасом страны. Только в 2012 году страна купила золота в размерах, в четыре раза превышающих золотой запас ЕЦБ

площадок, аналогичных Гонконгу и Лондону, где торгуется юань. Китай планирует организовать подобные площадки в Австра-

Страны-экспортеры нефти в КНР, 2011 г.



Источник: Главное таможенное управление КНР

лии, Японии, Индии, Казахстане, странах Персидского залива, Роттердаме, Венесуэле и даже в Украине.

Красный Дракон становится Золотым

Но самое важное положение китайского плана — курс на номинирование золотовалютных за-

Внешний долг США приближается к предельно допустимой законодательством величине в \$16,394 трлн и в сентябре 2012 года составил \$16,045 трлн

пасов КНР, ни много ни мало в объеме около \$3 трлн на начало 2012 года, преимущественно в

Есть прогнозы о ликвидации ФРС США, крупнейшие банки мира уходят от доллара в золото

золоте, а не в USD. Для этого страна активно наращивает закупки золота. По данным НБК, общий импорт данного драгметалла за семь месяцев 2012 года соста-

К 2017 году КНР надеется обслуживать посредством юаня 25–30% мировой торговли нефтью

вил 458,6 тонны, что в четыре раза больше запаса Европейского центрального банка.

Кроме того, Китай активно покупает предприятия по добыче золота во всем мире: 50% австралийской компании Kalgoorlie's Norton Gold Fields, 60% казахстанской компании Kazakhstan-based miner Altynken, венесуэльской Las Cristinas, бразильской Jaguar Mining Inc. Поэтому вызывают большие сомнения официальные данные НБК о китайском золотом запасе в размере 1054 тонны, скорее всего, эта цифра существенно больше.

Зачем это делается? Как сообщает «Женьминь жибао» со ссылкой на профессора Академии социальных наук КНР Цзянь Шисюэ, советника правительства Китая по вопросам конвертируемости CNY, «за счет своего золотого запаса КНР сможет регулировать взаимные задолженности со своими торговыми партнерами в юанях или, в крайнем случае, в золоте, но по приемлемым для нас ценам».

А если проще, то валютная экспансия Китая подкреплена его золотым запасом, а не долларом.

Недомогания «американца»

Как написала международная газета International Business Times (IBT), «китайский план интернационализации юаня удивляет своим размахом. Растущая супердержава хочет вести свои внешние операции в собственной валюте, а не в USD. Китай сильно поколебал уверенность США в том, что они представляют ключевую мировую валюту».

Тем более что USD «нездоров». По данным Stratfor, внешний долг США приближается к предельно допустимой законодательством величине в \$16,394 трлн. На 13 сентября 2012 года долг составил \$16,045 трлн, то есть до лимита, который при текущих темпах заимствований будет достигнут в середине ноября этого года, осталось всего \$349 млрд. А что дальше? Ликвидация ФРС? Передача печатного станка Казначейству США? Но это ничего не изменит по сути, разве что внешний вид USD будет другим.

Кроме того, по данным Stratfor, крупнейшие банки мира — Bank of America, Citigroup, Goldman Sachs, Morgan Stanley, JPMorgan Chase, швейцарские Credit Suisse и UBS, британский Barclays и немецкий Deutsche Bank — предпочитают сокращать спекулятивную составляющую в портфелях, ориентируясь на золото.

Как образно выразилась в этой связи IBT, «золото не напечатается».

Прогноз

Вопрос теперь в том, насколько юань сможет заменить недужного «американца».

Если, рассуждают в ОЭСР, Китай импортирует около 250 млн тонн нефти в год на сумму в \$200–250 млрд (253,8 млн тонн по данным 2011 года), а мировой рынок нефти — это около \$4 трлн, то получаем, что доля КНР с учетом клиринговых взаимозачетов равна 10–12% (по 2011 году из расчета по средневзвешенной цене на нефть по корзине ОПЕК за декабрь прошлого года и объема мирового рынка нефти в \$3,9 трлн — 12,4%).

Но это только при условии, что уже весь китайский импорт нефти обслуживается юанями. Как утверждает Ц.Шисюэ, КНР ведет по этому поводу переговоры со всеми поставщиками. «Результаты, — говорит советник, — мы ожидаем не позднее конца 2013 года» (см. «Страны-экспортеры нефти в КНР»).

Если, продолжает Ц.Шисюэ, ренминби появится у 12 стран-экспортеров нефти мирового уровня, то можно ожидать возникновения интереса к китайской валюте при торговле нефтью у стран-импортеров, прежде всего, у Японии, Индии, Южной Кореи. Тогда доля юаня в мировом нефтяном товарообороте может возрасти до 25–30%, «чего мы и ожидаем к концу исполнения 12-го пятилетнего плана Китая», то есть к 2017 году.

И все же пока предполагать появление нефтяного, равноценного по своим функциям нефтедоллару, рановато. В прогнозах слишком много «если». Вернемся к теме, когда юань появится в наших обменных пунктах...

«Существуют условия,
которые не оставляют места
выбору...»

ISO 13679 CAL IV*

TMK PF

ULTRA QX

Премиальные резьбовые соединения
TMK PF и ULTRA QX прошли успешные
испытания на соответствие требованиям
международного стандарта ISO 13679,
уровень CAL IV*

* CAL — Connection Application Level
— уровень применимости соединений.
CAL IV — наивысший уровень



ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва,
ул. Покровка, д. 40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600
факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

ULTRA™ Premium Connections
8300 FM 1960 West, Suite 350
Houston, TX 77070
Tel: 281.949.1023
Toll free (USA): 888.258.2000

ТМК-Премиум Сервис
105062, Россия, Москва,
Подсосенский пер., д. 20, стр. 1
тел.: +7 495 411-5353
факс: +7 495 411-5363
E-mail: premium@tmk-group.com

РОСНЕФТЬ

ПРИМЕРИЛА ПОЯС ОРИНОКО

МАЯ НОБАТОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



В конце сентября НК «Роснефть» вместе с партнерами по Национальному нефтяному консорциуму (ННК) приступила к добыче первой нефти на блоке Хунин-6 нефтегазоносного бассейна реки Ориноко в Венесуэле. Кроме того, госкомпания сделала еще один шаг по выходу в перспективнейший регион мирового нефтяного рынка, подписав с венесуэльской нефтегазовой корпорацией PDVSA договор о совместной разработке блока Карабобо-2. Участие «Роснефти» в нефтяных проектах пояса Ориноко, ресурсы которого оцениваются в 195 млрд тонн, имеет политическую подоплеку, считают эксперты. Но эти проекты, по их мнению, оправданы ресурсной базой и могут быть прибыльными в текущих экономических условиях при соблюдении венесуэльской стороной всех договоренностей.

Потенциал венесуэльских проектов «Роснефть» видит в уникальности региона — пояс Ориноко является одним

поддержкой. Они уже участвуют в ряде проектов нефтяного пояса Ориноко, где сосредоточено 75% от запасов страны, — «Газпром» в Айакучо-3, ТНК-ВР — в Айакучо-2, ННК — в Хунине-6.

Карабобо-2 добавит к добыче «Роснефти» около 10 млн тонн в год

из наиболее перспективных нефтяных регионов на стадии роста добычи. Кроме того, российские компании пользуются в Венесуэле значительной государственной

Карабобо-2: 10 млн тонн нефти в год

Пояс Ориноко поделен на четыре территории — Бояко, Хунин, Айакучо и Карабобо. Карабобо-2 —

один из последних крупных активов, расположенных в этой зоне, два других блока Карабобо были проданы с аукциона в 2011 году.

Карабобо-2 включает участки Карабобо-2 Север и Карабобо-4 Запад. Ресурсы блока составляют 6,5 млрд тонн нефти. Доля российской компании в проекте составит 40%. Лицензия выдается на 25 лет с возможным продлением на 15 лет.

Договор о создании СП, который подписали российская ком-

пания и дочерняя структура PDVSA — Corporation Venecolana del Petroleo (CVP), включает в себя план его развития и устав. Для начала деятельности СП необходимы решения Национальной ассамблеи Венесуэлы, резолюция Министерства нефти и горнорудной промышленности, соответствующий декрет президента Венесуэлы.

Стороны также подписали соглашения о выплате «Роснефтью» бонуса в размере \$1,1 млрд и о предоставлении займа в \$1,5 млрд сроком на пять лет.

Бонус будет выплачен двумя частями — \$440 млн в течение 10 дней после создания СП, остальное — после принятия «Роснефтью» окончательного решения по проекту. Заем будет предоставляться траншами не более \$300 млн в год по ставке ЛИБОР+5,5% годовых.

Кроме того, на встрече были подписаны соглашение о создании СП по строительству и бурению, а также меморандум о строительстве «Интер РАО» тепловой электростанции мощностью 300 МВт, работающей на нефтяном коксе.

По словам И.Сечина, «Роснефть» может начать добычу на блоке Карабобо-2 уже через два года: «Я думаю, это займет меньше времени, чем на Хунине-6...»

Ожидается, что добыча на блоке составит порядка 450 тыс. баррелей в сутки. «Это добавит к добыче «Роснефти» около 10 млн тонн в год», — отметил глава российской компании. По его словам, общий объем инвестиций в проект освоения Карабобо-2 достигнет \$16 млрд.

Трое в лодке

Еще около 2 млн тонн в год госкомпания будет получать на Хунине-6, где 27 сентября началась добыча первой нефти. Ожидается, что максимальная добыча на месторождении составит 450 тыс. барр/сут. Месторождение Хунин-6 с геологическими запасами 8,5 млрд тонн разрабатывает совместное предприятие Petromiranda, 60% в котором принадлежит PDVSA, 40% — ННК.

Нефтяной консорциум был создан в октябре 2008 года в рамках расширения российско-венесуэльского экономического сотрудничества по инициативе и при непосредственном участии курировавшего ТЭК И.Сечина. Равными долями в нем владеют крупнейшие отечественные компании — «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть», ТНК-ВР и «Сургутнефтегаз».

Участники СП планируют к концу текущего года довести добычу до 20 тыс. барр/сут. с последующим увеличением до 50 тыс. к середине 2013 года. Для достижения этого показателя будет построено более 3010 добывающих скважин, в настоящее время добычу нефти обеспечивают три скважины.

Кроме того, согласованный бизнес-план Petromiranda предусматривает строительство в городе Мапире установки по улучшению качества сырой сверхтяжелой нефти (апгрейдер) со среднегодовой мощностью 200 тыс. барр/сутки.

Также достигнута договоренность о строительстве на блоке тепловой электростанции, которая будет работать на отходах нефтяного производства и обеспечивать энергопотребности проекта.

По словам И.Сечина, подготовительная работа к добыче на блоке заняла практически два года: «Для «Роснефти» это очень хороший бизнес, который мы ведем в интересах акционеров компании». В интервью телеканалу «Вести 24» глава «Роснефти» подчеркнул, что присутствие российских компаний в Венесуэле позволяет более активно работать на рынках и осваивать новые технологии: «Работать здесь интересно для любой компании».

Однако, похоже, не все участники консорциума разделяют мнение И.Сечина. Сначала «Сургутнефтегаз», а затем ТНК-ВР сообщили о своем намерении выйти из ННК. Дмитрий Александров, начальник отдела аналитических исследований ИГ «Универ», видит в этом желание ТНК-ВР и «Сургутнефтегаза» избежать неопределенности с дальнейшим освоением Хунина-6:

«Судя по тому, что изменение структуры участников ННК про-

исходит именно сейчас, после получения первых притоков, результаты испытаний скважин могли не удовлетворить уходящие компа-

В решении ТНК-ВР и «Сургутнефтегаза» покинуть ННК — желание избежать неопределенности с дальнейшим освоением Хунина-6

нии. Тем более что для них обеих деятельность за пределами России не является основным вектором развития».

«Роснефть» же в отличие от партнеров намерена увеличить

Для «Роснефти», как и для «Газпром нефти», этот проект знаковый, имеющий еще и политическую подоплеку

свое присутствие в Венесуэле, причем она собирается делать это не только за счет новых проектов, но и в том числе за счет

Объем ресурсной базы на активах, к которым получили доступ российские компании, с одной стороны, уникален, а с другой — труден в разработке

консолидации своей позиции в уже действующих проектах. «Если будет возможность увеличить

Пока непонятно, какое количество нефти из ресурсной базы может быть эффективно освоено

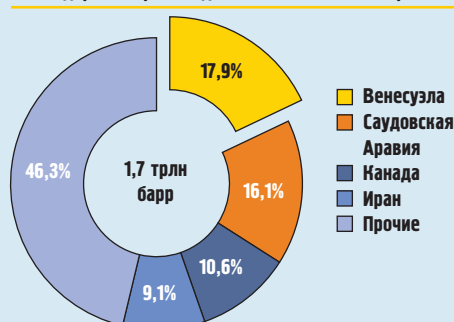
долю в Petromiranda, то мы будем ее рассматривать», — сказал глава компании, отметив, что компа-

Венесуэльские проекты «Роснефти» оправданы ресурсной базой — геологические риски здесь сведены к минимуму

ния готова рассмотреть возможность покупки доли «Сургутнефтегаза» в Национальном нефтяном консорциуме.

По мнению эксперта, для «Роснефти», как и для «Газпром неф-

Лидер по мировым доказанным запасам нефти



Расположение активов «Роснефти» на пояс Ориноко



Венесуэла — крупнейшая нефтяная провинция

- Обеспеченность Венесуэлы запасами ~ 300 лет
- Российские компании пользуются значительной государственной поддержкой
- Пояс Ориноко (75% от запасов страны) является одним из наиболее перспективных нефтяных регионов на стадии роста добычи

Карабобо-2:

- Соглашение подписано 28.09.2012 г.
- Извлекаемые запасы — 15 млрд барр
- Добыча на плато — 400 тыс. барр/сут.
- Владение 60%/40% (PDVSA/«Роснефть»), после одобрения национальной ассамблеи
- Лицензия на 25 лет разработки с возможным продлением на 15 лет
- Бонусный платеж в размере \$1,1 млрд, «нэрри» финансирование PDVSA на \$1,5 млрд

Хунин-6:

- Извлекаемые запасы — \$11 млрд барр
- Добыча на плато — 450 тыс. барр/сут.
- Владение 60%/40% (PDVSA/ННН)
- Добыта первая нефть
- Доля «Роснефти» в ННН — 20%

ти», этот проект знаковый, имеющий еще и политическую под-

Глубина залегания пласта на блоке Хунин-6 составляет 120–600 метров, что нельзя сравнить с трудностями добычи нефти в Восточной Сибири

плеку сотрудничества России и Венесуэлы в сфере энергетики: «Поэтому госкомпания как флаг-

И.Сечин: «Хотя наша ресурсная база одна из лучших в мире, мы будем ее наращивать»

ман отрасли должна оставить долю партнеров себе. ЛУКОЙЛ же проводит зарубежную экспансию, и его сохранение среди участников проекта весьма вероятно».

Ресурсы оправдают риски

Эксперты положительно оценивают стремление «Роснефти» расширить участие в нефтяных проектах Венесуэлы, но при этом

оставляют вопросы по их рентабельности. По словам Д.Александрова, объем ресурсной базы на активах, к которым получили доступ российские нефтяные компании, с одной стороны, уникален, а с другой — труден в разработке.

Виталий Крюков, ведущий аналитик ИФД «Капиталь», среди рисков венесуэльских проектов, прежде всего, называет их капиталоемкость и неопределенность в отношении коэффициента извлечения нефти: «Основные запасы Венесуэлы составляет битумная, тяжелая нефть, и придется строить дорогостоящую установку по повышению качества сырья. Кроме того, пока непонятно, какое количество нефти из ресурсной базы может быть эффективно освоено».

По словам эксперта, в этих проектах очень высока точка безубыточности: «Малейшие неблагоприятные факторы на мировом рынке нефти либо превышение капитальных расходов над плановыми показателями, либо отказ венесуэльской стороны от финансирования части своих инвестиций — в итоге российским компа-

ниям придется взять основное финансовое бремя на себя».

С другой стороны, венесуэльские проекты «Роснефти» оправданы ресурсной базой — геологические риски здесь сведены к минимуму, считает В.Крюков.

«Я не могу сказать, что это чисто политический проект, экономика здесь тоже присутствует, — заметил аналитик. — Нефтяные проекты Ориноко могут быть прибыльными, если не ухудшится ситуация на нефтяных рынках, операционные и капитальные расходы останутся в рамках бюджета, а налоги без изменений».

Д.Александров также считает, что при хороших дебитах и стабильных ценах на нефть «Роснефть» получит в Венесуэле местную переработку, себестоимость добычи нефти ниже шельфовой на российском Севере и конечно рынки Латинской Америки и США.

«Конечно, мы будем заниматься добычей в Западной и Восточной Сибири, сейчас приступаем к разработке месторождений на арктическом шельфе, — пояснил в интервью телеканалу «Вести 24» И.Сечин. — Но работать в такой зоне, как Ориноко, интересно для любой мировой компании. А российские нефтяные компании уже доказали свое право быть среди лидеров мирового нефтегазового сектора и обязательно должны работать в этом регионе».

По его словам, инвестиции, которые отечественные компании вкладывают в нефтяную отрасль Венесуэлы, позволяют работать здесь вполне эффективно. «Достаточно сказать, что глубина нефтяного пласта на месторождении Хунин-6 находится в пределах 120–600 метров, что нельзя сравнить с трудностями добычи нефти в Восточной Сибири», — напомнил он.

Кроме того, такие проекты, как Хунин-6 и Карабобо-2, позволяют улучшать структуру ресурсной базы, что имеет большое значение в условиях обострения мировой конкуренции за углеводороды. «Самое главное достоинство нефтяной компании — это ресурсная база. И хотя наша ресурсная база одна из лучших в мире, мы будем ее наращивать», — отметил И.Сечин. 

По заявлению Р.Абдуллаева, строительство первой ППБУ масштабного проекта начнется в начале 2013 года, четвертая — тоже в Сингапуре — должна быть спущена на воду до конца 2017 года. Таким образом, через пять лет Азербайджан может стать владельцем самой мощной на Каспии флотилии ППБУ в составе шести установок: четырех новейших, двух физически устаревших — «Деде Горгуда» и «Истигла», построенных в советское время и модернизированных после распада СССР, а также ППБУ «Гейдар Алиев» (собственник — датская компания Maersk Contractors).

Но Н.Алиев считает, что уже сейчас ППБУ достаточно для разведочного бурения на Каспии и новые плавучие буровые республике не нужны.

Парадоксальность ситуации в том, что у каждого из наших героев повествования своя правда. И пока президент нащупывает истину, глянем и мы на позиции сторон.

Суть и цена вопроса

За 21 год независимости в Азербайджане были открыты всего четыре углеводородных месторождения. В 1997–1998 годах международные консорциумы в рамках СРП открыли на Каспии месторождения Карабах и Дан Улдузу-Ашрафи. Нефтяные запасы каждого из этих месторождений консорциумы оценили менее чем в 20 млн тонн нефти. Невысокая стоимость барреля нефти в тот период предопределила судьбу этих проектов — иностранцы отказались от освоения нерентабельных проектов.

В 2010 году ГНКАР заявила об открытии месторождения Умид, запасы которого были оценены в 200 млрд м³ газа и 40 млн тонн конденсата. В сентябре этого года ГНКАР начало добычу на Умиде из одной добывающей скважины с точным дебитом в 800 тыс. м³ газа и 150 тонн конденсата. Как не трудно подсчитать, в лучшем случае Умид в ближайшее время сможет дать дополнительно ГНКАР и Азербайджану не более 0,3 млрд м³ газа и 0,055 млн тонн конденсата в год.

В 2011 году Total объявила об открытии на Каспии месторождения Абшерон с извлекаемыми за-

НОВЫЕ ПБУ АЗЕРБАЙДЖАНА: БЫТЬ ИЛИ НЕ БЫТЬ?



Азербайджану — плюс к уже разведанным — очень нужны новые промышленные запасы углеводородов. Найти их и министр промышленности и энергетики Натик Алиев, и президент ГНКАР Ровнаг Абдуллаев намерены на Каспии, оценивая потенциал сектора в прогнозные 5,5–6 млрд тонн условного топлива. Средством их обнаружения являются морские буровые установки, но именно здесь мнения министерства и госкомпании диаметрально расходятся.

ГНКАР для форсированной геологоразведки предлагает инвестировать строительство четырех новых ППБУ, что обойдется Азербайджану, по предварительной оценке, в \$4 млрд. Министерство же предлагает обойтись тремя уже имеющимися установками: дело не горит, а умеренная разведка даст те же плоды.

До решения президента И.Алиева лучше посмотрится позиция Н.Алиева. Во-первых, не факт, что эти миллиарды тонн подтвердятся — итоги предыдущих исследований тому свидетельство. Во-вторых, куда эти ПБУ потом девать?

пасами в 150–300 млрд м³ газа и 40–45 млн тонн конденсата. Сроки начала добычи газа и конденсата точно не определены, возможно, 2019–2020 годы.

По объективной причине — из-за отсутствия новых месторождений нефти и газа — Азербайджан вместе с иностранными инвесторами в настоящее время интен-

сивно качает углеводороды с единственных двух своих крупных месторождений — нефтяного блока Азери-Чираг-Гюнешли (с

До 2015 года Азербайджану позарез нужны новые промышленные запасы углеводородов — нужна альтернатива АЧГ и Шах-Денизу

1997 года) и газоконденсатного Шах-Дениза (с 2006 года).

Специалисты полагают, что азербайджанский сектор Каспия может содержать 5,5–6 млрд тонн условного топлива: как виртуальность сделать былью?

Отсутствие углеводородных альтернатив привело к тому, что добыча нефти в республике падает второй год подряд. В 2012 году, как ожидается, будут добыты

ГНКАР — семь ППБУ и \$4 млрд инвестиций, интенсивная разведка на шельфе с бурением до 2025 года 60–80 новых разведочных скважин

42–43 млн тонн нефти и конденсата вместо прогнозных 50 млн тонн. А нефть — основной экспортный товар Азербайджана, и чем меньше нефти будет добыто

Минпромэнерго — три действующие ППБУ, не форсированная, но последовательная разведка на шельфе с минимальным расходом «народных денег»

и продано, тем меньше нефтяных долларов получит республика.

Президент И.Алиев, резко критикуя в октябре текущего года

Принципиальное решение о том, чьи аргументы весомее, будет принимать президент И.Алиев; промежуточные варианты, полагаем, не исключаются...

оператора проекта АЧГ британскую компанию BP за падение добычи на блоке, оценил упущенную выгоду более чем в \$8 млрд. BP обещала увеличить добычу, в крайнем случае, стабилизиро-

вать ее на уровне 33–34 млн тонн в год.

Но даже если эту задачу BP выполнит, один блок АЧГ, с которого уже добыто 300 млн тонн нефти (сколько осталось — вопрос дискуссионный, ответ на него лежит в интервале от 400 млн до 900 млн тонн нефти), стабильную добычу нефти в Азербайджане на уровне 45–50 млн тонн в год на протяжении 20–30 лет так называемый «контракт века» все равно не обеспечит.

Но если в Азербайджане не будет добываться по 45–50 млн тонн нефти в год, приток нефтедолларов в республику упадет даже при благоприятной мировой цене барреля. А если сузится поток нефтедолларов, Азербайджану через 10–15 лет не избежать экономического коллапса.

Поэтому спасти в уже очень недалеком будущем экономику Азербайджана от кризиса смогут только новые нефтяные месторождения. Чтобы их открыть, причем обязательно до 2025 года, когда запасы АЧГ будут вычерпаны международным консорциумом «до доньшка», нужны, как считает ГНКАР, четыре новых ППБУ. Строить их жизненно необходимо, потому что на одной чаше весов — \$4 млрд, вложенные в новые ППБУ. На другой — почти \$450 млрд, которые могут принести Азербайджану 5,5–6 млрд тонн у.т.; их надо только найти на шельфе Каспия и добыть. То есть превратить прогноз в быль, в реальные нефтедоллары и спасти тем самым от коллапса экономику Азербайджана. И кто скажет, что эта цель ГНКАР не благородна, не мудра, не спасительна, не прозорлива?!

К цели, но со старыми ППБУ

Минпромэнерго к тем же 5,5–6 млрд тонн предлагает идти другим путем, используя на шельфе Каспия лишь перечисленных выше ветеранов. Эти ППБУ имеют технические возможности бурить на глубине моря до 1000 метров. Глубина скважин, пробуренных с этих ППБУ, может достигать 7 км. То есть, их технические возможности принципиально не отличаются от новейших ППБУ.

Путь ГНКАР — это семь ППБУ, это интенсивная разведка на шельфе, это большие затраты на строительство новых буровых установок и бурение на шельфе до 2025 года 60–80 новых разведочных скважин.

Путь Минпромэнерго — это три действующие ППБУ, это не форсированная, но последовательная разведка на шельфе с минимальным расходом на новую технику «народных денег».

«Если правильно планировать работу каждой из имеющихся ППБУ, то никаких проблем с разведочным бурением на Каспии не должно быть, — заявил 15 октября текущего года в Баку министр Н.Алиев, — ...Азербайджан может наращивать флот ППБУ, но в дальнейшем возникнет проблема, где их использовать...»

С проблемой «переизбытка ППБУ» Азербайджан уже сталкивался в середине 2000-х годов. И, чтобы минимизировать убытки от их простаивания, сдавал свои буровые установки в аренду соседям по Каспию.

Но сейчас соседи по Каспию обзаводятся собственными буровыми установками. Иран, например, построил собственную ППБУ «Амир Кабир», с которой в конце 2011 года открыл на Южном Каспии на глубине моря в 700 метров «гигантское газоконденсатное месторождение», запасы которого в Тегеране оценили в 1,5 трлн м³.

Казахстан, проведя стратегию агрессивной геологоразведки, летом текущего года подписал контракт на строительство первой национальной СПБУ, которая сможет работать на глубинах моря 5–80 метров, а на воду должна быть спущена в начале 2015 года.

Вот и первый вице-президент ГНКАР Хошбахт Юсифзаде считает, что страна испытывает дефицит плавучих буровых установок. «Для бурения второй разведочной скважины на Абшероне нет свободных ППБУ, что тормозит и разведку, и добычу газа и конденсата. Бурение на месторождении Абшерон будет возобновлено после строительства ГНКАР новых ППБУ», — считает Х.Юсифзаде, опровергая тем самым заявление Н.Алиева о том, что никаких проблем с разведочным бурением на Каспии при пра-

вильном использовании трех имеющихся ППБУ быть не должно.

К началу декабря текущего года «Деде Горгуд» и «Истиглал» должны, правда, завершить бурение опережающих скважин Фазы-2 Шах-Дениза и стать «безработными ветеранами Каспия», опровергнув, в свою очередь, заявление Х.Юсифзаде о дефиците ППБУ. Но как за деревьями увидеть лес?

Рулетка?

Нет бурения — нет запасов, это понятно. Но финансировать ли дорогостоящие ППБУ? Экономить или не экономить? Тем более Азербайджану, легко вкладывающему каждый год в архитектурный модерн одного только Баку сравнимые суммы.

Да, если поставив на каспийскую рулетку \$4 млрд, можно выиграть денежный эквивалент нефтегазового приза в 6 млрд тонн нынешней стоимостью в \$450 млрд! Нет, если ресурсы окажутся виртуальными. Видимо, нет и в случае обнаружения группы мелких для Азербайджана месторождений с

запасами менее 20 млн тонн, даже оптом не сравнимых с АЧГ или Шах-Денизом.

В этой связи можно напомнить о двух симптоматичных фактах и одном научном прогнозе.

Во-первых, Азербайджан в 1994–2000 годах привлек иностранных инвесторов к участию в 15 морских СРП. Из них действуют два — по АЧГ и Шах-Денизу, третий, по Абшерону, вроде бы реанимирован французской Total. Остальные консорциумы, не найдя на Каспии «6 млрд тонн у.т.», свою деятельность в Азербайджане прекратили, не обнаружив ничего похожего на «контракт века», что, конечно, не лишает ГНКАР надежд поиски продолжить и открыть «со временем» АЧГ-2, АЧГ-3 и т.д.

Во-вторых, ГНКАР не осваивает Карабах и блок Дан-Улдузу — Ашрафи, хотя имеет с 1998 года в своем распоряжении все разведочно-оценочные результаты, полученные международными консорциумами на этих месторождениях. Не осваивает потому, что их реальные запасы меньше 20 млн тонн нефти: проекты не проходят по рентабельности.

В-третьих, геологическая ученая мысль Азербайджана склонна считать, что в азербайджанском экономическом секторе Каспия могут быть открыты скорее новые Карабахи, чем новые АЧГ и Шах-Денизы.

Если так, то позиция Минпромэнерго Азербайджана по новым ППБУ выглядит более рациональной: какой смысл тратить \$4 млрд на новую технику, если добыча на Каспии будет нерентабельна? Тем более что Н.Алиев обещает тот же результат, но умеренной разведкой: в конце концов, не так уж и важно, сегодня или через пару лет будут открыты аналоги Шах-Дениза.

Принципиальное решение о том, чьи аргументы и логика оказались весомее, будет принимать президент Азербайджана Ильхам Алиев. Нам же остается отметить, что строительство первой ППБУ, конечно, можно и заложить в Сингапуре, но главное — не терять время, пока она построится и дойдет до Каспия. Промежуточные варианты, полагаем, не исключаются... 

Консультант №1 в России*

$$R(t) = \sum_{i=0}^m C_n^{n-i} \cdot R_e^{n-i}(t) \cdot [1 - R_e(t)]^i,$$

где $R_e(t)$ – вероятность безотказной работы элемента системы.

Нет ничего легче решения этой задачи для эксперта по промышленной безопасности!



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ



* 1-е место в рейтинге РА «Эксперт» Консалтинг в области организации производства в 2004-2010 гг. WWW.GCE.RU

«ИТЕРЕ» 20 ЛЕТ

В ноябре исполняется 20 лет со дня основания одной из первых в России независимых нефтегазовых компаний «ИТЕРА». За эти годы «ИТЕРА» прошла несколько стадий развития: от небольшого трейдера до третьего в мире по объемам поставщика природного газа. Сегодня компания является вторым по величине независимым производителем газа в России и продолжает активно развиваться. Летом 2012 года «Роснефть» и «ИТЕРА» объединили свои газовые активы в единую структуру. Перед совместным предприятием открываются широкие возможности и новые горизонты. В этом номере мы расскажем, что сегодня представляет собой «ИТЕРА», как она создавалась и развивалась, и какие перспективы ждут компанию.

«ИТЕРА» была создана Игорем Макаровым в 1992 году. За короткое время компания развила свою собственную газодобычную базу и поменяла статус трейдинговой компании, занимающейся реализацией газа, на статус газодобывающей. ООО «Нефтегазовая компания «ИТЕРА» — сегодня второй по величине независимый производитель газа в России и первая газовая компания, организовавшая полную производственную цепочку: от добычи природного газа до его реализации конечному потребителю. В Международную группу компаний «ИТЕРА», помимо газового направления, входят десятки активов в различных сегментах бизнеса в странах СНГ, Балтии, Западной Европы, Азии и США.

Добыча и сбыт

Основные добывающие активы расположены в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) — ЗАО «Пургаз» (доля «ИТЕРЫ» — 49%), ОАО «Сибнефтегаз» (49%) — и в Иркутской области — ОАО «Братскэкогаз» (79%).

В России помимо добычи газа компания также осуществляет его закупку у нефтяных компаний и других независимых производителей газа. С 2003 года «ИТЕРА» добывает и перерабатывает углеводородное сырье в США.

Совокупная ресурсная база по состоянию на 2011 год составляла 354,2 млрд куб. метров газа, из них доказанные — 241,5 млрд куб. метров (68%). Месторождения обладают развитой инфраструктурой, крупнейшие из них разрабатываются совместно с ОАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК».

В 2011 году «ИТЕРА» реализовала 23,4 млрд куб. метров газа (рост по сравнению с 2010 годом — 13%), из них собственного — 12,6 млрд куб. метров (плюс 3,7%). Основной сбыт (около 2/3 от общего объема) компания осуществляет в Свердловской области. Реализация газа идет через ЗАО «Уралсвергаз» — совместное предприятие «ИТЕРЫ» и правительства области.

Вторым важным рынком сбыта «ИТЕРЫ» являются Латвия и Эстония. Поставки в эти страны осуществляются через дочернее предприятие ООО «ИТЕРА Латвия» на основе агентского договора с ООО «Газпром экспорт». В 2011 году совокупный объем поставок газа составил 650 млн куб. метров против 430 млн куб. метров в 2010 году (рост — более 51%). Кроме этого, компания «ИТЕРА» реализует газ потребителям в Московской, Иркутской областях, а также в Пермском крае.

По итогам 2011 года консолидированная выручка Нефтегазовой компании «ИТЕРА» по МСФО увеличилась относительно предыдущего года на 37,5% — с \$1,6 млрд до \$2,2 млрд (в 2009 году — \$1,2 млрд). Показатель чистой прибыли составил \$197,6 млн.

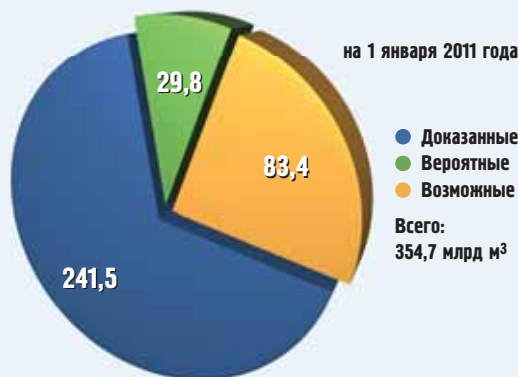
База — Урал

Свердловская область — один из крупнейших промышленных регионов страны. В настоящее время газ составляет 60% в топливном балансе региона, около 90% потребления покрывается за счет «ИТЕРЫ». В целом компания работает в регионе с 1999 года. Совокупный исторический объем поставок превышает 230 млрд куб. метров газа.

За 14 лет со стороны «ИТЕРЫ» и «Уралсевергаза» не было ни одного случая невыполнения контрактных обязательств перед свердловскими потребителями. Для обеспечения устойчивого газоснабжения области компания ежегодно закачивает газ в подземные хранилища. Это позволяет преодолевать дефицит топлива в осенне-зимние пики его потребления и решать проблему избытка газа в летние месяцы.

Помимо работы по коммерческим газовым контрактам «ИТЕРА» реализует в Свердловской области большое количество инвестиционных проектов. На средства компании в области построено и реконструировано 75 современных газовых котельных, введено в эксплуатацию 190 км газопроводов-отводов высокого давления и более 330 км распределительных сетей.

РЕСУРСНАЯ БАЗА НГК «ИТЕРА»



Компания также ведет работу по созданию в регионе автоматизированной системы коммерческого учета газа, внедрение которой направлено на экономию и повышение эффективности использования голубого топлива, снижение его потерь. Стоимость программы составляет порядка 500 млн рублей.

Общий объем инвестиций только за последние пять лет составил более 2 млрд рублей.

«ИТЕРА» осуществляет в области многоплановую спонсорскую деятельность, оказывает поддержку детским учреждениям, подразделениям армии и флота, ветеранским, спортивным и культурным организациям. На эти цели направлено более 700 млн рублей.

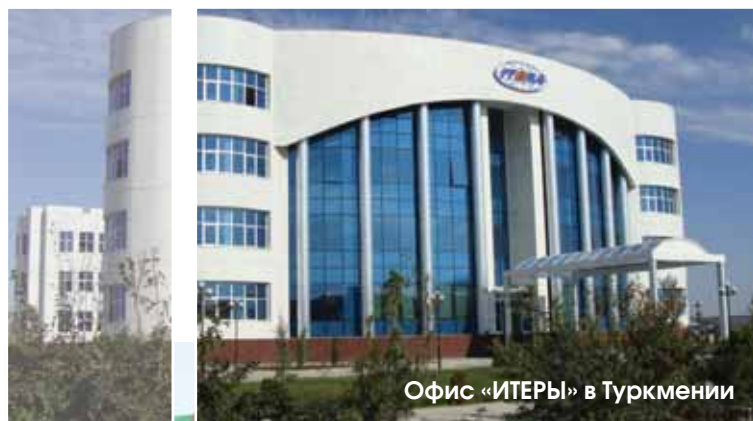
Вместе с тем, Свердловская область — и самый проблемный регион присутствия «ИТЕРЫ». Регуляр-

ДИНАМИКА РОСТА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ И ЦЕНЫ НА ГАЗ





Игорь Макаров и Эдуард Худайнатов подписывают соглашение о создании совместного предприятия, февраль 2012 года



Офис «ИТЕРЫ» в Туркмении



Геннадий Скиданов (первый заместитель предправления НГК «ИТЕРА») на открытии газопровода в Каракумах, 2010

ные неплатежи в сфере ЖКХ за приобретенный газ привели к образованию огромной дебиторской задолженности. По состоянию на начало октября этого года общая сумма непогашенных обязательств потребителей составляет более 3,7 млрд рублей, в том числе предприятий ЖКХ — 3,35 млрд рублей.

И для решения данной проблемы пока не хватает совместных усилий администрации области, властных структур муниципальных образований региона и правоохранительных органов.

Высокий уровень задолженности за газ существенно замедляет реализацию инвестиционных программ «ИТЕРЫ» в Свердловской области.

Партнер государства

Сегодня «ИТЕРА» стоит на пороге нового этапа своего развития. В начале текущего года компания договорилась с крупнейшей государственной нефтяной компанией «Роснефть» о совместном развитии газового бизнеса. Сделка по созданию совместного предприятия, которая была закрыта в августе, стала одной из крупнейших в нефтегазовом секторе России. Войдя в СП, «ИТЕРА» как базовая газовая компания увеличит свою ресурсную базу и объемы добычи, станет еще более влиятельным участником газового рынка.

Идея создания совместного предприятия в том, чтобы максимально использовать опыт и профессионализм «ИТЕРЫ» в добыче газа. «Роснефть» имеет в своем портфеле газовые активы, в частности, месторождения Кынско-Часельской группы в ЯНАО, но ведь это нефтяная компания, а не газовая, и она не обладает достаточным опытом их освоения.

Здание центрального офиса «ИТЕРЫ» (Москва)



Многоквартирный жилой комплекс «Парус» (Минск)



Но такой опыт есть у «ИТЕРЫ». Партнерство с газовой компанией необходимо «Роснефти», чтобы сосредоточиться на первоочередных задачах — добыче нефти. «ИТЕРА» будет осуществлять функции операционного управления, а Игорь Макаров возглавляет Совет директоров, который избран на паритетных началах.

В целом сделка «ИТЕРЫ» с «Роснефтью» демонстрирует образец удачного сотрудничества государства и частного бизнеса, как с точки зрения эффективности для реального сектора российской экономики, так и с точки зрения социальной значимости. СП обещает стать генератором позитивных изменений

в газовой отрасли, сможет влиять на правила игры и нести ответственность за эти изменения.

Регионы присутствия

Помимо основного, нефтегазового сегмента, «ИТЕРА» активно работает в других направлениях бизнеса. В структуру группы входят химический, энергетический, инжиниринговый дивизион и девелопмент.

В настоящее время компания совместно с партнерами реализует газохимический проект — строительство завода по производству метанола в



Здание оргкомитета «Сочи 2014»





Игорь Макаров и команда Катюша

Нижнем Тагиле мощностью 600 тыс. тонн в год (планируемое начало строительства — I квартал 2013 года). В качестве основного сырья для производства метанола будет использоваться природный газ, поставляемый «ИТЕРОЙ» через ЗАО «Уралсевергаз». Годовая потребность в газе составит порядка 560 млн куб. метров.

Энергетический сегмент представлен компанией ООО «ИТЕРА Электра», в рамках которого выполняется ряд долгосрочных проектов по развитию энергетического бизнеса в Нижегородской и Новгородской областях, а также в других регионах России.

Строительные объекты «ИТЕРЫ» реализуются в основном в странах СНГ. В частности, в Туркменистане построен газопровод в Центральных Каракумах протяженностью 200 км, спортивный комплекс со стадионом, ипподромы, возводится гостиничный комплекс в курортной зоне «Аваза». В Белоруссии

строится многоквартирный жилой комплекс «Парус», который станет самым высоким зданием в стране, в Сочи — офисный комплекс штаба Олимпийских игр 2014 года, в Подмоскowie — коттеджный поселок «Павловы Озера». Строительные проекты «ИТЕРЫ» объединены в рамках компании IDG. Инжиниринговые и промышленные объекты реализуются силами компании ООО «МРК-Инжиниринг», также входящей в группу. Компания осуществляет весь спектр работ — от проектирования до ввода в эксплуатацию промышленных объектов, существует на рынке больше десяти лет. В числе заказчиков компании дочерние структуры «Газпрома», «Роснефть», «Туркменгаз», «Нарьянмарнефтегаз», «Полус-Золото», «Русвипетро», ТНК-ВР и ЛУКОЙЛ.

Один из проектов, в котором участвовала «ИТЕРА», — строительство газопровода Дзуарикау–Цхинвал через Кавказский хребет. Этот газопровод признан самой высокогорной газовой магистралью в мире.

«ИТЕРА» — партнер школы управления «Сколково»

Социальная ответственность

Большое внимание в своей работе «ИТЕРА» уделяет благотворительным и социальным программам. Компания оказывает поддержку ведущим российским велокомандам, таким как «Катюша», «ИТЕРА-Катюша» и «РусВело». Глава МГК Игорь Макаров занимает должность президента Федерации велосипедного спорта России, а с сентября 2011 года избран в руководящий комитет Международного союза велосипедистов (UCI).

Компания реализует ряд экологических проектов на Ямале, в том числе, помогает орнитологам в восстановлении популяции исчезающего вида белых журавлей-стерхов. Тех самых, которых недавно учил ле-



тать лично президент России Владимир Путин. Оказывается поддержка и российскому образованию: «ИТЕРА» сотрудничает с Российским государственным университетом нефти и газа им. И.М.Губкина и является соучредителем Московской школы управления «Сколково».

«ИТЕРА» активно участвует в общественной деятельности. Игорь Макаров является почетным консулом Белоруссии в Москве, работает в Комиссии по

вопросам топливно-энергетического комплекса и воспроизводства минерально-сырьевой базы при Правительстве Российской Федерации. Также состоит в Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности. С 2012 года глава «ИТЕРЫ» входит в советы директоров «Роснефтегаза» (основной акционер «Роснефти») и «Транснефти». ♦

ИСТОРИЯ В ВЕХАХ

ИТЕРА
Мы несем тепло людям

- 1992–1994** — Учреждение компании и заключение первых контрактов на поставку газа.
- 1998** — Крупнейший поставщик природного газа в СНГ.
- 1999** — Ввод в промышленную эксплуатацию Губкинского ГМ с годовой добычей до 15 млрд куб. м.
- 2002** — Создание ООО «НГК «ИТЕРА» как центра прибыли и консолидации газодобывающих активов — ЗАО «Пургаз», ОАО «Сибнефтегаз», ОАО «Братскэкогаз» и других.
- 2003** — Размещение на финансовом рынке собственных векселей на сумму свыше 2,4 млрд руб.
Успешное размещение дебютного выпуска облигаций на сумму 2 млрд руб. —
- 2004** — Приобретение нефтяных месторождений — в Оренбургской области — Погромненского и Твердиловского.
- 2005** — Учреждение ЗАО «Уралсевергаз», в котором 67% уставного капитала принадлежит «ИТЕРЕ», 30% — правительству Свердловской области;
Заключение Соглашения о партнерстве в газовой сфере с ОАО «Газпром» на 2006–2010 гг.;
Приобретение лицензии на разработку и освоение Хадыряхинского месторождения в ЯНАО;
Подписание Соглашения с Правительством Свердловской области о сотрудничестве на 2007–2015 гг.
- 2007** — Ввод в промышленную эксплуатацию Берегового ГKM с годовой добычей газа до 12 млрд куб. м;
Успешное размещение облигаций ООО «ИТЕРА Финанс» (SPV-компания) на сумму 5 млрд руб.
Продление контракта с Latvijas gaze на поставку газа в Латвию до 2030 г.; —
Запуск Пырейного ГKM в ЯНАО и пускового комплекса Братского ГKM в Иркутской области;
Получение одобрения руководства Туркменистана на участие в разработке углеводородов 21 блока туркменского сектора Каспийского моря;
Подписание Договора о разделе продукции в отношении 21 блока;
Приобретение дополнительных 21% акций ОАО «Сибнефтегаз».
- 2009**
- 2010** — Получение операторской и геологоразведочной лицензии на 21 блок туркменского сектора Каспия;
Подписание соглашения о сотрудничестве с правительством ЯНАО на 2010–2015 гг.
Привлечение первого в истории компании международного синдицированного кредита в объеме \$250 млн.
- 2011** — Привлечение второго международного синдицированного кредита в объеме \$325 млн. —
- 2012** — Подписание Соглашения с НК «Роснефть» о создании совместного предприятия по разработке газовых месторождений. Помимо активов «ИТЕРЫ» в СП вошли нефтегазоконденсатные месторождения Кынско-Часельской группы.

ПРОЕКТЫ «ИТЕРЫ»

Стратегические задачи «ИТЕРЫ» предусматривают расширение ресурсной базы, увеличение объемов добычи газа и выход на новые рынки сбыта. Основной точкой роста «ИТЕРЫ» должны стать ее совместные проекты с крупнейшей государственной нефтегазовой компанией «Роснефть».

В числе текущих проектов «ИТЕРЫ» — освоение ряда новых месторождений в России и за ее пределами. Один из флагманских проектов — освоение морского блока 21 Туркменского сектора Каспийского моря. По первичным оценкам, извлекаемые ресурсы участка площадью 3,6 тыс. кв. км составляли 219 млн куб. метров нефти, около 100 млрд куб. метров попутного газа и еще 100 млрд куб. метров свободного.

«ИТЕРА» получила лицензию на 21 блок в 2009 году. С тех пор на участке была проведена первичная (фоновая) оценка, геохимические нефтегазопроисковые работы (более 1 тыс. точек), морские сейсморазведочные работы (176 погонных км съемки 2D–4C и 216 кв. км 3D–4C). В настоящее время геологоразведочные (ГРП) работы на финишной стадии: проводится обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 2D/3D.

Технико-экономические показатели проекта будут утверждены после завершения ГРП. По оценкам независимых экспертов, в будущем «ИТЕРА» за счет своего туркменского подразделения сможет добавить к годовому объему добычи около 5 млрд куб. метров газа — это более 20% объема продаж компании в 2011 году.

Туркменский проект не из простых. По имеющимся оценкам, глубина залегания продуктивного горизонта достигает 7,5 тыс. метров, а пластовое давление — более 1 тыс. атм. Скважины на такую глубину и при таких термобарических условиях в Туркменском секторе Каспийского моря до настоящего времени никто не бурил. В ближайшие несколько лет «ИТЕРОЙ» будут пробурены три такие скважины.

Кроме того, в планах «ИТЕРЫ» участие в проектах освоения углеводородных запасов блоков



Каспийский шельф



Губкинское месторождение

туркменского каспийского шельфа 29, 30 и 31 с суммарным объемом извлекаемых ресурсов нефти более 300 млн тонн, попутного газа — более 100 млрд куб. метров.

Рост добычи ожидается и на российских активах «ИТЕРЫ». Речь в основном идет о предприятиях ОАО «Сибнефтегаз», которым НГК владеет совместно с НОВАТЭКом. В частности, добыча на Пырейном месторождении в 2016 году должна вырасти по сравнению с 2011 годом почти в два раза за счет вывода на проектную мощность пласта ПК1 (сеноман) и ввода в разработку нижележащего пласта БУ16.

Промышленная эксплуатация Пырейного, извлекаемые запасы которого составляют 47,1 млрд куб. метров природного газа и 3,9 млн тонн конденсата, была начата не так давно, в 2009 году. Накопленная добыча по состоянию на начало текущего года составляла 2,1 млрд куб. метров газа.

Наибольший рост закладывается по Береговому месторождению — самому многообещающему проекту «Сибнефтегаза». Его запасы оцениваются в 337 млрд куб. метров природного газа плюс 8,8 млн тонн конденсата. Сам проект тоже сравнительно молодой, эксплуатируется с 2007 года. Накопленная добыча составляет 37,4 млрд куб. метров газа.

В настоящее время «Сибнефтегаз» готовит к разработке нижележащие газоконденсатные залежи на Береговом. Уже готовы проект опытно-промышленной эксплуатации горизонта, проект бурения эксплуатационных скважин, проведены сейсморазведочные работы 3D. По результатам этой работы планируется дополнительное бурение разведочных скважин, а также корректировка запасов углеводородов и технологической схемы разработки месторождения.

Производственные мощности Берегового месторождения



Начало эксплуатации нижележащих пластов Берегового ожидается в 2014 году. С учетом проектной мощности нового пласта, суммарное увеличение добычи на месторождении планируется в объеме 2,7 млрд куб. метров газа.

На 2015 год запланировано начало добычи на Хадырьяхинском месторождении «Сибнефтегаза».

Кроме того, «ИТЕРЕ» предстоит разработка и освоение Кынско-Часельской группы месторождений в ЯНАО. Они внесены в уставной капитал совместного предприятия «ИТЕРЫ» и государственной нефтегазовой компании «Роснефть». Совокупные запасы Кынско-Часельской группы составляют 263 млрд куб. метров газа, 14,1 млн тонн конденсата и 26 млн тонн нефти. В настоящее время проект находится в начальной фазе реализации. ♦



*Председателю Совета директоров,
Президенту Международной группы компаний «ИТЕРА»
И.В.Макарову*

УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

Поздравляю вас и весь трудовой коллектив «ИТЕРЫ» со знаменательным событием — 20-летием со дня ее создания! «ИТЕРА» стала первой частной компанией на российском газовом рынке. Начало собственной добычи в Ямало-Ненецком автономном округе вывело «ИТЕРУ» в число крупнейших независимых газовых производителей России. Сегодня компания осуществляет целый ряд зарубежных проектов в странах СНГ, Балтии, Азии, а также в США.

У «Роснефти» и «ИТЕРЫ» сложились партнерские отношения, закрепленные в Соглашении о стратегическом сотрудничестве, в рамках которого создано совместное предприятие. Объединение возможностей наших компаний придало мощный импульс освоению газовых месторождений и обеспечило развитие газодобычи на многие годы вперед.

В дни юбилея желаю вам, Игорь Викторович, и всем работникам «ИТЕРЫ» крепкого здоровья, новых свершений и трудовых побед!

*Президент,
Председатель Правления ОАО «НК «Роснефть»
И.И. Сечин*

НАИЛЬ АХМЕТВАЛЕЕВ: НАШ ГЛАВНЫЙ РЕСУРС — ЭТО ЛЮДИ



Важнейшие ресурсы российской экономики — это природный газ и нефть. Благодаря им государственный бюджет превращается из дефицитного в профицитный. Но в компании «ИТЕРА» считают, что развитие топливно-энергетического комплекса было бы невозможным без людей, которые душой болеют за свое дело. Один из них — начальник Управления закупки, транспортировки и реализации газа НГК «ИТЕРА» Наиль Ахметвалеев, который работает в компании более 15 лет.



Офис компании «Уралсевергаз»
(Екатеринбург)

Ред.: Наиль Исхакович, как зарождалась, а затем и развивалась география поставок компании? Ведь свои поставки природного газа «ИТЕРА» начала не со Свердловской области...

Н.А.: Действительно, в самом начале пути компания была трейдером, использовала туркменский газ для поставок практически во все республики бывшего Советского Союза. Газ компания получала в качестве взаиморасчета за товары, поставляемые в Туркменистан. Первый туркменский газ в объеме 24,5 млн кубометров прошел в 1994 году, а в 1996 году туркменский газ получали в рамках ТРАО «Туркменсросгаз», где «ИТЕРА» была оператором.

Многие думают, почему «ИТЕРЕ» так легко удалось войти на рынок постсоветского пространства. А ответ прост: это мудрость и умение Игоря Макарова найти со всеми своими партнерами общий язык. Ведь тогда, в непростые годы, можно было бы устанавливать любую цену на газ, однако, понимая уровень платежеспособности Армении, Украины, Казахстана и Грузии, мы устанавливали цены на газ в зависимости от покупательской способности отдельных государств. Так происходили первые поставки.

Но ввиду того, что некоторые страны стали задерживать оплату за газ, соответственно и «ИТЕРА» не могла своевременно рассчитываться с туркменской стороной, и Туркменистан вводил ограничения при подаче газа. Для выполнения договорных обязательств «ИТЕРА» была вынуждена искать другие ресурсы газа. Благодаря поставкам оборудования и требуемых товаров предприятиям «Газпрома» в Ямало-Ненецком автономном округе «ИТЕРА» получала российский газ, и таким образом мы начали работу не только с туркменским, но и с российским газом.

Ред.: Как «ИТЕРА» справилась с тем обстоятельством, что когда СССР распался, части единой га-

зотранспортной системы оказались в руках суверенных государств?

Н.А.: «ИТЕРА» работала со всеми республиками бывшего СССР, кроме Таджикистана и Киргизии. Таджикистан и Киргизия все вопросы по покупке и транзиту природного газа решали между собой самостоятельно.

В этих республиках главный энергетический ресурс — не только газ, а еще и вода. Там, для того чтобы вырастить хлопок — основу их экономики, — нужна вода, которая идет с гор Таджикистана и Киргизии. Это главный ресурс, регулирующий цену на газ. Вот в чем заключается тонкость, поэтому эти два государства внутри сами решали проблему поставок энергоресурсов. Руководство стран СНГ всегда относилось к «ИТЕРЕ» дружелюбно и с пониманием. Территориальные границы появились, но в общении границ не было.

Ред.: А как получилось, что «ИТЕРА» выбрала своим основным рынком сбыта такой крупный промышленный регион, как Свердловская область?

Н.А.: Когда «ИТЕРА» начала подготовку к разработке своего первого месторождения — Губкинского, соответственно нужен был постоянный рынок для сбыта этого газа. И тут ближе всего, с экономической точки зрения, была Свердловская область — промышленный регион, нуждавшийся в постоянном обеспечении природным газом. А кроме этого, при поставках оборудования использовались товары, произведенные на предприятиях Свердловской области.

После ввода в эксплуатацию месторождения начали поставлять в область газ, полностью закрывая ее потребность в этом виде энергоресурсов. Вначале поставляли около 13 млрд кубометров, потом 15 млрд, и так до 18,5 млрд куб. метров в год. В 2008 году кризис немного сказался, и объемы начали падать. Однако сейчас постепенно все восстанавливается. Ведь и в целом по России идет спад потребления газа.

Ред.: Все филиалы и подразделения важны для «ИТЕРЫ», но «Уралсевергаз», наверное, все-таки особенный для компании?

Н.А.: Корпоративный подход простой: все любимые, все наши, потому что они создавались по требованию обстоятельств и в нужное время. Просто через «Уралсевергаз» реализуется большой объем газа, с ним приходится больше работать. Хотя в Свердловской области есть свои особенности — неплатежи и задолженности потребителей за газ.

Но потребители «Уралсевергаза» — это основной рынок сбыта газа. Мы не считаем «Уралсевергаз» проблемным «ребенком», а потому менее любимым. ТЭК — очень сложный сектор, в котором никогда ничего не случается по мановению волшебной палочки. Только кропотливый труд всех сотрудников и всех подразделений позволит решить все проблемы и реализовать поставленные задачи.

Ред.: Чем «ИТЕРА» отличается от других независимых газовых компаний?

Н.А.: В компании видят в сотруднике, прежде всего, человека. Наш главный ресурс — это работники,

ведь многие трудятся в компании по 15 и 20 лет. А выйти из тяжелого положения и найти компромисс, который устроил бы обе стороны, — это политика руководства. В этом и заключается особенность и сильная сторона «ИТЕРЫ».

И если бы у нас не было таких хороших отношений с потребителями, то они давно уже были бы у конкурентов, так как цена на газ, которую назначает потребителям «ИТЕРА», не может быть ниже цен, утвержденных Федеральной службой по тарифам для аффилированного газа, а у некоторых независимых производителей — может.

Ред.: В этом году «ИТЕРА» отмечает юбилей. Какие новые направления необходимо развивать компании, чтобы стать флагманом на российском рынке газа?

Н.А.: Новые направления развивать необходимо, нужно двигаться вперед. Без движения нет жизни. Правильное движение — это стратегическое партнерство с компанией «Роснефть», оно усилило «ИТЕРУ», на мой взгляд.

Важно использовать ее административный ресурс, выйти на рынок с большими объемами газа будет легче, чем идти маленькими объемами. Если выстрелит 21 блок на Каспии — это уже будет совсем другой опыт и другой подход. Кадры у нас в компании хорошие, бесценные. Будем работать, будем развиваться. Только вперед! ♦



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

От имени Министерства энергетики Российской Федерации и от себя лично сердечно поздравляю вас и всю вашу дружную команду со знаменательным событием — 20-летием со дня образования компании «ИТЕРА».

Благодаря вашим усилиям на рынке России и стран СНГ появился и закрепился первый частный газовый оператор,

вы сыграли важнейшую роль в обеспечении молодых экономик бывших республик СССР ресурсами. История создания и развития «ИТЕРЫ» отныне навсегда вписана в летопись новейшей России, а компания стала неотъемлемой частью энергетической мощи страны и ее газовой промышленности. Высочайший профессионализм специалистов «ИТЕРЫ», их преданность делу заслуживают огромного уважения и признательности.

В торжественный день юбилея искренне желаю всем здоровья, счастья, оптимизма и благополучия. Пусть эта юбилейная дата станет точкой отсчета на пути к новым победам и свершениям!

Министр энергетики России
Александр Новак

ДЕНИС ПАСЛЕР:

«ИТЕРА» — НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР

О сотрудничестве с НГК «ИТЕРА» рассказывает председатель Правительства Свердловской области Денис Владимирович ПАСЛЕР.



Ред.: В 2012 году «ИТЕРА» празднует свое двадцатилетие. Свердловская область является одним из самых крупных промышленных регионов России, который требует большого количества энергоресурсов. Какой вклад внесла «ИТЕРА» за время работы на Среднем Урале?

Д.П.: В первую очередь, от Правительства Свердловской области и от себя лично поздравляю руководство и весь коллектив Нефтегазовой компании «ИТЕРА» с 20-летием. Это хорошая дата: за годы работы компания убедительно доказала свою устойчивость, надежность и эффективность. «ИТЕРА» стала первой в России независимой газовой компанией, обеспечившей полную производственную цепочку — от добычи природного газа до его реализации конечным потребителям. Сегодня «ИТЕРА» — один из крупнейших поставщиков газа в стране и основной поставщик газа для всех категорий потребителей Свердловской области.

Свердловская область — действительно, крупнейший промышленный регион России, у нас производится порядка 20% промышленной продукции страны. И мы третьи среди субъектов Российской Федерации по объему потребляемого газа. В настоящее время природный газ составляет 60% в топливном балансе региона. Поэтому вопрос надежности газоснабжения для Свердловской области — вопрос энергетической безопасности. В этом «ИТЕРА» является для правительства региона стратегическим партнером.

Важно понимать исторический аспект: «ИТЕРА» начала работу в нашей области в 1999 году. Тогда в регионах ощущался серьезный дефицит газа, получить дополнительные лимиты было не так-то просто. В условиях растущих объемов промышленности, модернизации системы теплоснабжения за счет перевода котельных на газ, строительства новых газовых котельных Свердловской области был крайне необходим такой стратегический партнер, который поддержит развитие экономики и социальной сферы, сможет в полном объеме обеспечить потребности региона в газе.

Таким партнером и стала «ИТЕРА». Для организации устойчивого газоснабжения непосредственно

в регионе «ИТЕРОЙ» и Правительством Свердловской области было создано совместное предприятие ЗАО «Уралсервергаз».

За 14 лет со стороны «ИТЕРЫ» и «Уралсервергаза» не было ни одного случая невыполнения контрактных обязательств перед свердловскими потребителями. Совокупный объем поставок превысил 230 млрд куб. метров газа. Число газопотребителей в области увеличилось в три раза. Годовые объемы потребления газа возросли с 15 до 19 млрд кубометров.

Последние 20 лет были для России непростым периодом с большими экономическими потрясениями. И очень важно, что на протяжении всех этих лет «ИТЕРА» развивалась, а Свердловская область как потребитель имела в лице компании надежного партнера, который стабильно выполнял свои обязательства по поставке газа.

Ред.: «ИТЕРА», помимо поставок газа, ведет в области существенную инвестиционную и благотворительную деятельность. Какие приоритетные направления работы «ИТЕРЫ» в регионе важны в дальнейшем с точки зрения Правительства Свердловской области?

Д.П.: Действительно это так. Понимая значимость развития газификации региона, компания «ИТЕРА» совместно с Правительством Свердловской области разработала Генеральную схему газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года. Она стала одним из базовых документов для корректировки Программы размещения производительных сил Свердловской области до 2020 года и позволяет определять параметры развития как промышленности, так и сельского хозяйства, а также программы газификации социальной сферы и населения.

Сегодня дочерним предприятием «ИТЕРЫ» — компанией ЗАО «Регионгаз-инвест» — реализуется значимая для региона программа газификации и строительства новых источников теплоснабжения. За счет средств «ИТЕРЫ» построено более 520 км газопроводов, возведено и реконструировано 75 современных газовых котельных мощностью

600 МВт. Только в 2012 году введены шесть котельных, большая часть которых в малых отдаленных территориях — таких как Туринск, Талица, Троицкий.

«ИТЕРА» поддерживала правительство области в реализации таких социальных проектов, как строительство Дворца игровых видов спорта и поликлиники ветеранов войн, шефство над боевыми кораблями Северного флота, создание специальных книг для детей-инвалидов по зрению. Это только часть совместных проектов.

Приоритетные задачи на будущее — обеспечение стабильности поставок газа потребителям региона и модернизация инфраструктуры отопительного хозяйства за счет реконструкции и строительства котельных. По этим стратегически важным вопросам Правительство Свердловской области заинтересовано в дальнейшем партнерстве с компанией «ИТЕРА».

Ред.: Основным акционером «ИТЕРЫ» недавно стала крупнейшая российская нефтяная компания «Роснефть». В связи с этим, какие изменения, по-

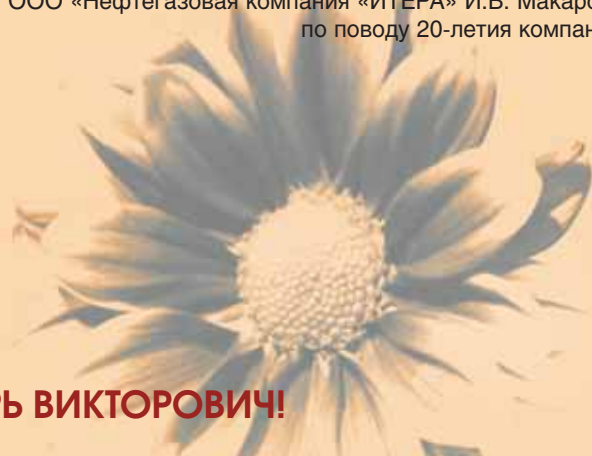
ложительные или негативные, на ваш взгляд, ждут регион?

Д.П.: «ИТЕРА» и «Роснефть» объединили свои газовые активы, чтобы повысить эффективность работы на российском газовом рынке России. Для «ИТЕРЫ» это необходимые финансовые ресурсы для развития компании. «Роснефти» интересны практический опыт «ИТЕРЫ» по добыче и реализации газа, а также налаженная система его сбыта.

Деятельность совместного предприятия, я считаю, принесет Свердловской области только положительные результаты. Мы понимаем, что мощные вертикально интегрированные холдинги, такие как «Роснефть», — это современные стандарты управления предприятиями, это понимание задач, которые ставятся президентом и Правительством Российской Федерации, понимание роли регионов. Мы рассчитываем, что социальная ответственность «ИТЕРЫ» в Свердловской области еще более укрепит, и уверены, что с новыми возможностями развития компании вырастет и наше деловое и социальное партнерство. ♦



Председателю совета директоров и президенту
ООО «Нефтегазовая компания «ИТЕРА» И.В. Макарову
по поводу 20-летия компании



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

Поздравляю вас и весь коллектив Нефтегазовой компании «ИТЕРА» с 20-летием предприятия!

На протяжении двух десятилетий «ИТЕРА» демонстрирует пример успеха, которого может добиться крупный бизнес в России при талантливым руководстве, грамотном менеджменте, дальновидной производственной политике, внимании к социальным проектам.

Компания «ИТЕРА» является надежным стратегическим партнером Свердловской области. За все время сотрудничества не было ни одного сбоя в поставках газа, ни одного невыполненного соглашения, ни одного сорванного контракта. Благодаря четкой и налаженной работе компании промышленный и энергетический комплекс региона получает голубое топливо всегда своевременно и в необходимых объемах.

Как губернатор Свердловской области высоко ценю политику социально ответственного бизнеса, которую проводит руководство компании. «ИТЕРА» для Свердловской области — это не только миллиарды кубометров газа, это еще и ряд крупных инвестиционных проектов в сфере газификации и строительства котельных, деревообработки, производства метанола.

От всей души благодарю вас и коллектив Нефтегазовой компании «ИТЕРА» за весомый вклад в развитие экономики региона, комплексное решение программ газификации и реальное повышение качества жизни людей.

Уверен, что наши взаимовыгодные партнерские отношения будут и впредь успешно развиваться и крепнуть.

Желаю Группе компаний «ИТЕРА» дальнейшего процветания, экономической стабильности, успехов в реализации намеченных планов, а всем работникам — крепкого здоровья, личного счастья, благополучия и всего самого доброго на долгие годы!

Губернатор Свердловской области
Е.В. Куйвашев

«ИТЕРА» И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

За 20 лет работы НГК «ИТЕРА» добыла в России порядка 250 млрд куб. метров газа, общий объем реализации составил более 600 млрд куб. метров. Как социально ответственная компания «ИТЕРА» проводит большую работу по снижению негативного воздействия на окружающую среду. Параллельно реализуется серия социальных программ, одна из которых — спасение вымирающих журавлей-стерхов. Этот проект с недавнего времени приобрел небывалую популярность.



Участие Президента РФ В.В. Путина в тренировочном полете стерхов.
Фото пресс-службы Президента РФ

«ИТЕРА» реализует ряд разноплановых социальных проектов. Основные усилия направлены, прежде всего, на сохранение окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов. При разработке месторождений используются самые со-

временные технологии добычи, подготовки и транспортировки углеводородов, а также контроля и очистки промышленных и бытовых отходов. На объектах «ИТЕРЫ» введены и успешно функционируют системы промышленной и экологической безопасности, построенные в полном соответствии с требованиями природоохранного законодательства, на основе лучших достижений отечественной и зарубежной практики. Инженерные сооружения конструируются таким образом, чтобы не препятствовать миграции животных, а на период весеннего гнездования на объектах приостанавливаются все строительно-монтажные работы.

Наряду с экологическими программами «ИТЕРА» реализует ряд социально значимых проектов в регионах своего присутствия, прежде всего в Свердловской области и ЯНАО. Большое внимание компания уделяет ветеранам войны и труда, детям-инвалидам, сиротам и малообеспеченным семьям. «ИТЕРА» также

реализует ряд программ в области образования, культуры и искусства. Компания, в частности, сотрудничает с Российским государственным университетом нефти и газа им. И.М.Губкина и является соучредителем Московской школы управления «Сколково». Кроме того, «ИТЕРА» содействует возрождению православных храмов и монастырей.

Особое место в списке социальных программ «ИТЕРЫ» занимает поддержка спорта. Среди подопечных компании хоккейная команда «Динамо» (Рига), сыгравшая не последнюю роль в создании Континентальной хоккейной лиги, теннисный турнир Riga Open и Федерация Ашихара-каратэ России. А поддержка велосипедного спорта вообще уже стала визитной карточкой компании. Группа вместе с партнерами учредила Общественный проект развития велоспорта (ОПРВ), в который вошли известные во всем мире команды «Катюша» и «РусВело». Председатель Совета директоров «ИТЕРЫ» Игорь Макаров с 2010 года возглавляет Федерацию велосипедного спорта России. Компания является организатором ежегодного фестиваля «Велосипедный мир «ИТЕРЫ» и содействует проведению благотворительного велопробега «Даунсайд Ап» в поддержку детей с синдромом Дауна.

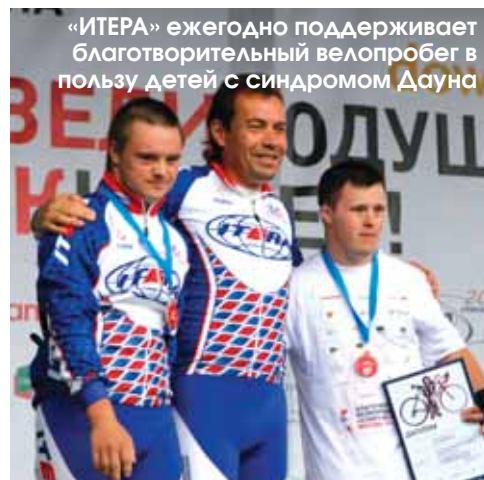
Один из проектов «ИТЕРЫ» получил особенно широкий общественный резонанс. Компания уже в течение ряда лет помогает орнитологам восста-



Птенцы стерхов привыкают к дельтоплану.
Проект «Полет надежды»



Участие велосипедистов команды «Катюша» в соревнованиях



навливать популяцию вымирающих белых журавлей-стерхов. Суть проекта, названного «Полет надежды», в том, чтобы вырастить птиц в заповеднике, а затем выпустить их на волю. Одну из групп

стерхов в сентябре этого года повел в первый серьезный полет глава государства Владимир Путин на специально подготовленном для этих целей дельтаплане. ♦



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

Примите самые искренние поздравления в связи с 20-летием Международной группы компаний «ИТЕРА».

В 1992 году вы поставили перед собой и своими коллегами сложные, амбициозные цели, а сегодня благодаря вашим усилиям «ИТЕРА» является не только одной из ведущих российских компаний, но и широко известна в связи со своей результативной деятельностью на мировом газовом рынке.

Возглавляемая вами группа компаний заслужила свой авторитет не только по результатам масштабных экономических проектов, но и, безусловно, благодаря долгосрочным благотворительным и спонсорским программам поддержки многих детских, учебных, спортивных, ветеранских организаций.

Желаю вам дальнейших успехов в работе, направленной на процветание компании «ИТЕРА» и на благо России!

Первый заместитель руководителя Аппарата Правительства РФ
Сергей Приходько



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

От всей души поздравляю вас и весь коллектив Международной группы компаний «ИТЕРА» со знаменательным событием — 20-летием со дня основания компании!

За эти годы МГК «ИТЕРА» стала одним из лидеров отечественного ТЭКа, завоевала прочные позиции на мировом рынке углеводородов. Сегодня, имея 150 предприятий в России, СНГ и зарубежных странах, работая качественно и эффективно, «ИТЕРА» находится на подъеме, активно участвует в реализации новых проектов, строит большие планы. Пусть удача неизменно сопутствует вам в реализации всего намеченного.

Выход МГК «ИТЕРА» на ямальскую землю привнес существенный вклад в экономику региона. Работа компании направлена не только на достижение собственного коммерческого успеха, но и на улучшение жизни населения, повышение инвестиционного рейтинга Ямало-Ненецкого автономного округа.

Сотрудничество компании с органами исполнительной власти Ямала носит конструктивный характер, и, я уверен, наше взаимодействие и впредь достойно продолжится, воплотится в конкретных делах на пользу общества и государства.

Пусть ваш добросовестный труд, уникальный опыт и вера в успех станут залогом новых высоких достижений! Здоровья, счастья и благополучия вам и вашим близким!

Губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа
Дмитрий Кобылкин



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ! УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Позвольте поздравить вас со знаменательным событием — 20-летним юбилеем Международной группы компаний «ИТЕРА»!

Став первой частной компанией на российском газовом рынке, компания проделала славный путь от небольшого производства и реализации готовой продукции до создания крупного международного холдинга.

Развивая с 1998 года собственную газодобычу в Ямало-Ненецком автономном округе, «ИТЕРА» сумела доказать, что суровый климат — не преграда для того, чтобы нести тепло в наши дома и делиться им с другими.

На протяжении двух десятилетий компания вносит свой весомый вклад в развитие топливно-энергетического комплекса и укрепление энергетической безопасности страны, зарекомендовав себя стабильным и надежным поставщиком топлива в регионы России.

Компания «ИТЕРА» и сегодня прочно удерживает лидирующие позиции во многом благодаря своим высококвалифицированным специалистам, от профессионализма и компетентности которых зависят укрепление энергетического потенциала страны, надежная работа нефтегазового комплекса в целом.

Пусть эта юбилейная дата станет точкой отсчета на пути к новым победам и свершениям!

Председатель Комитета Государственной Думы по энергетике
И.Д. Грачёв



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

От всей души поздравляю вас и ваш коллектив с 20-летним юбилеем МГК «ИТЕРА»!

Сегодня компания «ИТЕРА» занимает лидирующие позиции среди российских и мировых предприятий-производителей и продавцов природного газа, работающих в странах СНГ и Балтии.

Группа компаний «ИТЕРА» стабильно развивается, расширяя международное сотрудничество, открывая и разрабатывая новые месторождения углеводородного сырья, вносит значительный вклад в осуществление крупных инфраструктурных проектов и приоритетных социально-экономических программ, имеющих стратегическое значение для Российской Федерации.

Убежден, что профессионализм сотрудников компании, помноженный на творческий потенциал, позволит и в будущем осваивать новые месторождения, решать масштабные задачи по воспроизводству ресурсной базы углеводородного сырья, добиваться успешной реализации планов и уверенного движения вперед!

Двадцать лет работы компании — это двадцать лет стабильности и прогресса, это более 600 млрд куб. метров реализованного газа, это продуманная социальная политика, поддержка спорта и окружающей среды. Особую важность для страны имеет проект, который вы поддерживаете уже много лет, — проект спасения от вымирания белого журавля-стерха «Полет надежды».

Желаю всему коллективу крепкого здоровья, благополучия и успехов в достижении поставленных целей!

Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации
Сергей Донской



УВАЖАЕМЫЙ ИГОРЬ ВИКТОРОВИЧ!

«ИТЕРА» без преувеличения является образцом российского бизнеса. Сегодня компания разрабатывает несколько месторождений, использует новейшие современные технологии, сотрудничает со множеством зарубежных стран. Все проекты «ИТЕРЫ», которые начинались практически с нуля, дают весомую отдачу. Благодаря ее деятельности развивается множество отраслей экономики, растет благосостояние государства.

Я рад, что Газпромбанк является давним партнером «ИТЕРЫ», и верю, что в будущем эти отношения станут еще крепче. От всего сердца желаю компании дальнейшего процветания.

Председатель правления ОАО «Газпромбанк»
Андрей Акимов

Ничего не зная про наши башни, австралийская Sydney Morning Herald написала: «Российский орел — двуглавый. Одна голова смотрит в сторону Отечества, вторая (имея в виду ААР) — в противоположную». И обманувшись сама, газета обманула своих таких же далеких от России читателей. Да, на нашем отраслевом «гербе» одна голова — «сечинцев», другая — «несечинцев», куда в силу обстоятельств и относится ААР.

Австралийцы обманулись в другом: «головы» — искусственно развернуты в разные стороны, любая немощь «тела» — и те вцепятся друг в друга. Но раз они сцепились, размеры трещины в дуумвирате уже не заретушировать улыбками перед телекамерами.

Молчание президента

За ААР стоит сила, которая понимая, на что идет, отважилась, тем не менее, на конфронтацию с самим ВВП. Дело дошло до «крестового похода» против «Роснефти», «танкисты» почти до конца исчерпания конфликта противились самой идее появления госкомпании среди своих акционеров. Лучше прежний статус-кво, лучше IPO, лучше самим пытаться прикупить долю ВР (даже наняв Rothschilds Group с целью создания синдиката банков для финансирования сделки)... только не «Роснефть».

А это никак не вязалось с линией президента на создание энергетической суперкорпорации мирового уровня. Но В.Путин молчал. Промолчал и в первый раз, когда стратегический альянс «Роснефти» и ВР приказал долго жить, хотя те были готовы выкупить долю ААР по премиальной стоимости (\$27 млрд), плюс определенное количество акций ВР, плюс рассмотрение вопроса о «новых партнерах в Арктике».

Промолчал, когда правительство переиначило планы использования средств «Роснефтегаза», над которыми довольно потирал руки И.Сечин, предполагая свой план грядущей докапитализации предприятий ТЭК. Молчит даже тогда, когда — в кои веки — страны, нам не симпатизирующие, поддерживали «президентскую линию» в ситуации с ТНК-ВР (см. «Из-за рубежа»).

РЕЦИДИВ РУЧНОГО УПРАВЛЕНИЯ



Кто кем крутит: собака хвостом или наоборот? Раньше такого вопроса не возникало — считалось, что финансово-промышленные кланы бьются за собственность под присмотром В.Путина, который вручную разводил пересекающиеся интересы. (Не)ожиданно вошедшие во вкус Д.Медведев со товарищи не только не захотели маврами уйти в тень, но и приступили к строительству второй политической «башни», которая не захотела во всем быть подконтрольной первой. Отраслевой пример — ситуация с ТНК-ВР.

Конечно, ААР — это не МЕНАТЕП: разница между М.Ходорковским и нашей знаменитой на весь мир тройцей состоит в том, что первый оптимизировал собственный бизнес для оптимизации российской политики; вторые оптимизируют российскую политику, оптимизируя собственный бизнес. И все потому, что у первого властных лоббистов еще не было, покровители вторых — почти В.Путину чета (см. «БАШня на БАШню»).

И к ним, если не скромничать, можно отнести всех тех, кто в той или иной мере недоволен планами создания — под присмотром президента! — энергетической суперкорпорации под зонтиком «Роснефти», под себя собирающей куски и кусочки российского ТЭК. Но если А.Дворкович против И.Сечина, то Д.Медведев против В.Путина?

Партийной борьбы у нас не случилось, зато появилась клановая, ничего личного или идейного — только бизнес. Но чтобы сдержки и противовесы продолжали эффективно работать, излишний клановый рост подлежит «стерилизации». Пример, в этот раз обернувшийся сумой, — тот же...

ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Молчание — золото

Президентское молчание можно понять — не царское это дело вступать в перебранку с подданными из числа коммерсантов. Тем

ВР, захотев поменять партнера, осложнила политический расклад: за «Роснефть» — президент, за ААР — правительство

не менее, В.Путин гнул свое — на сентябрьской встрече с И.Сечиным, Р.Дадли и К.-Х.Сванбергом

Ручное управление отраслью бумерангом вернулось политическим рецидивом. Но как долго это могло продолжаться?

стороны обсудили возможности приобретения «Роснефтью» 50% акций ВР в ТНК-ВР за деньги и

Поначалу «танкисты» объявили «крестовый поход» на «Роснефть»: пушки с боевой машины они ей отдавать не хотели

12,53% акций «Роснефти», в результате чего британцы станут ее крупнейшим акционером после РФ. Одновременно появились со-

В.Путин «играл в молчанку» — не царское это дело отвечать на публичные дерзости клановых коммерсантов

общения о том, что «Роснефть» начала работу по организации займа в размере \$15 млрд для совершения сделки.

И снова понятно для чего.

В.Путин молчал, хотя практически все глобальные недруги России были на его стороне в ситуации с ТНК-ВР

В июле этого года Forbes опубликовала рейтинг крупнейших нефтегазодобывающих компаний мира, в котором «Роснефть» по объемам ежедневной добычи заняла 14-е место с объемом 2,6 млн баррелей, а ВР — 5-е место (4,1 млн баррелей). Если «Рос-

БАШНЯ НА БАШНЮ

...Итак, повестка дня очередного президентского срока Владимира Путина определена. Главные задачи: приватизация государственной собственности, обмен активами с нерезидентами и встраивание в западные финансовые элиты. Следующие шесть лет пройдут под знаком приватизации. Здесь же пройдет и основная конфликтная линия между основными «башнями» — номенклатурно-политическими группировками. Ведь «сладких пряников» на всех уже не хватит — лакомых активов в ТЭК остается все меньше. Значит, и конкуренция за них между кланами будет жесткая.

Рычаги по управлению ТЭК нужны как раз для решения данной прикладной задачи — поделить в свою пользу собственность. В.Путин создал свою любимую систему разделения полномочий. Теперь у нас две параллельные структуры, претендующие на ключевую роль в отрасли.

Это, во-первых, правительственные институты, контролируемые альянсом «юристов» и «семейных». К ним, скорее всего, примкнут и другие обиженные И.Сечиным группировки. Занятно, что ряд лидеров этой башни в недавнем прошлом уверяли, что нефтегазовый комплекс является проклятием страны и гирями на ногах российской экономики. Теперь они вынуждены лихорадочно менять свою точку зрения, убеждая компании, что они вполне могут быть лоббистами их интересов. Частные нефтяные и газовые компании, а также «Газпром» вполне могут оказаться в этом лагере.

Вторая же структура — это «силовики», и в первую очередь, президентская комиссия по ТЭКу, где И.Сечин является ответственным секретарем. Комиссия — это не только важный канал лоббирования нужных И.Сечину решений. Это еще и пылесос, при помощи которого в сечинские структуры можно закачать значимые активы...

Из исследования «Новая система управления нефтегазовой отраслью» Фонда национальной энергетической безопасности (июнь 2012 года)

ИЗ-ЗА РУБЕЖА

Все та же Sydney Morning Herald в этой связи полагает: «Пусть русские установят государственный контроль над ТНК-ВР и иностранным капиталом, уж коли в России преобладают государственные начала в экономике. В любом случае, ВР, даже несмотря на их прокол с Мексиканским заливом, предпочтительнее уж слишком разнонаправленного в смысле погони за доходами нового русского бизнеса в лице ААР».

Американская Stratfor «по-ковбойски» прямолинейна. «Хозяева ААР — крутые парни, известные агрессивной манерой работы, — окучивают и ТЭК, и банковский бизнес, и страхование, и водоснабжение, и продуктовый ритейлинг (сеть магазинов «Пятерочка» и «Перекресток») — приобретают активы в энергетике, ЖКХ, химии, добыче драгметаллов, телекоммуникациях... Причем, не только в России, но и в Швейцарии, Италии, ЮАР, Украине, США, Латвии, Киргизии... До действительного ли понимания в ААР нефтегазового бизнеса?»

Не остались в стороне и китайцы. Как написала «Женьминь жибао» в редакционной статье «О беде ВР в России», после ЮКОСа и ситуации с Shell в проекте «Сахалин-2», ВР является «самой несчастной... в первых двух случаях передел собственности происходил при участии солидных государственных компаний, а ААР — это три частные инвестиционно-финансовые группы...» И слада с ними нет.

Конечно, китайцы не бескорыстны. Как пишет ChinaPro, «китайским компаниям следовало бы присмотреться к ситуации с ТНК-ВР с целью выкупа доли либо ВР, либо ААР». Из меркантильности журнал рекомендует выкупать долю ААР, так как лучше сотрудничать с ВР, а не с ААР.

А если сюда подключить французов, так это уже будет не тренд, а почти позиция мирового сообщества. Так, Le Monde пожелала успеха «Роснефти» и ВР, назвав ААР, скажем, сложным партнером. Хотя оригинал обиден: «Это — компания de mauvaise qualite».

Крупнейшие нефтегазодобывающие компании мира

Компания	Суточная добыча, млн барр	Доходность на вложенный капитал (ROIC), %, 2011 г.**	Госучастие, %
ОАО «Газпром»	9,7*	11,4	50,002
National Iranian Oil Co	6,4	н/д	100
ExxonMobil	5,3	15,7	нет
PetroChina	4,4	12,0	100
BP	4,1	13,0	нет
Royal Dutch Shell	3,9	7,4	нет
Pemex (Мексика)	3,6	1,3	100
Chevron	3,5	10,2	нет
Kuwait Petroleum Corp.	3,2	11,5	100
Abu Dhabi National Oil Co	2,9	12,3	100
Sonatrach (Алжир)	2,8	8,4	100
Total	2,7	11,6	нет
Petrobras (Бразилия)	2,65	11,8	55,7
Роснефть	2,6	10,6	75,16
Iraqi Oil Ministry	2,35	н/д	100
Qatar Petroleum	2,3	11,0	100
ЛУКОЙЛ	2,25	13,0	нет
Eni	2,2	8,9	нет
Statoil	2,1	10,5	62,5
ConocoPhillips	2,0	12,0	нет
Petroleos de Venezuela	1,9	н/д	100
Sinopec (КНР)	1,6	11,3	100
Nigerian National Petroleum	1,45	н/д	100
Petronas (Малайзия)	1,4	10,0	100

* Добыча газа в пересчете на нефть

** Данные Wall St. Cheat Sheet Pro

Источник: Forbes, данные компаний

нефть» выкупает половину ТНК-ВР, то ее ежедневная добыча возрастает до 3,5 млн баррелей, то есть компания перемещается с 14-го места на 8-е. А там и до Shell с ExxonMobil рукой подать, тем более что по запасам «Роснефть» уже крупнейшая публичная компания в мире (см. «Крупнейшие нефтегазодобывающие компании мира»).

Вот беда, А.Дворкович так не считает. По мнению вице-премьера, на которого ссылался «Коммерсантъ», «никаких возражений у правительства по увеличению доли ААР в ТНК-ВР нет... Государство не должно расширять свое прямое участие в экономике, в том числе, путем покупки частных компаний государственными».

Ручной президентский режим управления отдыхает?

Развязка

Один министр из кабинета Д.Медведева уже уволен: сигнал подан. Далее — по очереди или в целом? Тем более что в пику

премьеру президент сразу после избрания сформировал кремлевский — параллельный — кабинет из прежних министров, создал собственную — параллельную — Комиссию по ТЭК. Казалось бы, поле для ручного управления вспахано, сей — не хочу.

Однако, что посеешь — то и пожнешь. Наверняка В.Путин снова озабочен подсчетом голосов — все уволенные и обиженные перейдут в лагерь «обездоленных акционеров», формальных и неформальных. Какие понадобятся сдержки и противовесы, чтобы устоять перед обретающей силу новой «башней»?

Ручное управление отраслью бумерангом вернулось политическим рецидивом. Что оставалось президенту, чтобы не доводить дело до политического кризиса? Конечно же, «нейтрализовать» начинщика. Уже когда ВР только объявила о намерении расстаться с ТНК, «Вертикаль» и задала вопрос: чьи акции, в конце концов, найдут нового владельца?

Была внутренняя уверенность в том, что «Роснефть», может, доля ВР и устроит, но это не устроит

Молчание — золото, которого пока хватило для сохранения вертикали власти в том виде, в котором она изначально задумывалась

В.Путин: причина конфликта не была бы устраненной, да и цель — стратегический союз с ВР — отдалялась. Так и случилось. Альянс

Цена вопроса — более \$60 млрд. Сочтет ли президент, что процесс устранения излишнего кланового роста на этом исчерпан?

ААР получил предложение «Роснефти», от которого трудно отказаться. Сочтет ли президент, что процесс устранения излишнего кланового роста на этом исчерпан? 

В ПОЛИТИЧЕСКОМ РЕЦИДИВЕ

ЭКСПЕРТЫ ПРЕДПОЧЛИ ЭКОНОМИКУ

Вместе с предыдущей статьей о политическом рецидиве, вызванном ситуацией с ТНК-ВР, редакция направила членам Экспертного совета «Вертикали» блиц-вопрос: что дальше? Ответившие эксперты не сочли приоритетом дискуссии перспективы политического расклада в стране, отдав предпочтение экономическим аспектам сделки, сделавшей «Роснефть» крупнейшей в мире.

Если коротко, то экономических выводов в ответах — три.

Первый — «Роснефть» в плюсе, но набирает такое количество долгов, что будет любопытно посмотреть, как она будет из этой ямы выбираться, равно как и сколь быстро и профессионально ей удастся объединить совсем разные активы.

Второй — ВР изящно провела свою часть этой партии: и денег наварила для ликвидации «мексиканского кошмара», и крупным акционером «Роснефти» стала...

Третий — не факт, что выиграла Россия в целом, поскольку такое слияние есть высокочатратный бег на месте, пользы отрасли не несущий...

УГРОЗА ГАЗПРОМУ...



Сделка фактически имеет три составляющие-последствия:

- ♦ Радикальное усиление роли государства в нефтяной отрасли. Читай, из «большой пятерки» три компании управляются посредством государственных институтов напрямую. Остаются ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», далее — «Башнефть» и «Тат-

нефть». Фактически около половины добычи находится теперь под госуправлением;

- ♦ Приобретение активов ТНК-ВР, помимо синергии по некоторым активам и возможности экономии на

«Роснефть»: возможный статус второго по объемам добычи в России газового игрока, что несет в себе явную угрозу монополизму «Газпрома»

издержках, дает «Роснефти» возможность бороться за статус второго по объемам добычи в России газового игрока, а значит, несет в себе явную угрозу монополизму «Газпрома» внутри страны и, вполне вероятно, на внешних рынках уже в ближайшие три-пять лет;

- ♦ Практически абсолютная легитимация дорогостоящих аукционов по ЮКОСу в англо-саксонской юрисдикции. Присутствие ВР в числе акционеров «Роснефти», конечно, не является абсолютной защитой перед потенциальными новыми исками, однако явно дает сигнал, что политического неприятия такого альянса на Западе нет.

Партнерство с ВР имеет также и еще одно возможное следствие, которое, впрочем, может и не быть реализовано, — существенный рост «Роснефти» и превращение в одну из лидирующих компаний не только по номинальным показателям, но и по технологической оснащенности и техническому, информационному уровню проработки, принятия и сопровождения решений.

По крайней мере, партнерство с такими игроками, как Еххон и ВР, не только дает надежду, но и просто обязывает к этому.

PS

Очень сильный политический материал получился. Особенно играет фраза: «Главные задачи: приватизация государственной собственности, обмен активами с нерезидентами и встраивание в западные финансовые элиты».

ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВ

Начальник аналитического отдела
ИГ «УНИВЕР»

ВПЕРЕДИ — ИСКУССТВО ОБЪЕДИНЕНИЯ



Со стороны может показаться, что разные ветви власти действительно ведут между собой борьбу за выбор дальнейшего пути развития отечественного нефтегазового комплекса. Но это не так. Вирус капитализма уже поразил и тех и других: якобы схлестнувшиеся ветви власти на самом деле вполне единодушны и конфликт между ними по поводу путей развития нефтегазовой отрасли исключительно надуманный.

Преобладающим игроком в отрасли останется частный бизнес, и те активы, которые пока есть у государства в добыче углеводородов, со временем будут приватизированы. Об этом, собственно, и говорит недавнее заявление г-на Шувалова о том, что правительство РФ рассматривает возможность продажи акций НК «Роснефть» в 2013–2014 годах.

В настоящее время гораздо более интересным представляется процесс объединения «Роснефти» и ТНК-ВР, компаний настолько разных, что сама возможность их превращения в единый организм должна вызывать у всех работающих в нефтегазовой отрасли неподдельный интерес.

Неподдельный интерес к процессу превращения компаний в единый организм — это очень сложная задача

Ведь каждая из компаний имеет разные стратегии развития, разные стандарты ведения бизнеса, разные добычные и производственные активы: их предстоит объединить в единый работающий механизм, а это очень и очень сложная задача. Не исключено, что процедура объединения затянется на несколько лет.

АНАТОЛИЙ ВАКУЛЕНКО

Аналитик ИХ «ФИНАМ»

ВРЯД ЛИ ПОЛИТИКА...



С нашей точки зрения, не следует переоценивать роль ВР в происходящих в России политических процессах. ВР — частная компания и в данном противостоянии выступает в роли бизнесмена, от которого в любом случае будет достаточно лишь откупиться. ВР не имеет реальной политической

силы менять какой-либо расклад, тем более расклад в такой сильной политической элите, которая существует в РФ.

Клановое управление отраслью — не больше, чем демонстрация либеральной позиции российской власти, причем двух существующих ветвей власти. По сути, подобный подход не более чем создание режима наибольшего благоприятствования внешнему партнеру.

В ситуации с «Роснефтью» мы наблюдаем процесс, обратный процессу в «Газпроме», который

постепенно и системно теряет позиции. Мы считаем, что рост «Роснефти» в данном ключе скорее плюс, чем минус.

Что же касается «молчанки», то правительство необходимо для решения тактических вопросов, связанных с управлением обществом и экономикой. Президент, собственно говоря, и не

\$61 млрд — слишком дорого для решения политических вопросов

должен распыляться на принятие решений в тактических противодействиях.

Вполне обоснованно звучит тезис о том, что жесткая вертикаль постепенно начинает приобретать черты системы сдержек и противовесов.

АЛЕКСАНДР ИГНАТЮК

Начальник аналитического отдела
ЗАО «ИК «Энергокапитал»

К УДОВЛЕТВОРЕНИЮ СТОРОН



Ситуация вокруг приобретения ТНК-ВР «Роснефтью», которое в итоге, по-видимому, вылилось в покупку всех 100% компании, была разрешена довольно быстро и относительно мирно. Есть несколько причин тому, что дискуссия относительно варианта деприватизации одной из крупнейших компаний не переросла в затяжной конфликт акционеров и лоббистских групп.

Главной из них является, разумеется, то, что акционеры ТНК-ВР уже долгое время искали варианты для «развода», а в ситуации, когда приобретение доли партнера компании было бы достаточно трудновыполнимой задачей как для одной, так и для другой стороны, заинтересованной ВР и ААР могло любое предложение от третьего лица. То, что таким лицом оказалась «Роснефть», также достаточно логично: в своем развитии компания традиционно ориентируется на масштаб, а приобретение ТНК-ВР очень заметно увеличит и запасы, и добычу.

Кроме того, частично решенной можно будет считать и задачу приватизации «Роснефти»: избавляясь от части акций в пользу ВР, правительство отчитается в успешном пополнении бюджета. Вторая причина заключается в том, что «Роснефть» стала, пожалуй, единственной компанией, которая смогла предложить обоим акционерам ТНК-ВР устраивающие их условия.

В случае ААР этим условием стала весьма неплохая цена за актив; ВР, в дополнение к денежным средствам (они очень нужны британской компании, денежные потоки которой сейчас выглядят не лучшим образом), наконец-то, не мытьем, так катаньем получила статус страте-

гического партнера «Роснефти» и перспективы работы на российском шельфе.

Причем в этом отношении ВР в чем-то переплонула Exxon, который, хоть и является в настоящее время эксклюзивным партнером, все же пока не получает столь значимого представительства в органах управления и капитале «Роснефти».

Сказать, что сделка меняет расклад сил в российской нефтяной отрасли, можно лишь с натяжкой. Государство и

Ситуация вокруг приобретения ТНК-ВР «Роснефтью» была разрешена довольно быстро и относительно мирно

так все последние годы лишь укрепляло влияние в секторе, а «Роснефть» почти формально была объявлена «единым окном» для новых стратегических проектов в нефтянке.

В дальнейшей приватизации «Роснефти» особого рвения в ближайшее время от властей ожидать, по-видимому, не стоит

Возможно, что и в сравнении с «парализованной» ТНК-ВР участие британской компании в управлении обновленной «Роснефтью» будет не столь уж номинальным. К тому же на горизонте маячит дальнейшая приватизация «Роснефти», хотя особого рвения в этом вопросе в ближайшее время от властей ожидать, по-видимому, не стоит.

ДЕНИС ДЁМИН

Начальник аналитического отдела BFA

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РУЧНОГО РЕЖИМА



На мой взгляд, режим ручного управления объективно свидетельствует о слабости институциональных механизмов в российской экономике. В отличие от системных элементов, которые бы эффективно регулировали процессы, идущие в экономике, в настоящее время можно говорить о наличии ряда субъективных факторов, влияющих на направленность экономических процессов. И это не может не способствовать усилению рисков, и в первую очередь, риска неопределенности.

Причем, пожалуй, как нигде это наглядно проявляется в нефтегазовом комплексе. На фоне продолжающегося с середины 2000-х годов процесса огосударствления, который в последние годы принял такие угрожающие масштабы (в частности, можно отметить и принятие закона об иностранных инвестициях в стратегически важные отрасли, а также создание искусственного режима благоприятствования для госкомпаний), ныне нефтянка все больше стал-

кивается с замедлением инвестиционной активности и снижением инвестиционной привлекательности.

И одной из основных причин этого является как раз режим ручного управления, который проявляется не только в укрупнении госкомпаний, селективном подборе зарубежных партнеров (в качестве примера можно отметить консорциум по освоению Штокмана или тот же ручной выбор в качестве опорного партнера ВР, а затем ExxonMobil), но

Режим ручного управления объективно свидетельствует о слабости институциональных механизмов в российской экономике

и в желании государства не просто держать руку на пульсе, а иметь все нити управления над сектором в своих руках.

При этом появление параллельного центра принятия решений (вторая «башня») в период 2008–2010 годов не должно вводить в заблуждение. Во-первых, многие решения, принятые в этот период, оказались половинчаты-

ми (в качестве примера можно привести ситуацию с пересматриваемыми планами приватизации «Роснефти», «Зарубежнефти»). А во-вторых, несмотря на предпринимавшиеся усилия изменить ситуацию, доминирующим продолжал оставаться режим ручного управления, а не действие институциональных механизмов.

Сделка по покупке ТНК-ВР стала своего рода сигналом для многих — режим ручного управления будет и дальше усиливаться

Хотя, безусловно, следует признать, что управленческий стиль несколько изменился; это повлекло за собой определенный рост ожиданий. В частности, по моему мнению, де-

Но как мне представляется, в ближайшее время режим ручного управления полностью докажет свою неэффективность

марш консорциума ААР, торпедировавшего «сделку века» по обмену активами между «Роснефтью» и ВР, связан глав-

ным образом с ожиданиями того, что президентом останется Дмитрий Медведев. И то, что этого не произошло, стало своего рода сигналом для многих — режим ручного управления будет и дальше усиливаться. Во всяком случае, сделку по покупке «Роснефтью» ТНК-ВР у консорциума ААР можно рассматривать именно в подобном ключе.

Впрочем, стоит отметить, что режим ручного управления раз от разу начинает давать сбои. В качестве примера можно привести фактический развал консорциума по освоению Штокмана, а также ситуацию, связанную с отказом ряда мейджоров участвовать в российских нефтегазовых проектах. Основной причиной этого является как раз рост неопределенности. И создание конкурирующих структур (вроде двух комиссий по ТЭК), что, безусловно, свидетельствует об усиливающейся борьбе во властных эшелонах, будет только укреплять фактор неопределенности, побуждая многих идти на «выход».

Таким образом, как мне представляется, в ближайшее время режим ручного управления полностью докажет свою неэффективность. И хочется верить, что это побудит к отказу от него в пользу институциональных механизмов. В противном случае отечественную нефтянку ждет неминуемая стагнация.

АНДРЕЙ КИНЯКИН

Ведущий эксперт ИА «Финмаркет»

РОСНЕФТЬ ОСТАНОВИТСЯ НА ПОЛДОРОГЕ?



Обстановка вокруг судьбы ТНК ВР вынесла на поверхность серьезные противоречия между ветвями российских элит. В том числе, в начале осени открытой критике со стороны премьера подвергался метод ручного управления. Однако, по нашему мнению, главная беда не в методах управления. Причиной обострения является сокращающаяся часть национального пирога, которую можно делить, а также связанные с этим споры о путях дальнейшего развития страны.

Экономика России начинает пробуксовывать даже при высоких ценах на нефть, и особенно тревожными являются амбициозные планы по наращиванию государственного долга. Это доказывает, что действующая сырьевая модель экономики близка к своим пределам, а резкие по-

Экономический вывод: «Роснефть» вступает на весьма рискованное поле привлечения очень больших денежных средств

вороты требуют колоссального напряжения экономического и политического ресурсов.

Ситуация с ТНК ВР завершилась промежуточной победой сторонников президента. Достигнуты предварительные договоренности о продаже «Роснефти» обеих

пакетов акций и консолидации у «Роснефти» 100% акций ТНК ВР. Согласно выпущенному пресс-релизу, «Роснефть» заплатит ВР за 50% в ТНК-ВР \$17,1 млрд деньгами и 12,84% своими казначейскими акциями. В связи с предполагаемой сделкой ВР также сделала предложение о выкупе дополнительных 600 млн акций «Роснефти», составляющих в компании долю в 5,66%, у ее материнской компании ОАО «Роснефтегаз» по цене \$8 за акцию. После завершения сделки ВР будет владеть 19,75% акций «Роснефти», включая уже имеющуюся у ВР долю в 1,25%.

За всеми фанфарами, охами и ахами по поводу величины сделки обозреватели как-то оставляют в тени анализа вариант, когда сделка по покупке акций ТНК-ВР остановится на половине. Действительно, сейчас сделка по продаже пакета ВР выглядит куда более подготовленной и целесообразной.

С учетом огромного долга в \$17 млрд, которые придется выплатить «Роснефти» за пакет ВР, у компании могут возникнуть трудности с привлечением средств для выплаты консорциуму ААР \$28 млрд. Тем более что в этом случае «Роснефть» вступает на довольно рискованное поле привлечения слишком больших средств. Рейтинговые агентства уже начинают играть на стороне кредиторов и обозначают позиции, что привлечение средств может привести к снижению рейтинга компании. Понятно, что понижение рейтинга «Роснефти» приведет к повышению стоимости заимствования, а это дополнительные сотни миллионов долларов.

Главный риск «Роснефти» с возросшим на дополнительные \$45 млрд долгом будет состоять в том, что при возможном изменении внешней конъюнктуры и снижении

цен на нефть компания может оказаться в затруднительном положении, когда вдруг резко придется увеличивать стоимость залогов. В этой связи есть подозрение, что «Роснефть» может постараться получить неодобрение сделки со стороны государства и тем самым будет избавлена от необходимости изыскивать дополнительные \$28 млрд. Или, как вариант — оттянуть заключение сделки на неопределенное будущее.

В этом смысле возможную конфигурацию сделки «Роснефть» + 50%(ТНК-ВР) тоже пока не стоит сбрасывать со счетов. В этом случае противостояние властных элит будет перенесено и внутрь компании ТНК-ВР и будет там изматывать силы противоборствующих сторон.

Но даже если сделка состоится в обозначенном варианте (Роснефть + 100%ТНК-ВР), это совершенно не означает, что противоречие между сторонами будет снято. Оно проявится в других ипостасях и, особенно, по вопро-

сам приближающейся волны новой приватизации. Полученные при базовом сценарии активными игроками кон-

Политический вывод: линия разлома между ветвями российских элит будет проходить по вопросам темпов приватизации

сорциума ААР средства будут искать достойное и перспективное приложение. Остановить такие аппетиты будет непросто, и основная линия разлома будет проходить по вопросам темпов приватизации...

НИКОЛАЙ ПОДЛЕВСКИХ

Начальник аналитического отдела
ИК «Церих Кэпитал Менеджмент»

ПРОИСХОДЯЩЕЕ НЕ УДИВЛЯЕТ



Происходит очередной крупный передел собственности. Цена вопроса для «Роснефти» — десятки миллиардов долларов — сумма, на которую увеличатся долги компании. «Роснефть» — государственная компания, значит, расплачиваться по долгам будут из бюджета страны, т.е. из кармана налогоплательщика, о которых государство и печется.

К сожалению, на развитие нефтяной отрасли предстоящие затраты не влияют. Для ТЭК это высокзатратный бег на месте. Деньги попадут к «крутым парням» — хозяевам

ААР, для которых, судя по многообразию их интересов, основная цель — прибыль, любыми путями.

Происходящее не удивляет: национализируются затраты, приватизируются доходы, все как всегда.

Что делать дальше? Пока мы, практически, ничего сделать не в силах. Жаль, при такой политике о снижении цен на нефть и газ придется забыть, и, видимо, надолго. Но и не следует огорчаться, что нефтегазовый бизнес покинет компания, менеджмент которой далек от понимания проблем нефтедобычи. Пусть уж лучше ТЭКом рулит государство.

ЮРИЙ ПОДОЛЬСКИЙ

Зав. лабораторией ВНИГРИ, д.т.г.-м.н.

ВОЗВРАЩАЯ ПОД ГОСКОНТРОЛЬ



Как бы журналистам ни хотелось видеть конфликты во власти, лично я не вижу здесь двухголовых орлов: в команде президента есть разноплановые игроки, решающие разноплановые задачи. Как когда-то с «Газпромом», В.В.Путин строит нефтяную империю «Роснефть», претендующую на роль мирового лидера по объему добычи и запасам, консолидируя возвращаемые под государственный контроль российские неф-

тяные активы. Кандидатура И.И.Сечина под эту задачу подходит на все 100. Проверено временем.

Есть рыночники-зазывалы инвестиций в лице, например, Д.Медведева и А.Дворковича. Их роль перед лицом общественности, в том числе и мировой, — создавать видимую атмосферу контроля «рыночности» и эффективности происходящих процессов и, как сладкую пилюлю,

обещать масштабную приватизацию всем заинтересованным в распродаже России.

Будет ли приватизация? Не знаю. Но если руководство страны вменяемо, то ключевые активы, относящиеся к базовой инфраструктуре и энергоресурсам, приватизироваться не будут. Эффективность частного собственника мы уже видели на примере Саяно-Шушенской ГЭС,

В.В.Путин строит нефтяную империю «Роснефть», претендующую на роль мирового лидера по объему добычи и запасам

теплохода «Булгарии» и даже атомных станций в Японии. К стратегическим активам частников на пушечный выстрел допускать нельзя.

Да и какой смысл распродавать богатства страны? В бюджете страны профицит, а доллар и евро соревнуются

в стиле «ты умри сегодня, а я завтра». Дефицит бюджета может возникнуть при падении цены на нефть, спрос на

Будет ли приватизация? Не знаю. Но если руководство страны вменяемо, то ключевые энергоактивы приватизироваться не будут

которую может снизиться из-за коллапса западных экономик. Но в этом случае и стоимость активов будет бро-

совой, и валюты будут крайне нестабильны, тем более продавать будет не выгодно.

Китай ищет по всему миру, как пристроить свои валютные запасы, пока они еще чего-то стоят, а нам нужно менять реальные активы на цветную бумагу? Не думаю, что В.В.Путин хочет войти в историю, как Ельцин 2.0. По крайней мере, все его проекты говорят об обратном.

РУСТАМ РАМАЗАНОВ

Директор по развитию бизнеса,
Группа компаний «Мирприко»

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭКОНОМИКИ



Давайте абстрагируемся от идеологических конструкций вроде «все во имя ухода государства из экономики» или же «все во имя государственных стратегических интересов» и рассмотрим скучные цифры.

Согласно годовому отчету «Роснефти», ее краткосрочные займы составляли на конец 2011 года 152 млрд рублей, а долгосрочные — 596 млрд рублей. То есть на конец 2011 года общий долг «Роснефти» (без учета кредиторской задолженности, отложенных налоговых обязательств и других пассивов) составлял примерно \$24 млрд, из них почти \$5 млрд — краткосрочная задолженность.

Ради покупки половины ТНК-ВР «Роснефти» придется увеличить величину своих займов более чем на 60%, а ради покупки всей ТНК-ВР — почти в 2,8 раза

При этом EBITDA «Роснефти» в 2011 году составила \$22 млрд, чистая прибыль — \$12,45 млрд. То есть соотношение EBITDA/займы для «Роснефти» составляло порядка 100%.

Если руководство «Роснефти» сделает этот шаг, то сама компания и ее миноритарные акционеры получат ряд выгод

Для покупки доли ВР в ТНК-ВР «Роснефть» намерена привлечь в форме кредитов еще \$15 млрд, и, кроме того,

Для государства ситуация не однозначна в целом: мы отдаем \$61 млрд (\$45 млрд в виде наличности) всего лишь в обмен на объединение двух компаний

передать ВР 12,84% собственных акций. Если «Роснефть» планирует купить еще и долю ААР, то дополни-

тельно ей придется занять еще \$28 млрд, доведя свой совокупный долг до почти \$68 млрд. Ради покупки половины ТНК-ВР «Роснефти» придется увеличить величину своих займов более чем на 60%, а ради покупки всей ТНК-ВР — почти в 2,8 раза.

В обмен «Роснефть» приобретет контроль над третьей по величине нефтяной компанией России. Показатели EBITDA и чистой прибыли для ТНК-ВР составляют, соответственно, \$14,6 млрд и \$8,98 млрд. То есть в обмен на рост долга в 2,8 раза «Роснефть» приобретает актив, который увеличит чистую прибыль совместной структуры на 72%. И это еще не учитывая долг самой ТНК-ВР, который составлял в 2011 году \$8 млрд (при чистом долге в \$6,74 млрд).

Таким образом, после поглощения ТНК-ВР отношение EBITDA/займы для «Роснефти», если учитывать долги самой ТНК-ВР, превысит 200%.

Если руководство «Роснефти» сделает этот шаг, то сама компания и ее миноритарные акционеры получат ряд выгод. Например, весьма вероятный, но все же неочевидный (с учетом увеличения долга) рост курсовой стоимости акций «Роснефти» после поглощения ТНК-ВР, а также стратегические преимущества в связи с ростом запасов на 55% и получением контроля над добывающими и перерабатывающими активами такой довольно успешной компании, как ТНК-ВР.

Преимущества эти, однако, не имеют какого-либо определяющего характера, поскольку «Роснефть» и до сделки являлась лидером среди публичных компаний мира по доказанным запасам нефти, а также входит в пятерку лидеров среди публичных компаний по объемам ее добычи.

Для государства ситуация не однозначна в целом: с одной стороны мы отдаем \$61 млрд (из них — примерно \$45 млрд в виде наличности) в карманы иностранной корпорации и группы российских физических лиц всего лишь в обмен на объединение двух компаний в единую структуру, пусть даже и во владении государства. Ведь эти две компании и без того уже работали в России, платили налоги в России и создавали рабочие места в России.

С другой стороны, «Роснефть» заинтересована в сотрудничестве с ВР в рамках освоения шельфа. Пока, из-за акционерного соглашения между ВР и ААР, такое сотрудничество было невозможно. Вероятно, это одна из причин, объясняющих желание «Роснефти» купить долю в ТНК-ВР — чтобы развязать ВР руки, наладить ее со-

трудничество с «Роснефтью», ну и заодно приобрести привлекательный актив.

Однако выкуп всей ТНК-BP, в том числе и российской доли, выглядит неоднозначным, особенно после того, как «Роснефть» вместе с «Газпромом» настояли на том, что к разработке шельфа не стоит привлекать частные компании. Но после всех этих шельфовых баталий «Роснефть» тут же начала тратить деньги на сделки по слиянию и поглощению, причем за счет наращивания квазигосударственного долга. Хотя вместо

этого можно было бы инвестировать в освоение шельфа или месторождений Восточной Сибири, в модернизацию нефтепереработки, которая сейчас является наиболее отсталой среди крупнейших российских компаний, а также в утилизацию попутного нефтяного газа, поскольку здесь «Роснефть» также отстает от других российских компаний.

ЮРИЙ СААКЯН

Генеральный директор,

Институт проблем естественных монополий (ИПЕМ)

ИЗ ЖИЗНИ «БАШЕН»



Занимательное это дело — поговорить про политику, порассуждать на тему «из жизни «башен»...

Ну, а если посмотреть на поглощение ТНК-BP «Роснефтью», исходя из соображений экономической целесообразности? Сделка позволила разрешить сразу несколько проблем: устранила патовую, парализующую нормальную деятельность, конфликтную ситуацию внутри ТНК-

BP; вселила надежду на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество «Роснефти» и BP, включающее основательное вхождение британцев в капитал российской компании и реанимацию планов совместной производственной деятельности, разрушенных было в начале 2011 года.

Да, конечно, многие эксперты сразу заговорили о том, что такая сделка явно не способствует конкуренции в отрасли, что налицо деприватизация, а преимущества приватизации обычно состоят не только в доходах бюджета от продажи госимущества, но и в росте эффективности управления бизнесом.

Компания, обремененная большими долгами, будет ограничена в своей инвестиционной деятельности, а акционерам не стоит ждать дивидендов. Наконец, предстоит трудный период реформирования огромной компании, выработки стратегии развития, наилучших управленческих решений и т.п.

Вместе с тем, парадоксально, но факт, что с помощью частной BP произошла более масштабная приватизация «Роснефти», чем во времена IPO, — почти до уровня блокирующего пакета выросла ее доля в капитале государственной компании. При этом BP прекрасно использовала сложившуюся ситуацию, сыграв на противоречиях внутри российской элиты: получила немаленькие деньги, крупный пакет акций одной из ведущих компаний мира, да еще перспективу работы на российских месторождениях, включая арктический шельф.

По сути, ей удалось выставить свою долю в ТНК-BP на своего рода аукцион, где за нее бились «Роснефть» и AAR. Наверное, такое эффектное расставание с партнерами из AAR оставило у BP приятное чувство взятого реванша за поражение два года назад.

Впрочем, и AAR должна получить такие отступные, что говорить о какой-то «стерилизации» совершенно неуместно. Недавно был случай, когда Владимир Потанин

«стерилизовал» Михаила Прохорова так, что тот возглавил список российских миллиардеров. Есть и другой пример, когда излишняя инвестиционная активность Олега Дерипаски вынудила власти спастись его капитал «всем миром». Управление капиталом — это и возможность, и ответственность, и учет рисков, и судьба...

Сделка устранила патовую ситуацию внутри ТНК-BP и вселила надежду на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество «Роснефти» и BP

Только будущее покажет, кто выиграл от нынешней сделки.

«Молчание В.Путина» тоже каждый раз было объяснимо: когда был разрушен стратегический альянс «Роснефти» и BP в 2011 году, Путин не был президентом, а это

BP прекрасно использовала сложившуюся ситуацию, сыграв на противоречиях внутри российской элиты

предполагает свои правила политического взаимодействия внутри дуумвирата, не говоря уж о том, что заграничные суды подтвердили юридическую правоту AAR.

Почти два года спустя одна часть правящей элиты добилась дивидендов «Роснефтегаза», но зато другая получила чуть ли не контрольный пакет от нефтяной отрасли.

Впрочем, и AAR должна получить такие отступные, что говорить о какой-то «стерилизации» совершенно неуместно

ли. Впрочем, за хорошую цену. Особенно с учетом рекордных выплат дивидендов в ТНК-BP в последние годы.

Наконец, про «несимпатизирующие» страны — это за гранью разумного: представлять критиков тех или иных действий российской власти как противников страны...

Наконец, что касается несговорчивости AAR. Одно дело, когда говорят о том, что «танкисты» не принимают саму идею появления госкомпании среди своих акционеров, и совсем другое дело — выяснять, кто виноват в семейном конфликте. Много ли вы найдете компаний, которые были

10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2013

17-19 АПРЕЛЯ 2013 г., ОТЕЛЬ «РЕНЕССАНС МОСКВА»



РОСНЕФТЬ



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Анализ работы механизированного фонда скважин
- Развитие сервиса
- Новые технологии и оборудование для добычи нефти
- Энергосберегающие технологии
- Осложненные условия эксплуатации
- Интеллектуальные системы управления и оптимизации механизированной добычи нефти
- Эксплуатация, ремонт штанговых глубинных насосов, штанг, насосно-компрессорных труб
- Эксплуатация, ремонт винтовых насосов
- Оборудование системы поддержания пластового давления



БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ



СлавНефть
КОМПАНИЯ
• МЕГИОННЕФТЕГАЗ



ГАЗПРОМ
НЕФТЬ
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО



РУСНЕФТЬ



ОРГАНИЗАТОРЫ:

Журнал «Нефтегазовая Вертикаль» совместно
с Экспертным советом по механизированной добыче

Тел./факс: (495) 510-57-24, www.ngv.ru; e-mail: drilling@ngv.ru



бы счастливы от вхождения в их капитал госкомпаний? Мы помним, как отчаянно сопротивлялась сама «Роснефть» сравнительно недавним попыткам включения ее в суперкомпанию под эгидой «Газпрома»...

Хотя в демонстрации «крутизны» — жесткого переговорного стиля — действительно таятся немалые опасности. Переход под контроль государственной компании ТНК-ВР стал следствием пятилетнего конфликта ее акционеров. А когда ААР в последний момент попыталась сохранить те-

кущую структуру акционеров ТНК-ВР, вдруг оказалось, что налаживать отношения уже поздно и ВР сохранение статус-кво уже не устраивает. Тут есть над чем задуматься и руководителям корпораций, и политикам...

МИХАИЛ СУББОТИН

Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН,
замдиректора Центра правовых и экономических
исследований НИУ-ВШЭ

НЕ ВИЖУ ДОВОДОВ В ПОЛЬЗУ ПРИВАТИЗАЦИИ РОСНЕФТИ



Разумеется, открытая и закулисная борьба крупных финансово-промышленных групп представляет немалый интерес для обсуждения. Но мне бы хотелось не вникать в ее детали, а сосредоточиться на том, что *более полезно для России*.

Десятки лет в мировой нефтегазовой отрасли доминируют частные транснациональные корпорации США и Западной Европы. Они имеют прочные связи с крупнейшими банками, а те — доступ к печатному станку. Поэтому их финансовые возможности огромны, и любого серьезного конкурента они попросту покупают, глубоко сожалея, что не все они продаются.

Не продаются нефтегазовые компании, которые находятся под контролем государств. Норвежская Statoil,

извините, ничем помочь не можем, идите по миру поби-
раться.

Очень странную политику сейчас проводят наши «приватизаторы». Они с упоением пытаются продать *лучшие наши компании* в худшее для них время. «Газпром» и «Транснефть» дают неплохую прибыль, но их акции котируются в два с лишним раза ниже максимумов. Срочно надо продать, пока не подорожали! «Роснефть» хорошо развивается, у нее и запасы, и добыча, и курс акций растут. Быстрее продавать, а то вдруг не купят!

И никаких доводов в пользу продажи у Д.Медведева с А.Дворковичем нет. Одни разговоры о том, что частные компании якобы эффективнее. Во-первых, это не так. Экономической эффективности CNPC или Saudi Aramco можно позавидовать. Во-вторых, кто же нашими государственными компаниями командует? Разве не правительство? Вот и подсуетитесь, господа, чтобы компании больше прибыли давали. Не получается? Тогда отойдите в сторонку.

Вместе с тем, я не испытываю особых надежд от грядущего альянса «Роснефти» с ВР. Как и все крупные хищники, ВР предпочитает свежие запасы. Она без сожаления распродала свои промыслы в Северном море. В Самотлор за 8 лет не вложено ни цента, низкопроницаемые пласты изорвали гидроразрывами, ни о каких процессах повышения нефтеотдачи и речи не идет. Более \$20 млрд прибыли из Самотлора выкачено, пора переходить на другой объект. Тем более что авария в Мексиканском заливе обошлась примерно в такую же сумму.

Временный союз у ВР с «Роснефтью», конечно, возможен, потому что западной компании позарез нужны новые свежие запасы. Она и рассчитывает получить их в наших северных морях. Там, разумеется, у нас будут совместные проекты. Но считать ВР стратегическим инвестором в «Роснефти», по меньшей мере, наивно. Сейчас, когда очень деньги нужны, менеджеры ВР улыбки и очаровательны, но уже вскоре выяснится, что помогать в становлении конкурента они не намерены.

Так что в этом противостоянии мне не хочется поддерживать ни одну из сторон. Ибо в обоих случаях я вижу, что выиграют западные компании, и не вижу, в чем выигрывает Россия.

Очень странную политику сейчас проводят наши «приватизаторы». Они с упоением пытаются продать лучшие наши компании в худшее для них время

бразильская Petrobras, китайская CNPC, российские «Газпром» и «Роснефть». Только они и способны реально конкурировать с западными корпорациями на мировом рынке.

Вот и поставим вопрос так: хотим мы иметь в нефтегазовой отрасли две компании мирового уровня? Если

Во властном противостоянии мне не хочется поддерживать ни одну из сторон: в обоих случаях выиграют западные компании, и не вижу, в чем выигрывает Россия

да, то государственный контроль нужно сохранять. Иначе рано или поздно он окажется в чужих руках, а Россия — в положении Румынии. У нас будут нефтегазовые доходы до тех пор, пока в недрах что-то есть. А потом нам скажут:

АЛЕКСАНДР ХУРШУДОВ

К.т.н., член-корр. МАНЭБ,
независимый эксперт

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ: ЗАКРУЧИВАНИЕ ГАЕК

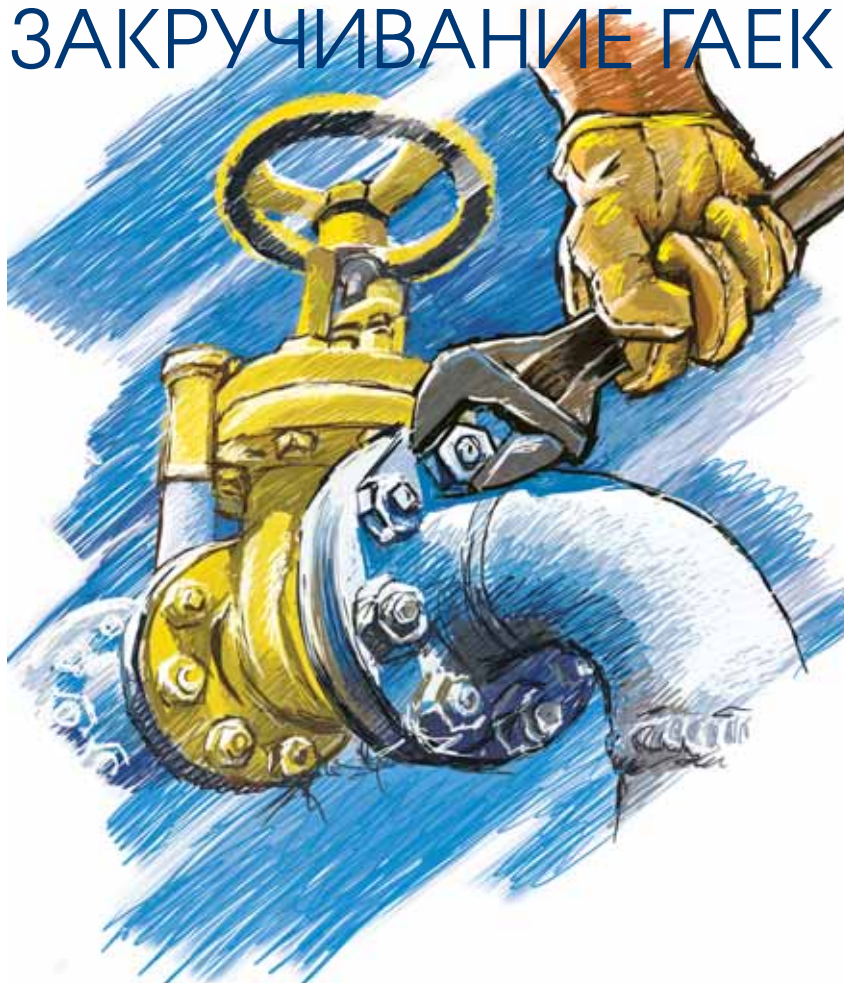
Российские власти продолжают заниматься улучшением закона о недрах, изменения в который вносились уже более 30 раз. Зачастую новшества усиливают административные рычаги, но время от времени случаются и приятные неожиданности. Например, в прошлом году были приняты поправки, разрешающие недропользователям ставить перед лицензирующими органами вопрос об изменении границ участков недр, переданных им в пользование.

Вернувшись после летних каникул, депутаты Госдумы РФ обнаружили еще несколько предложений подправить правила игры в недропользовании, поступивших от президента и правительства. Пожалуй, наибольшую практическую ценность будет иметь увеличение предельного срока геологического изучения участков недр в некоторых российских регионах. Польза других предложений менее очевидна, но изменения придется учитывать в работе.

Конкурсы в немилости

Опять попали в немилость конкурсы на право пользования недрами. Еще на первом заседании президентской комиссии по ТЭК, состоявшемся в начале июля, В.Путин заявил, что конкурсы в недропользовании показали свою непрозрачность и неэффективность. Для выявления будущих пользователей участками недр федерального значения глава государства поручил применять аукционные механизмы, полностью исключив конкурсные процедуры.

Собственно, одного этого указания оказалось достаточно для того, чтобы Роснедра исключили из текущих планов проведение конкурсов по участкам с запасами нефти от 70 млн тонн и газа от 50 млрд м³. Но, чтобы полностью



Закон о недрах стремительно обрастает все новыми и новыми изменениями. Только до конца этого года Госдума РФ планирует принять не менее 4 законов, меняющих правила игры в недропользовании.

Судя по тому, что законодательная инициатива ограничить применение конкурсных процедур при распределении участков недр исходит непосредственно от В.Путина, именно эта проблема правового регулирования в сфере недропользования является на сегодня самой политически значимой. Запрет на конкурсы относится к участкам недр федерального значения. На результатах состязательных процедур это вряд ли серьезно отразится. Но, похоже, в обозримом будущем уже не получит развития идея обременять недропользователей дополнительными условиями.

Хорошо, что правительство решило увеличить в ряде регионов срок действия поисковых лицензий. Но было бы нелишне заняться и уменьшением административных барьеров, на преодоление которых у недропользователей уходит львиная доля времени, отведенного им на работу.

Кроме того, правительство предлагает увеличить в 1,5 раза верхнюю границу регулярных платежей за пользование недрами, конкретизировать порядок расчета суммы сбора за участие в конкурсах и аукционах, а также обозначить более четкие правила пользования геологической информацией...

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН
«Нефтегазовая Вертикаль»

закрывать вопрос, В.Путин предлагает закрепить сформулированные им ограничения непосредственно в законе о недрах.

Соответствующая законодательная инициатива находится на

Для выявления будущих пользователей участками недр федерального значения глава государства поручил применять аукционные механизмы, полностью исключив конкурсные процедуры

рассмотрении в Госдуме РФ, и можно не сомневаться, что поправка еще до конца года будет включена в закон о недрах. В обновленном законе будет записано, что «принятие решений о про-

Аукцион — это откровенное соревнование кошельков, а конкурс должен выявить наиболее эффективного недропользователя. Но принято считать, что конкурсы менее прозрачны и, соответственно, более коррупционны

ведении аукционов... составе и порядке работы аукционных комиссий и определение порядка и условий проведения таких аукционов относительно каждого участка недр или группы участков

Инициатива главы государства не затрагивает интересы малого бизнеса, представители которого смогут получать в пользование участки недр, участвуя как в аукционах, так и в конкурсах

недр осуществляются Правительством РФ».

Состязательность при распределении участков недр нераспределенного фонда является одним из базовых принципов российского законодательства о недрах. Изначально было установлено равноправие конкурсных и аукционных процедур, а выбор оставался за уполномоченным госорганом.

При этом основными критериями выявления победителя при

проведении конкурса являются научно-технический уровень программ геологического изучения недр и использования участков недр, полнота извлечения полезных ископаемых, вклад в социально-экономическое развитие территории, сроки реализации соответствующих программ, эффективность мероприятий по охране недр и окружающей среды, обеспечение обороны страны и безопасности государства. А основным критерием выявления победителя при проведении аукциона является размер разового платежа за право пользования участком недр.

Проще говоря, аукцион — это откровенное соревнование кошельков, а конкурс должен выявить наиболее эффективного недропользователя. Но принято считать, что конкурсы менее прозрачны и, соответственно, более коррупционны.

Заморозки и оттепели

Впервые конкурсы попали в немилость в 2001 году благодаря нашумевшему тендеру по месторождениям Вала Гамбурцева в Тимано-Печоре. На победу тогда претендовали ЛУКОЙЛ, «Сургут-нефтегаз», «Роснефть», ЮКОС, «Сибнефть» и «Башнефть», а лицензию получила независимая «Северная нефть».

Хотя «Северная нефть» добросовестно выполнила конкурсные обязательства и очень оперативно обеспечила ввод месторождений в промышленную эксплуатацию (что случается крайне редко), ВИНК были крайне озадачены тем, что их обошла компания низшей весовой категории. Возникла затяжная склока, в результате которой «Северная нефть» была куплена «Роснефтью», а на проведение конкурсов в недропользовании был наложен многолетний запрет.

В конце концов конкурсы вернулись. На этом настаивали представители малого бизнеса, которые готовы вкладываться в новейшие технологии, но практически не имеют шансов на победу в борьбе кошельков с ВИНК, которые нередко приобретают лицензии про запас. Конкурсы понадо-

бились и контролируемым государством «Газпрому» с «Роснефтью», которым надоело переплачивать за участки недр, чтобы вырвать победу у других ВИНК.

Позже, когда конкурсы уже были восстановлены в правах, «Газпром» и «Роснефть» получили возможность приобретать в пользование участки недр шельфа вообще без проведения состязательных процедур (а «Газпром» — еще и крупные месторождения на суше). Соответственно, для госкомпаний конкурсные процедуры во многом утратили привлекательность.

Инициатива главы государства не затрагивает интересы малого бизнеса, представители которого смогут получать в пользование участки недр, участвуя как в аукционах, так и в конкурсах. Но участки недр федерального значения, которые не отписаны «Газпрому» и «Роснефти», теперь будут распределяться только на аукционах.

Это, прежде всего, относится к таким давно ожидаемым ВИНК объектам недропользования, как месторождение имени Шпильмана, Гавриковское и Имилорское месторождения в ХМАО, а также Лодочное месторождение в Красноярском крае. Извлекаемые запасы каждого из них превышают 100 млн тонн нефти.

Нет худа без добра

Нужно признать, что конкурсы в отношении углеводородных участков недр так и не приобрели широкого распространения. В этом году результативным был конкурс на относительно небольшой Серноводский участок в Ингушетии: лицензию за 156 млн рублей получила «Роснефть», оказавшаяся единственным претендентом.

В прошлом году также безальтернативно по итогам конкурса «Газпром добыча Краснодар» получила лицензию на участок Расшеватского газоконденсатного месторождения, а права на Заграничный участок — «Самара-нефтегаз».

Похоже, последним обладателем лицензий на участки недр федерального значения, полученных в результате проведения кон-

«ДВУШКА» ОТ ПРЕМЬЕРА

В свою очередь правительство РФ предлагает в ряде случаев увеличить разрешенную законом продолжительность геологического изучения участков недр. Внесенный в Госдуму РФ законопроект предполагает, что в отношении участков недр, расположенных полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Красноярского, Хабаровского и Камчатского краев, Иркутской, Магаданской и Сахалинской областей, Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Чукотского автономных округов, обычный 5-летний срок геологического изучения будет увеличен до 7 лет.

В принципе, это хорошая новость для недропользователей, работающих в указанных регионах. Благодаря такой поправке они получат больше времени для работы. Ведь зачастую большая часть отведенного времени сейчас уходит на согласование разрешительной документации.

Конечно, более привлекательным для недропользователей решением стало бы реальное обуздание бюрократической волокиты. Но если не удастся решить проблему с этого конца, хорошо уже и то, что чиновники согласны добавить времени на выполнение лицензионных условий. Остается надеяться, что дополнительное время не будет поглощено нерасторопной, но крайне изобретательной в строительстве лабиринтов бюрократической машиной.

Одновременно федеральное правительство предлагает увеличить в 1,5 раза максимальные ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых. В отношении морских участков, перспективных на углеводородное сырье, максимальную ставку имеется в виду поднять со 150 до 225 рублей за 1 км² в год, а по другим «нефтегазовым» участкам — с 360 до 549 рублей.

Минимальная граница регулярных платежей остается прежней: 50 и 120 рублей соответственно. А конкретный размер ставки регулярного платежа за пользование недрами устанавливают Роснедра для каждого участка индивидуально. Увеличение вилки регулярного платежа мотивируется стремлением правительства стимулировать недропользователей к ускорению проведения геологического изучения недр.

Но стимулирующая роль нововведения вряд ли будет заметной. Особенно если учесть, что реальные ставки совсем не обязательно будут стремиться к верхней границе коридора.

Представляются завышенными ожидания, что расширение вилки платежей увеличит их поступление в казну на 25%. Да и выигрыш в масштабах страны не будет существенным.

Правительство рассчитывает, что обновленная шкала будет приносить в федеральный бюджет дополнительно 120 млн рублей, а в региональные бюджеты — порядка 160 млн рублей. В прошлом году регулярные платежи недропользователей, работающих на суше, принесли в федеральный бюджет 452 млн рублей, а платежи за морские участки — 44,8 млн рублей. В то же время региональные бюджеты получили по этому каналу 678 млн рублей.

Регулярные платежи за пользование недрами, как не были, так и не будут разорительными для компаний, занимающихся поиском нефтегазовых месторождений. И, соответственно, сколь-либо значимой роли расширение вилки платежей не сыграет.

компания заплатила 3,6 млрд рублей. Это была вторая попытка. Единственным участником предыдущего конкурса на Наульское месторождение была «Газпром нефть», но и она не захотела выкупить лицензию за 7 млрд рублей.

А наибольшую известность приобрел конкурс, на котором

Конкурсы в отношении углеводородных участков недр так и не приобрели широкого распространения. В этом году небольшой участок в Ингушетии получила «Роснефть», оказавшаяся единственным претендентом

определялся обладатель прав на месторождения имени Требса и Титова. Лицензии опять достались единственному участнику — «Башнефти», хотя поначалу было несколько других сильных претендентов.

Главная особенность этого конкурса в том, что впервые претендентам были выставлены дополнительные условия: недропользователю вменялось в обязанность перерабатывать на принадлежащих ему мощностях не менее 42% добытой нефти, а еще, как минимум, 15% — продавать в России на товарно-сырь-

Главная особенность конкурса на месторождения имени Требса и Титова в том, что впервые претендентам были выставлены дополнительные условия

евой бирже. И это притом, что до Баренцева моря путь много короче, чем до НПЗ, находящихся в глубине России.

Отказ от проведения конкурсов по участкам недр федерального значения избавляет недропользователей от необходимости брать на себя столь же несурзные обязательства в будущем. А для небольших месторождений конкурсы с дополнительными условиями, наверное, вообще не актуальны. Таким образом, законодательная инициатива президента ценна хотя бы тем, что делает лицензионные условия проще.

Что касается чистоты и прозрачности при распределении

курсов, стал НОВАТЭК. Весной прошлого года компания получила, как единственный участник, права на четыре участка, расположенных на территории ЯНАО и в Обской губе Карского моря: Геофизическое и Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатные месторождения, Северо-Обский и Восточно-Тамбейский уча-

стки. Эти приобретения обошлись НОВАТЭКу в 6,87 млрд рублей (явно не за бесценок).

Весной прошлого года «Роснефть» (опять единственный участник) получила по итогам конкурса права на Наульское нефтяное месторождение в Ненецком АО. За участок с извлекаемыми запасами нефти более 50 млн тонн

участков недр, то отказ от конкурсов мало что изменит. Укоренившаяся практика ручного управления в регулировании ключевых

Информационные войны

Правительство РФ намерено полностью переписать статью 27 закона о недрах, посвященную геологической информации о недрах. Имеется в виду разграничить геологическую информацию на интерпретированную и первичную. В первом случае геологическая информация будет считаться объектом интеллектуальной собственности, регулируемым Гражданским кодексом, во втором — будет подлежать правовой защите в соответствии с нормами закона об информации, информационных технологиях и о защите информации.

В целях формирования рынка геологической информации предполагается установить 4-летний срок, в течение которого Роснедра и его территориальные органы обязаны обеспечивать конфиденциальность геологической информации о недрах. При этом предлагается уточнить норму об ответственности должностных лиц за нарушение условий использования геологической информации.

После истечения 4-летнего срока информация становится общедоступной, что, по мнению авторов законопроекта, будет способствовать совершенствованию оборота геологической информации и позволит сформировать более открытую систему пользования такой информацией. Геологическая информация также может использоваться, в том числе государственными органами, для подготовки перечней участков недр, предлагаемых для предоставления в пользование в различных целях, для организации проведения конкурсов или аукционов на право пользования недрами, для предоставления участков недр в пользование по иным основаниям.

В пояснительной записке к законопроекту отмечается, что отсутствие официально установленных минимальных требований к составу геологической информации о недрах, представляемой в Роснедра и территориальные органы, ведет к тому, что недропользователи представляют такую информацию выборочно, по

своему усмотрению. Такая ситуация приводит к отсутствию в госорганах полной информации о состоянии изученности недр. Теперь же предлагается включить в закон о недрах норму, предусматривающую возможность утверждения правительством РФ минимального состава геологической информации о недрах, представляемой пользователем недр в государственные и территориальные органы, а также порядок и форму представления такой информации.

Обновленная редакция статьи 27 закона о недрах оговаривает, что непредставление или нарушение сроков представления геологической информации может являться основанием для прекращения права пользования недрами. Это очень жесткая постановка вопроса. При этом срок получения данной информации пользователем недр предлагается включить в обязательные условия лицензии, а пользователи недр обязать представить такую информацию в федеральный или территориальные органы в течение года с даты ее получения.

Правительство рассчитывает, что обновленная статья 27 закона о недрах позволит обеспечить наиболее полное и комплексное использование минерально-сырьевых ресурсов на базе информационных ресурсов федерального и территориального фондов геологической информации для всех уровней управления фондом недр.

Другим законопроектом, также уже внесенным на рассмотрение Госдумы РФ, правительство намерено конкретизировать порядок расчета суммы сбора за участие в конкурсах и аукционах. Соответствующий сбор установлен статьей 42 закона о недрах, но процедуры не регламентированы должным образом.

Предлагается установить, что порядок расчета суммы сбора за участие в конкурсе или аукционе в отношении участков недр местного значения и по общераспространенным полезным ископаемым будут устанавливать региональные власти, а во всех остальных случаях — Роснедра. Соответствующими нормативными ак-

Отказ от конкурсов мало что изменит. Ведь по основным участкам недр заблаговременно принимаются волевые решения — что в результате конкурса, что по итогам аукциона

отраслевых процессов предполагает, что по основным участкам недр заблаговременно принимаются волевые решения — что в результате конкурса, что по итогам аукциона.

Внесенный в Госдуму РФ законопроект предполагает, что в отношении участков недр, расположенных в ряде регионов, обычный 5-летний срок геологического изучения будет увеличен до 7 лет

Когда речь шла о крупных месторождениях, удобнее было проводить конкурсы, так как лицензию разрешено получать един-

Более привлекательным для недропользователей решением стало бы реальное обуздание бюрократической волокиты. Ведь много времени уходит на согласование разрешительной документации

ственному участнику. При проведении аукционов, даже когда победитель назначен заблаговременно, нужен, как минимум, еще

Увеличение вилки регулярного платежа призвано стимулировать недропользователей к ускорению геологического изучения недр. Но стимулирующая роль нововведения вряд ли будет заметной

один кандидат. А на его участие нужно отвлекать значительные денежные суммы. Собственно, в этом и разница.

тами будут устанавливаться как требования к расчету сумм сборов, так и детализированная структура затрат, учитываемых при расчете данного сбора.

Досье на ресурсы

Еще один законопроект, подготовленный МПР России и проходящий межведомственные согласования, предлагает взять под строгий государственный контроль прогнозные ресурсы полезных ископаемых. Дело в том, что ресурсы, оценка которых проводилась после 1992 года, не имеют официального статуса, что осложняет государственное геологическое изучение недр, формирование перечней участков

недр, предоставляемых в пользование, а также геолого-экономическую и стоимостную оценку месторождений и расчет разовых платежей.

После внесения предлагаемых изменений в закон о недрах Роснедра будут наделены полномочиями утверждать и вести учет прогнозных ресурсов любых полезных ископаемых, кроме общераспространенных. Госучет прогнозных ресурсов полезных ископаемых будет выполняться в три этапа.

На первом этапе будет осуществляться оценка прогнозных ресурсов, включая сбор информации о недрах и расчет возможного количества полезного ископаемого в геометризованном

блоке земной коры в соответствии с классификацией запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых. На втором этапе будет осуществляться утверждение результатов оценки прогнозных

Предполагается установить 4-летний срок, в течение которого Роснедра и его территориальные органы обязаны обеспечивать конфиденциальность геологической информации о недрах

ресурсов полезного ископаемого. На третьем этапе будет осуществляться государственный учет ресурсов.

Оценка прогнозных ресурсов будет осуществляться юриди-



ГАЗОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ ПРИРАСТАЕТ МОЩНОСТЬЮ НОВОГО ЭНЕРГОБЛОКА СЫЗРАНСКОЙ ТЭЦ

Событие знаменует завершение проекта «Волжский агат» из инвестиционной программы «Диадема», которую осуществляет компания «КЭС-Холдинг».

В торжественной обстановке введен в эксплуатацию парогазовый энергоблок Сызранской ТЭЦ установленной электрической мощностью 225 МВт, тепловая мощность — 110 Гкал/час. За последние 30 лет это крупнейший проект по обновлению генерирующих мощностей энергосистемы Самарской области.

ПГУ-225 включает две газотурбинные установки Frame 6FA (PG6111) производства GE (электрической мощностью по 75 МВт), паровую турбину Siemens SST-600 (мощностью 75 МВт), два котла-утилизатора словацкой Istorenergo Group. Необходимое качество газа и бесперебойную подачу топлива в турбины обеспечит система подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ-Enerproject», в состав которой входят:

- ♦ Блок подготовки топливного газа GS-FME-5000/12 производства компании «ЭНЕРГАЗ», оснащенный узлом коммерческого учета газа и сепарационной системой для предварительной очистки газа перед его подачей в ДКУ;
- ♦ Три дожимные компрессорные установки (ДКУ) Enerproject типа EGSI-S-350/1600WA. После дополнительной подготовки в ДКУ и компримирования до уровня рабочего давления (с 0,4 до 3,4 МПа) топливный газ подается в турбины.

Поставку, шефмонтаж и пусконаладку технологического оборудования подготовки газового топлива провели специалисты российской компании «ЭНЕРГАЗ» (швейцарская промышленная группа ENERPROJECT).

Компания «ЭНЕРГАЗ» поставила также и пустила в эксплуатацию воздушную компрессорную станцию (ВКС) типа ERG-ACSI-36/2-40/2, предназначенную для снабжения сухим сжатым воздухом пневмоприводной аппаратуры, клапанов и регуляторов, обеспечения других технических потребностей ТЭЦ.

Сызранская ТЭЦ — филиал ОАО «Волжская территориальная генерирующая компания» — обеспечивает энергоснабжение городских предприятий нефтехимического комплекса и теплоснабжение жилого массива, в котором проживает большая часть населения Сызрани. Ввод новых мощностей позволит улучшить экологию города путем вывода из эксплуатации более 50 малых неэффективных котельных, себестоимость тепла которых в 2–5 раз превышает себестоимость теплоэнергии ТЭЦ.

ческими лицами, если иное не установлено федеральными за-

ДОРЕГУЛИРОВАНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН

Вероятно, в ближайшем будущем закон о газоснабжении в РФ будет дополнен статьей, посвященной госрегулированию платы за технологическое присоединение к газораспределительным сетям. С такой законодательной инициативой выступило правительство РФ.

Сейчас плату за подключение объекта капитального строительства к инженерным сетям устанавливают органы местного самоуправления, которые нередко тариф не устанавливают вообще. Да и назначенные тарифы сильно разнятся даже на соседних территориях. Законопроект закрепляет за правительством РФ полномочия по госрегулированию платы за технологическое присоединение к газораспределительным сетям и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину.

Кроме того, законопроект предусматривает устранение «пробела» в законодательстве, касающегося применения регулируемых цен на газ, используемый при транспортировке, аварийных, ремонтных и иных аналогичных работах. Для этого предлагается дополнить перечень конечных потребителей газа, расширив соответствующим образом количество направлений его использования. При этом перечень направлений использования, приведенный в законопроекте, является исчерпывающим.

Непредставление или нарушение сроков представления геологической информации может являться основанием для прекращения права пользования недрами. Это очень жесткая постановка вопроса

конами, на любой стадии геологического изучения территории, проявления полезного ископае-

Законопроект, подготовленный МПР России и проходящий межведомственные согласования, предлагает взять под строгий государственный контроль прогнозные ресурсы полезных ископаемых

мого или месторождения полезного ископаемого. А основанием для постановки на государственный учет станет утверждение

Роснедрами результатов оценки прогнозных ресурсов. Утвержденные полезные ресурсы будут включаться в Государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых.

Авторы законопроекта отмечают, что отсутствие у профильных органов исполнительной власти полномочий по утверждению и учету прогнозных ресурсов приводит к появлению различных экспертных оценок прогнозных ресурсов полезных ископаемых для одних и тех же участков недр, что создает неопределенность в оценке ресурсного потенциала как отдельных субъектов Федерации, так и всей страны в целом, а также создает условия для оспаривания величины стартовых размеров разовых платежей при предоставлении недр в пользование.

В то же время постановка на государственный учет прогнозных ресурсов будет обязательной для недропользователей только в тех случаях, когда она предусмотрена государственным контрактом на выполнение работ по изучению недр или условиями лицензии на пользование недрами с целью их геологического изучения, осуществляемого за счет средств государственных бюджетов различных уровней.

Разумеется, поставка на государственный учет прогнозных ресурсов не улучшит состояние минерально-сырьевой базы. Но, возможно, нововведение позволит и добывающим компаниям, и курирующим их госорганам несколько отлакировать реальную ситуацию с воспроизводством МСБ. 

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru



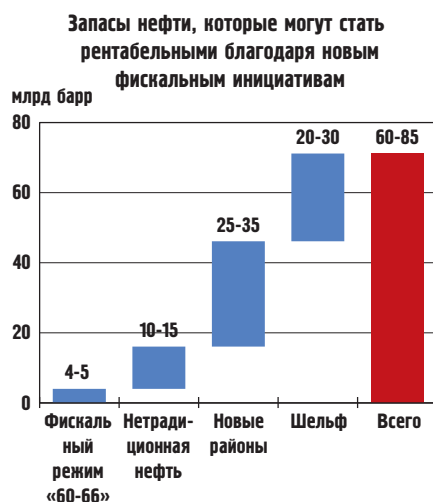
**БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ
И ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

- 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

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@hms-neftemash.ru
www.hms-neftemash.ru www.grouphms.ru

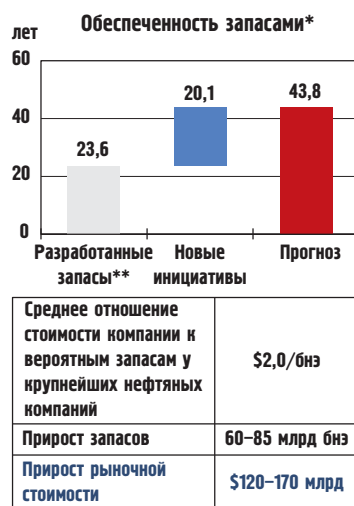


НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



* Исходя из показателей добычи нефти в 2011 г.

** По оценкам компании BP



Ок. 50% текущей рыночной стоимости крупнейших российских нефтяных компаний

18 октября министр энергетики РФ Александр Новак выступил на II ежегодной конференции «Нефтяной Комплекс России: карта будущего» (организатор — газета «Ведомости») с докладом «Новые горизонты Российской нефтегазовой отрасли», который чуть ранее презентовал в Лондоне иностранным инвесторам. Министр сообщил, что правительством РФ создается новая система фискального стимулирования добычи нефти. В конце сентября текущего года завершилась разработка предложений по таким вопросам, как стимулирование разработки действующих месторождений, новых проектов, шельфовых проектов, месторождений с трудноизвлекаемой нефтью. Благодаря новым фискальным инициативам можно увеличить объемы рентабельных запасов на 20 млрд барр н.э. (до 85 млрд барр) с приростом их рыночной стоимости до \$170 млрд; прирост добычи нефти может составить 1,4–2,0 млн барр/сут; а прирост рыночной стоимости российских нефтяных компаний только за счет шельфовых проектов — до \$150 млрд (см. «Запасы нефти...» и «Обеспеченность запасами»)...

Начало выступления А.Новак посвятил статистике. Сегодня Россия — абсолютный лидер мировой добычи нефти: из 30 млрд баррелей мировой годовой добычи нефти на РФ приходится 13%, следом идут Саудовская Аравия (12%), США (9%), Китай и Иран (по 5%).

По объему запасов нефти Россия находится на 6-м месте: 6% от 1,4 трлн баррелей в мире. Пер-

венство за Саудовской Аравией (19%), Венесуэлой (15%), Ираном (10%), Ираком (7%) и Кувейтом с ОАЭ (по 7%).

И если в 1994 году Россия добывала 6,5 млн барр/сут., причем доля государства в добыче была 100%-ной, то в 2011 году — 10,2 млн барр/сут., но доля государства снизилась до 25%, а остальной объем пришелся на 17 крупных компаний с добычей

свыше 1 млн тонн в год и более 100 малых (см. «Добыча нефти и газа РФ»).

В 2011 году объемы добычи нефти в России достигли 511 млн тонн, в 2000 году добыча составляла 300 млн тонн. Такой прирост был реализован благодаря инвестициям в отрасль (см. «Инвестиции в добычу нефти и газа РФ»), а также приходу крупнейших majors и высококвалифицированного персонала.

С 2007 по 2012 год наблюдалось падение добычи нефти с месторождений Западной Сибири примерно на 1,6% в год. Ввод новых месторождений, в частности Ванкорского, дал дополнительную добычу, что позволило сохранить объемы добываемой нефти.

Прирост суточной добычи нефти за последние 10 лет составил более 3 млн барр н.э. в сутки.

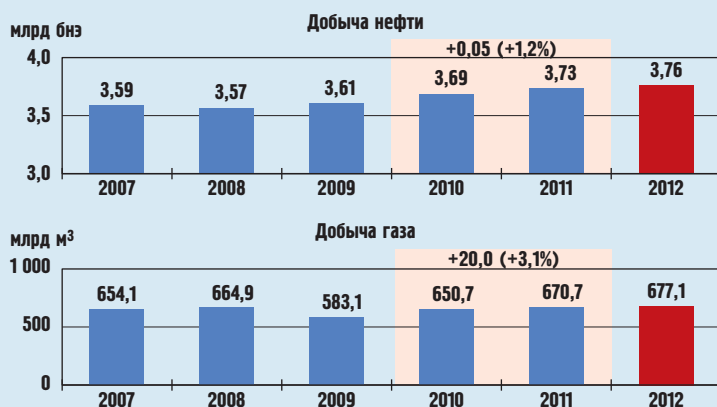
Задачи стимулирования

Российским правительством поставлена задача всестороннего стимулирования роста показателей отрасли (см. «Задача всестороннего стимулирования роста»).

Минэнерго оценивает совокупные запасы российской нефти примерно в 28 млрд тонн. 10 млрд из них находятся в регионах Восточной Сибири, которые не стимулируются для их разработки. Задача — создать такие условия, которые бы позволили увеличить объемы добычи по действующим месторождениям, повысить коэффициент извлечения нефти, что позволит вовлечь в разработку, по оценкам Минэнерго, более 15 млрд тонн.

По новым проектам запасы составляют 10 млрд тонн. Суммарно меры по стимулированию разработки месторождений увеличат возможности по ресурсам нефти на 40 млрд тонн по текущим и новым проектам и от 11 до 22 млрд тонн по трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ).

Добыча нефти и газа РФ



По словам министра, был и негативный аспект внедрения системы «60-66»: рост экспорта продуктов первичной переработ-

Сегодня Россия — абсолютный лидер мировой добычи нефти, а по объему запасов нефти Россия находится на 6-м месте

ки составил 7,7 млн тонн, а предполагалось, что объемы реализации на экспорт темных нефтепродуктов уменьшатся.

Тем не менее, рост доходов бюджета оценивается в 0,2%, или в \$2 млрд.

Режим «60-66» как стимул

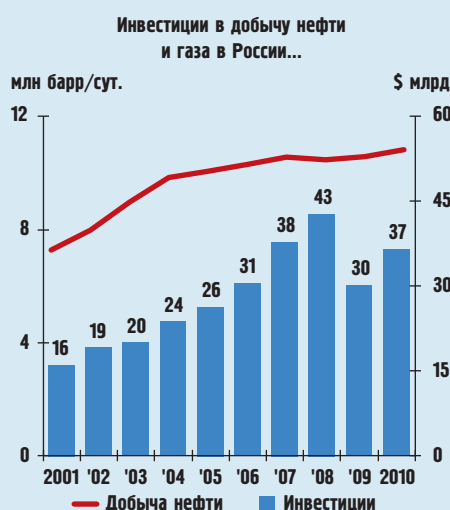
Задачи режима «60-66» определены год назад: (1) повышение рентабельности существующих проектов разведки и добычи на \$3,7/барр, (2) дальнейшая модернизация перерабатывающих мощностей (4-сторонние соглашения), (3) сбалансированный внутренний рынок нефтепродуктов, (4) нейтральность для бюджета в 2012 году.

Предварительные результаты проведенного Минэнерго мониторинга режима за первые 6 месяцев 2012 года свидетельствуют о том, что капвложения в разведку и добычу за прошедшие 6 месяцев 2012 года по сравнению с 2011 годом выросли на 13,6%, или на \$1,5 млрд (см. «Инвестиции в разведку и добычу»). Рост новых объемов бурения составил 9% (около 10 тыс. метров). Рост добычи сырой нефти достиг 1,6% (28 млн барр), а рост инвестиций в переработку — \$0,5 млрд (24%).

В Европейскую часть России увеличение капвложений составило 31%, в Восточную Сибирь и Дальний Восток — 33%, в Западную Сибирь — 6,2%.

Объемы переработки увеличились на 2,9%, на 26 млн барр н.э. (см. «Объемы и глубина переработки»). Инвестиции в переработку выросли на \$0,5 млрд, или на 24%. Глубина переработки вышла из периода падения. Во II квартале наблюдалось увеличение глубины переработки и восстановление ее до уровня 2011 года.

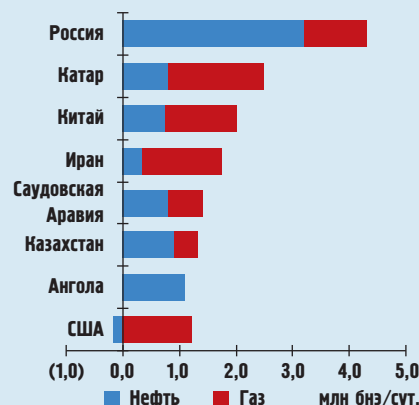
Инвестиции в добычу нефти и газа РФ



Источники: Wood Mackenzie; BP World Energy Yearbook

...обеспечили ей ведущие позиции в области роста добычи

Рост суточной добычи с 2001 по 2010 гг.



Задача всестороннего стимулирования роста

Российским правительством поставлена задача всестороннего стимулирования роста



* Взвешенные по вероятности запасы

Инициативы в Правительстве РФ

- Мониторинг налогового режима «60-66» и подготовка рекомендаций по продолжению реформы
- Федеральный закон «О таможенном тарифе», введенный с целью избежать ежемесячного установления ставок
- Единая методика с целью стимулирования новых проектов
- Синхронизация налоговых льгот для Восточной Сибири с созданием соответствующей инфраструктуры
- Пакет проектов нормативно-правовых актов, предусматривающих специальные льготные условия для шельфовых проектов
- В июле 2012 г. введен льготный налоговый режим для добычи высоковязкой нефти
- Пакет проектов нормативно-правовых актов, создающих специальные льготные условия для разработки пластов с низким коэффициентом проницаемости. Проекты внесены в Правительство

Единая методика фискального стимулирования

Предусмотрено, во-первых, совершенствование базы нормативного регулирования для стимулирования новых проектов на суше

**Российским
правительством
поставлена задача
всестороннего
стимулирования роста
показателей отрасли**

(см. «Совершенствование базы нормативного регулирования...»).

Минэнерго совместно с Минфин-ном подготовлены предложения о

**Новые фискальные
стимулирующие меры
увеличат возможности по
ресурсам нефти на
40 млрд тонн по текущим
и новым проектам и до
22 млрд тонн по ТРИЗ**

едином порядке предоставления льгот и продления срока каникул по НДС.

Поставлена задача перейти на долгосрочное формульное определение ставок экспортной пошлины на нефть. Подготовлены пакет соответствующих нормативно-право-

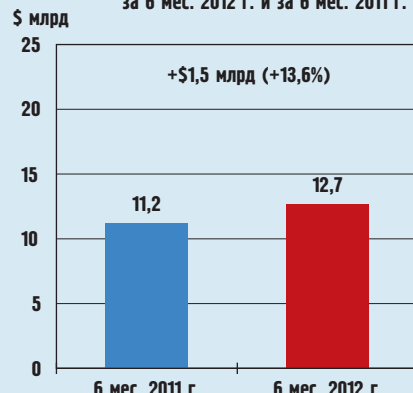
**Мониторинг фискального
режима «60–66»
свидетельствует о том, что
его применение может
принести России
4–5 млрд баррелей
нефтяного эквивалента**

вых актов и изменения в закон «О таможенном тарифе».

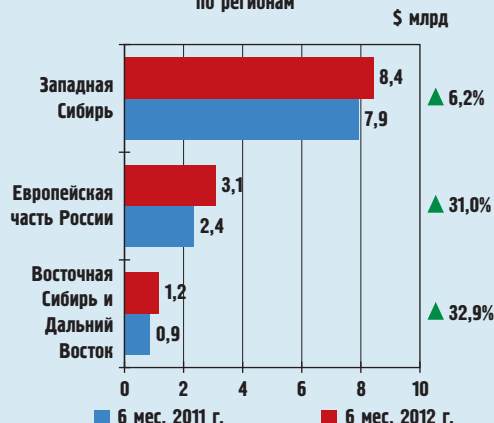
Министр отметил, что одним из направлений стимулирования разработки новых месторождений является продление срока налоговых каникул по НДС с 2017 года по 2022 год (ввиду задержек с раз-

Инвестиции в разведку и добычу

Капиталовложения
за 6 мес. 2012 г. и за 6 мес. 2011 г.

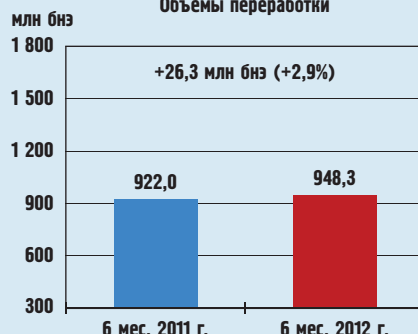


Капиталовложения
по регионам



Объемы и глубина переработки

Объемы переработки



Глубина переработки



Совершенствование базы нормативного регулирования для стимулирования новых проектов на суше

Текущая ситуация

- Ставки экспортной таможенной пошлины (включая пониженную ставку) устанавливаются правительством в «ручном» режиме посредством издания ежемесячных постановлений
- Отсутствие механизма для определения ставок и предоставления стимулирующих льгот, установленного на нормативно-правовом уровне
- Трудность прогнозирования таможенных пошлин и принятия инвестиционных решений нефтяными компаниями
- Неполная реализация стимулирующего эффекта пониженных налоговых ставок

Предлагаемое решение

- Утверждение правительством формулы расчета общей и пониженной ставок таможенной пошлины
- Правовая структура, включающая ключевые параметры и механизм предоставления стимулирующих льгот:
 - Минимальные уровни пониженных пошлин для сверхвязкой нефти и нефти, добываемой в новых районах
 - Единый и прозрачный порядок определения пониженных ставок экспортной пошлины для нефти, добываемой на новых месторождениях

Единый порядок предоставления льгот и продление срока каникул по НДС

ЧТО СДЕЛАНО:

- Проект поправок в закон о таможенном тарифе — переход на прозрачное и долгосрочное формульное определение ставок экспортной пошлины на нефть
- Пакет подзаконных актов — закрепление объемов льготированной нефти исходя из целевой доходности проектов, рассчитанной по единой для всех компаний методике
- Продление срока налоговых каникул по НДС с 2017 до 2022 года ввиду задержек с развитием региональной транспортной инфраструктуры в удаленных регионах

Позволит вовлечь в разработку более 37 млрд барр запасов нефти



Мощный импульс к развитию и привлечению инвестиций в сектор

Рентабельный перевод ресурсов в категорию запасов и дальнейшая разработка

- Ускорение принятия инвестиционных решений в отношении проектов
- Более интенсивная разработка новых районов добычи

Прирост добычи нефти

- Рост добычи нефти российскими нефтяными компаниями
- Расширение налогооблагаемой базы нефтяного сектора

Новые инвестиции в добычу нефти

- Эффект мультипликатора для российской экономики
- Стимул для реинвестирования нефтяных доходов

Рост рыночной капитализации российских нефтяных компаний

- Доходность новых проектов станет приемлемой для международных инвесторов
- Снижение уровня риска в секторе

+20%

35-45 млрд барр

+20%

1,4-2,0 млн барр в сутки

+50%

\$25 млрд

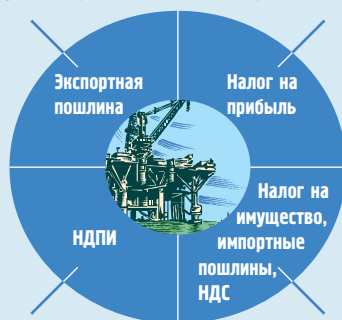
+45%

\$80-100 млрд

Ключевые направления стимулирования освоения шельфовых проектов

Полная отмена экспортной пошлины на все углеводороды

Обособленный учет по проектам, ускоренная амортизация



Пониженные ставки НДПИ по категориям сложности проектов

Освобождение от налога на имущество, ввозных пошлин и НДС

Что сделано:

- Поправки в Налоговый кодекс Российской Федерации:
 - Главу 21 (НДС)
 - Главу 25 (налог на прибыль)
 - Главу 26 (НДПИ)
 - Статью 30 (налог на имущество)
- Поправки в Закон «О таможенном тарифе»
- Поправки в Закон «О таможенном регулировании»
- Поправки в Закон «О континентальном шельфе»
- Прорабатываются вопросы внесения изменений в нормативные акты на уровне Таможенного союза России, Белоруссии и Казахстана

витием региональной транспортной инфраструктуры в удаленных регионах). Периметр применения предложений, связанных со стиму-

Подготовлены предложения о едином порядке предоставления льгот и продления срока каникул по НДС, который коснется 20% от сегодняшних запасов нефти

лированием разработки новых месторождений, составляет примерно 20% от сегодняшних запасов нефти (см. «Единый порядок...»).

Запасы нетрадиционной нефти, которые могут стать рентабельными благодаря новым фискальным инициативам, могут составить 10–15 млрд барр н.э.

Ввод месторождений в новых регионах нефтедобычи экономически неэффективен без фискальных стимулов. Для месторождений на этих территориях подготовлено предложение о создании экономического механизма, выводящего

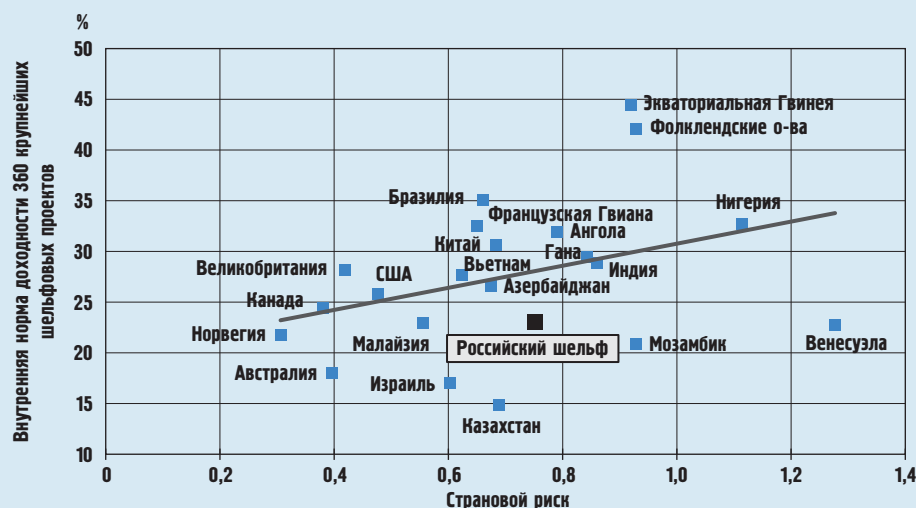
Благодаря стимулам доходность новых проектов станет приемлемой для международных инвесторов: IRR — не менее 16,3%

данные проекты на экономическую рентабельность.

Новая фискальная система предусматривает предоставление льгот по экспортной пошлине и скидку в размере примерно 50% от существующей. Таким образом, сниженная ставка экспортной пошлины составит 45% при цене нефти более \$50 за баррель. Это будет касаться месторождений, выработавших запасов которых составляет менее 5%, а



Приемлемая доходность нового налогового режима для шельфовых проектов



объемы запасов — более 10 млн тонн.

Новые фискальные стимулирующие меры увеличат возможности по ресурсам нефти на 40 млрд тонн по текущим и новым проектам и до 22 млрд тонн по ТРИЗ

ние определенного времени, которое будет рассчитано для того, чтобы дать возможность проекту иметь норму внутренней доходности не менее 16,3%.

В Минэнерго считают, что при таком показателе IRR разработка месторождения становится рентабельной. В случае если ранее заявленные расходы на реализацию проекта будут увеличены, эти риски будет должна нести разрабатывающая компания.

объемов нефти, которые будут реализовываться на экспорт с более крупными ставками.

Сегодня правительство ежедневно выпускает постановления по установлению ставок экспортной пошлины нефти. Теперь же она будет рассчитываться на основании утвержденной законом формулы.

Результатом внедрения данного предложения должны стать ускоренное принятие инвестиционных решений (см. «*Мощный импульс...*»), более эффективная разработка новых районов добычи. По оценкам Минэнерго, единый порядок предоставления льгот и продление срока каникул по НДС на объемы вовлекаемых запасов в разработку таких месторождений составит более 37 млрд тонн.

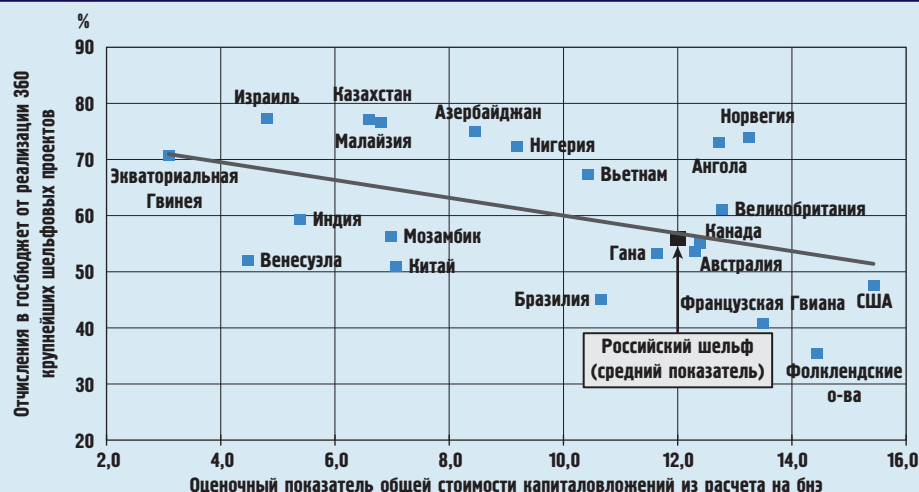
Кроме этого, Минэнерго видит эффект мультипликатора на российской экономике в целом и считает, что новые инвестиции в добычу нефти составят порядка \$25 млрд.

Фискальный режим для шельфовых проектов

Весной 2012 года было принято постановление Правительства, которое закрепило основные критерии стимулирования освоения шельфовых месторождений (см. «*Ключевые направления...*»). К ним относятся понижение ставок НДС в зависимости от сложности проекта, полная отмена экспортной пошлины на все углеводороды, освобождение от налога на имущество, ввозных пошлин и НДС и обособленный учет по проектам.

В Минэнерго считают, что эффектом от внедрения этих предложений может стать дополнительное рентабельное извлечение примерно 20–30 млрд барр н.э. по шельфовым проектам. По оценкам, Россия обладает 1 трлн барр н.э., или 25% мировых шель-

Снижение отчислений в бюджет от реализации российских шельфовых проектов с учетом предполагаемых более высоких капиталовложений из расчета на барр н.э.



Отчисления в бюджет от реализации проектов с высоким уровнем капиталовложений из расчета на бнз ниже, что обеспечивает необходимую доходность

Источник: отчет «Топ-360» компании Goldman Sachs

Оценка долгосрочного эффекта

Эффект от крупномасштабной разработки российского шельфа*

• Инвестиции в шельфовые проекты по добыче нефти и газа	\$500 млрд
• Инвестиции в смежные сектора российской экономики	\$300 млрд
• Общий рост российского ВВП	Более \$3,5 трлн (более 3%)
• Дополнительные налоговые поступления в российский бюджет	\$1,3 трлн
• Создание новых постоянных высококвалифицированных рабочих мест	300 тыс.
• Предполагаемый рост рыночной капитализации российского нефтегазового сектора в период до 2030 г.	Более \$100–150 млрд

* В ценах 2010 г.; Арктика и за ее пределами, в течение 30 лет

Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти

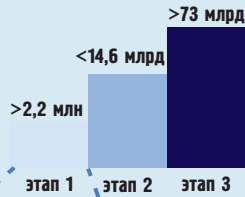
Пониженная ставка и срок фискальной стабильности

Категории

Постепенное введение до 14,6 млрд барр запасов и более 73 млрд барр ресурсов

40% от действующей ставки НДПИ, на 10 лет (вычет \$12/барр)*	Проницаемость до 2 мД, мощность (высота) пласта более 10 метров
20% от действующей ставки НДПИ, на 10 лет (вычет \$16/барр)*	Проницаемость до 2 мД, мощность (высота) пласта менее 10 метров
0% от действующей ставки НДПИ, на 15 лет (вычет \$20/барр)*	Специфические низкопроницаемые залежи: Баженовская, Хадумская, Абалаковская Доманиковская свиты

* при цене URALS \$100/барр



- Первая добыча уже в 2013 г.
- \$60 млрд налоговых поступлений
- \$45 млрд инвестиций

фовых ресурсов. Только по трем Восточно-Приновоземельским участкам (23 структуры) общие извлекаемые ресурсы составляют 85 млрд барр. н.э.

Политика вознаграждения за сложность, учитывающая геологическую зрелость, климатические и природные условия, удаленность инфраструктуры и глубины моря, предполагает, что основными критериями предоставления льгот будут являться 4 категории сложности месторождений: «арктический» уровень сложности (5% — целевая ставка платы за пользование не-

По мнению Минэнерго, эффектом от внедрения шельфовых стимулов может стать дополнительное рентабельное извлечение 20–30 млрд барр. н.э.

драми; «высокий» (10%); «повышенный» (15%) и «базовый» (30%).

К базовому уровню сложности относится Азовское море, Черное море с глубиной менее 100 метров. Повышенный уровень сложности — Черное море с глубиной более 100 метров и Каспийское море. Арктический уровень сложности — Баренцево море.

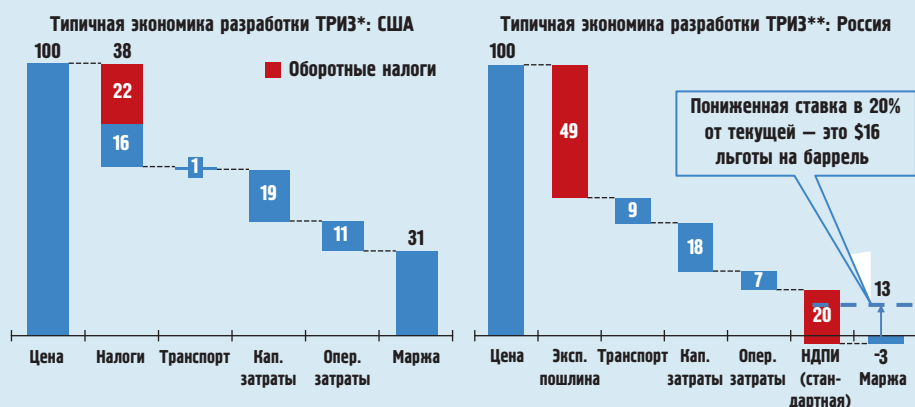
По оценке Минэнерго, для привлечения инвесторов придется вложить в геологоразведку по-

Новый режим призван перевести ТРИЗ в зону рентабельности: льгота по НДПИ позволяет выйти на минимальную эффективность в \$13 маржи на баррель

рядка \$6 млрд. Это позволит произвести оценку запасов и начать разработку этих месторождений, а через 15–20 лет после проведения ГРП выйти на первую добычу нефти.

По мнению А.Новака, в свете нового налогового режима российские шельфовые проекты выглядят привлекательно (см. «Привлекательность российских шельфовых проектов...»).

Новый режим — перевод трудноизвлекаемых запасов в зону рентабельности



* Источник: IHS CERA — данные по трудноизвлекаемым запасам (tight oil)

** Источник: IHS CERA, отраслевая модель разработки месторождений до 2 мД

По оценке Минэнерго, до 2030 года инвестиции в шельфовые месторождения и смежные сектора

В целом предлагаемая система стимулов сделает рентабельным извлечение 60–85 млрд барр н.э., что увеличит обеспеченность запасами до 43,8 лет

экономики составят порядка \$800 млрд. Общий прирост ВВП от крупномасштабной разработки российского шельфа может составить более 3%. Дополнительные налоговые поступления в бюджет могут достигнуть \$1,3 трлн. Будет создано 300 тыс. новых постоянных высококвалифицированных рабочих мест.

В целом же новый налоговый режим для шельфовых проектов обеспечивает инвесторам приемлемую доходность (см. «Примлемая доходность...»), тем более что отчисления в бюджет от реализации российских шельфовых проектов снижены с учетом предполагаемых более высоких капиталовложений (см. «Снижение отчислений в бюджет...»).

1 октября в Минэнерго и Минфин внесли в правительство конкретные предложения о механизмах градации предоставления скидок по НДС. 20 ноября планируется разработать стратегию локализации технологий, а к концу 2013 года Минэнерго планирует подготовить акты и внести их в Госдуму (см. «Оценка долгосрочного эффекта»).

Стимулирование разработки ТРИЗ

Министр сообщил, что по месторождениям с категорией проницаемости до 2мД и с мощностью пласта более 10 метров ставка по НДС составит 40% от действующей, сроком на 10 лет. При толщине пласта менее 10 метров ставка составит 20% от действующей. Кроме этого, будут добавлены нулевые ставки (0% от действующей ставки НДС, на 15 лет) по специфическим низкопроницаемым залежам: баженовской, хадумской, абалаковой и доманиковой свитам. Сейчас Минэнерго рассматривает предложение о включении в этот перечень тюменской и ачимовской свиты (см. «Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти»).

В связи с этим выделены ключевые решения в области разработки. Так, в разработке ме-

сторождений высоковязкой нефти предполагается использование тепла для уменьшения вязкости (нагнетание пара или нагрев нефти путем нагнетания кислорода со сжиганием части углеводородов).

Разработка сланцевой нефти и туронских газовых залежей предполагает бурение и эксплуатацию сложных скважин с использованием одной скважины для добычи из нескольких горизонтов и/или использование разветвленных скважин.

В свою очередь, геологическое моделирование сложных структур подразумевает трехмерное моделирование и создание моделей азимутальной скорости для определения геомеханических характеристик, плотности и ориентации трещин.

По оценкам Минэнерго, это позволит существенно увеличить объемы вовлекаемых в разработку запасов: от 1,5 до 2 млрд тонн (до 14,6 млрд барр). Объем инвестиций может составить порядка \$45 млрд до 2030 года, а дополнительные налоговые поступления — \$60 млрд.

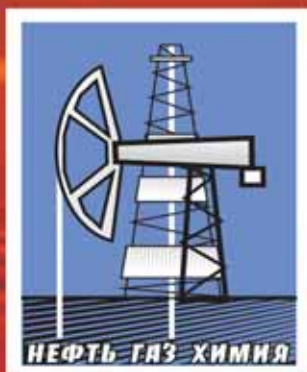
А.Новак отметил, что новый режим призван перевести ТРИЗ в «зону рентабельности». Пониженная ставка НДС в 20% от текущей — это примерно \$16 льготы на баррель. Если же не предоставлять эту льготу, маржа может составить отрицательную величину в \$3. Давая льготу по НДС, можно выйти примерно на \$13 маржи на баррель, которая позволяет достичь минимальной эффективности (см. «Новый режим — перевод трудноизвлекаемых запасов в зону рентабельности»).

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru



Волгоград

Дворец Спорта профсоюзов

12-14 декабря 2012

ВЫСТАВКА

ОБОРУДОВАНИЕ - НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ

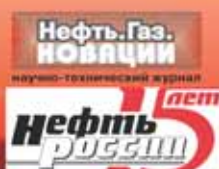
15-я специализированная выставка
оборудования, материалов,
технологий для нефтяной,
газовой промышленности,
нефтеперерабатывающего
комплекса.

**БИОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ЭКО-ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР:



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



Волгоградский Выставочный Центр "Регион"
400007, Волгоград, а/я 3400
тел./факс: (8442) 26-61-70, 24-26-02, 26-51-86
e-mail: ngch@regionex.ru www.regionex.ru



КОМПАНИЯ «ЭНЕРГАЗ»: ИТОГИ ПЕРВОГО ПЯТИЛЕТИЯ



24 сентября 2012 года российская компания «ЭНЕРГАЗ», входящая в швейцарскую промышленную группу ENERPROJECT, отмечает 5-летие своей деятельности в энергетической и нефтегазовой отрасли.

Правильный выбор

Не секрет, что в нашей стране многие объекты электроэнергетики, коммунального хозяйства, нефтегазовой отрасли нуждаются в срочном технологическом обновлении. До сих пор слышны истории об оборудовании, вывезенном по репарациям из Германии: в некоторых уголках России оно продолжает эксплуатироваться! Невзирая на показатели КПД, низкую техническую надежность, экономическую неэффективность и экологическую опасность, остаются в строю объекты, спроектированные и построенные в середине прошлого века.

Тем временем инновационные конструкторские достижения и оригинальные инженерные решения стремительно меняют облик современного производства. Например, еще в 1980-х годах отечественное компрессорное оборудование соответствовало уровню ведущих индустриальных стран мира. Но уже через 20 лет мы стали свидетеля-

ми собственного технологического отставания.

Сегодня мы участники неоднозначного, порой противоречивого процесса социально-экономического возрождения России. Безусловно, наиважнейший фактор — это быстрое преодоление технологического упадка. Но каким образом? Ведь упущенного времени не вернуть, и одним, пусть даже мощным рывком дело не поправить. Требуется системная совместная работа государства, научного и инженерного сообщества, бизнеса.

Среди эффективных решений — привлечение в Россию западных разработчиков и производителей новейшего оборудования. Сделать это помогают компании, способные на основе взаимовыгодной кооперации адаптировать мировой опыт к нашим технологическим традициям и обеспечить быстрый переход зарубежных технологий в новое российское качество. Таким ведущим производителем высоконадежного оборудования газоподго-

товки для энергетики и нефтегазовой отрасли зарекомендовала себя швейцарская промышленная группа ENERPROJECT, в состав которой входит российская компания «ЭНЕРГАЗ».

Философия профессионализма

Перед серьезными специалистами всегда стоит проблема личной ответственности за выбор пути. Где наиболее плодотворно приложить свои усилия, таланты и знания? Каким образом, опираясь на опыт и достижения старших поколений управленцев и инженеров, не повторить их ошибок и не наделать собственных? Какие дела свершить, чтобы человеческое счастье стало достижимым для твоей семьи, детей и стариков, для всей страны? Из ответов на эти вопросы рождается корпоративная философия профессионализма и ответственности за результаты работы.

По этим принципам действует с момента своего создания коллектив компании «ЭНЕРГАЗ». Пять лет минули, как один год. Пришло время подвести итоги участия специалистов компании в модернизации энергетики и нефтегазовой отрасли.

Основной профиль «ЭНЕРГАЗА» определяется двумя профессиональными направлениями:

- ◆ комплексная подготовка и подача газового топлива в турбины ПГУ и ГТЭС различной мощности;
- ◆ внедрение эффективных технологий сбора и подготовки низконапорного попутного нефтяного газа.

Качественный газ — турбинам, свет и тепло — людям

Подготовка газа в энергетике — это комплекс технологических мероприятий для получения и по-

дачи в турбины газового топлива строго определенных параметров по температуре, влажности, давлению, содержанию компонентов и примесей. Такое качество газа необходимо обеспечивать на протяжении всего срока эксплуатации газотурбинных установок.

Поэтому многие инвесторы, проектировщики, генеральные подрядчики энергетических проектов отдают предпочтение системам подготовки газа «ЭНЕРГАЗ- Enerproject», специально созданным швейцарскими инженерами совместно с российскими коллегами. Системы комплектуются дожимными компрессорными установками (ДКУ) и блоками подготовки топливного газа (БПТГ) соответствующей модификации в разных комбинациях, с учетом условий эксплуатации, типа и состава исходного газа.

В энергетической и нефтегазовой отрасли России эксплуатируется более 110 ДКУ Enerproject и БПТГ «ЭНЕРГАЗ». Свыше 50 компрессорных установок и блоков подготовки газа готовятся сегодня к пуску на российских, белорусских и украинских предприятиях.

Эти технологические комплексы газоподготовки создаются на основе индивидуальных инженерных решений, исходя из особенностей конкретного проекта, и способны гарантированно справляться с проблемами качества исходного газа, обеспечивать его



Впервые в России ДКУ Enerproject были установлены на белгородской ПГУ-ТЭЦ «Луч»

необходимую очистку, осушку, компримирование и подачу в турбины. Таким образом, исходный газ становится топливом, приемлемым для высокопроизводительной работы современных турбин. На этой основе наработан значительный опыт подготовки газа для турбин ведущих мировых производителей: General Electric, Siemens, Solar, Turbomach, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, НПО «Сатурн», КМПО, ПМЗ, «Авиадвигатель».

В настоящее время ДКУ Enerproject обеспечивают качественную подготовку газового топлива на 30 энергетических объектах суммарной установленной мощностью 1579 МВт. Среди этих энергообъектов выделяются действующие парогазовые установки (ПГУ) на ТЭС «Москва-Сити», ПГУ-115 Воронежской ТЭЦ-2, ПГУ-115 Северо-Западной ТЭЦ Курска, ПГУ-110 Астраханской ГРЭС, ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2. Газотурбинные установки различ-



Современная двухступенчатая компрессорная установка обеспечивает топливом ПГУ-30 Калужской ТЭЦ «Квадра»



ДКУ Enerproject, предназначенные для эксплуатации в городской черте (ТЭС ММДЦ «Москва-Сити»)



Система подготовки топливного газа от компании «ЭНЕРГАЗ» для турбин парогазовой установки Уфимской ТЭЦ-2

ной мощности получают качественно подготовленный газ на ГТЭС «Коломенское» в Москве, на Калужской ТЭЦ, Уфимской

ТЭЦ-1, Зауральской ТЭЦ, Белгородской ГТУ-ТЭЦ «Луч».

Системы подготовки газа от компании «ЭНЕРГАЗ» успешно



Первый проект по применению ДКУ Enerproject на нефтегазовых месторождениях (ГТЭС Конитлорского м/р)

функционируют на 5-м энергоблоке Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и на ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ. Другие СПГ готовятся к вводу в эксплуатацию на ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС, ПГУ-235 Центральной ТЭЦ Астрахани, ГТУ-240 Новокуйбышевской ТЭЦ-1, на 4-м энергоблоке Южно-Сахалинской ТЭЦ-1.

ПНГ работает эффективно

Инженеры компании «ЭНЕРГАЗ» участвуют в реализации региональных программ рационального использования попутного газа непосредственно на месторождениях российских нефтяных компаний. Сегодня 58 ДКУ применяются для подготовки и подачи ПНГ в качестве топлива в турбины местных электростанций.

44 ДКУ Enerproject предназначены для сбора, сепарации, компримирования и транспортировки попутного нефтяного газа. Из них 32 дожимные установки уже применяются для подготовки ПНГ. Еще 12 ДКУ находятся на различных этапах готовности к пуску (заводские испытания, доставка на объект, шефмонтаж, пусконаладочные работы).

Специалисты отмечают проекты, в которых дожимные установки, действующие на одной компрессорной станции, решают параллельно две технологические задачи: обеспечивают топливом ГТЭС месторождения и применяются для закачки ПНГ в транспортный газопровод. К ним, например, относится компрессорная станция на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения.

Высокую надежность подтверждают ДКУ Enerproject при эксплуатации в экстремальных условиях. Так, в Республике Саха (Якутия) дожимная компрессорная станция Талаканского месторождения в составе шести установок обеспечивает качественную подготовку и подачу попутного газа в турбины ГТЭС-144. Три газодожимные установки осуществляют компримирование и транспортировку ПНГ в условиях Крайнего Севера на Варандейском месторождении (Ненецкий АО).



Газодожимная компрессорная установка низкого давления подготавливает ПНГ для ГТЭС Гежского м/р



Республика Саха (Якутия). Талаканское месторождение оснащено современной компрессорной станцией

Уверенный взгляд в будущее

Подводя итоги своей первой пятилетки, коллектив компании «ЭНЕРГАЗ» выражает профессиональную солидарность и благодарность за сотрудничество всем коллегам и партнерам в деле развития энергетики и нефтегазовой отрасли России, Белоруссии, Украины.

Жизнь доказала: утверждение и развитие в нашей стране европейских инженерных традиций требует не сиюминутного порыва, а каждодневной усидчивой работы, безукоризненной технологической дисциплины, помноженной на российский инженерный талант и изобретательность.

Сегодня «ЭНЕРГАЗ» поддерживает создание системы поставщиков современных технологий для ТЭК. В основу ее должны быть положены единые стандарты и конкретные требования по квалификации компаний, получающих право на поставки оборудования по долгосрочным проектам.

Критически оценивая результаты пройденного пятилетия, «энергазовцы» с уверенностью и оптимизмом смотрят в завтрашний день. Не зря приходят на память слова выдающегося поэта Владимира Маяковского: «Радуюсь я — это и мой труд вливается в труд моей Республики!»



Варандейское м/р. ДКУ от компании «ЭНЕРГАЗ» работают в экстремальных условиях Крайнего Севера

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 34, стр. 8

Тел.: +7 (495) 589-36-61

Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energaz.ru

www.energaz.ru

АЗАД БАБАЕВ:

НА РЫНКЕ НАСТУПИЛО ВРЕМЯ ЗАКАЗЧИКА



Холдинг «РУ-Энерджи Групп», специализирующийся на производстве и продаже нефтегазопромыслового и бурового оборудования, в прошлом году начал собирать нефтесервисные активы и купил четыре предприятия «Газпром нефти» и «дочку» «Славнефти». Но на этом группа не намерена останавливаться и сейчас вынашивает амбициозные планы по вхождению в клуб российских ВИНК: изучает возможность заняться добычей нефти, присматриваясь к лицензионным участкам.

«РУ-Энерджи Групп» оказывает сервисные услуги крупнейшим добывающим компаниям на территории Ямала, Югры и Тюменской области. По словам президента группы Азада БАБАЕВА, чтобы не отставать от зарубежных компаний, отечественным сервисникам нужны значительные финансовые вливания в модернизацию оборудования и развитие технологий. Но без изменения существующей ценовой политики ситуация в российском нефтесервисе останется в пользу западных конкурентов, считает глава холдинга.

Ред.: Азад Камалович, ваша компания уже год как работает на рынке нефтесервисных услуг. Как стартовали и как прошла интеграция новых активов?

А.Б.: Нефтесервисные активы, которые мы приобрели у «Газпром нефти» и «Славнефти» («ЯмалСервисЦентр», Сервисная буровая компания, Сервисная транспортная компания, «КРС-Сервис» и «Мегион-Сервис»), —

это предприятия со своей историей, они хорошо известны в регионе как серьезные компании с мощными производственными базами в Ноябрьске, Муравленко, Мегионе.

К нам перешли контракты нефтяных компаний, и на протяжении трех лет с момента покупки предприятий нам обеспечены гарантированные объемы услуг с последующим продлением еще на два

года. Плюс в октябре текущего года Сервисная буровая компания выиграла еще 14 тендеров «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза», получив дополнительный объем работ. Т.е. на ближайшие годы мы обеспечены заказами.

Кроме того, получили определенную синергию благодаря консолидации в рамках холдинга машиностроительного и нефтесервисного бизнеса.

В ближайшее время мы инвестируем в развитие сервисного блока 17 млрд рублей.

Ред.: На что конкретно будут потрачены эти средства?

А.Б.: На модернизацию производства и обновление техники. В первую очередь, парка буровых установок, цементировочного оборудования и оборудования для КРС.

Начали с бурового парка Сервисной буровой компании (СБК), который естественным образом устарел и технически, и морально. Во второй половине 2012-го — первой половине 2013 года планируем закупить нефтесервисное оборудование — высокотехнологичные мобильные буровые установки нового поколения грузоподъемностью 120 и 160 тонн, буровые насосные блоки с трехпоршневыми буровыми насосами марки F1600L и с регулируемыми частотными приводами, цементовозы.

Ред.: Каким производителям отдаете предпочтение?

А.Б.: Переговоры о поставках мы ведем с китайскими производителями. Буквально на днях я вернулся из командировки в эту страну. Вместе с управляющим СБК выбрали буровые насосы и станции частотного регулирования. Это — современное оборудование, которое позволит нам применять передовые технологии в бурении, подбирать более эффективный режим бурения с увеличением механической скорости

на 15–20%, сократить сроки строительства скважин и избежать в дальнейшем аварийных ситуаций.

При этом хочу отметить, что мы покупаем в Китае оборудование, которого на российском рынке практически нет, либо если оно есть, но возможности производителей ограничены.

Нам нужны, к примеру, 40 буровых насосов. Из-за границы часть из них нам поставят уже до конца этого года, часть — в январе-феврале следующего года. Если бы мы обратились на российский завод, то это же самое количество насосов получили бы в течение полутора лет.

А у нас нет времени столько ждать. Мы хотим скорее получить первую прибыль от эксплуатации нового оборудования, чтобы запустить следующий этап программы модернизации, на второе полугодие 2013-го — первую половину 2014 года. Всего за три года парк СБК пополнится 20 новыми буровыми станками.

В этом году мы также обновили флот цементирование скважин Сервисной транспортной компании, заменив девять флотов старого фонда. Планируем закупить для СБК еще две единицы флота, для того чтобы в 2013 году выйти на новые тендеры с новой техникой.

Ред.: Какие направления нефтесервиса холдинг считает приоритетными для себя? Будете ли покупать новые сервисные активы?

А.Б.: Да, будем. В частности, сейчас ведем переговоры с компанией «Славнефть» о покупке еще нескольких сервисных активов. Наши партнеры из нефтяной компании пока думают над нашим предложением, поэтому не буду говорить, о каких предприятиях идет речь. Скажу лишь одно: если сделка состоится, то производственные мощности «РУ-Энерджи Групп» значительно вырастут.

А приоритетом для нас является буровой блок. Ежегодный прирост российского рынка КРС и бурения составляет в среднем 13%. Поэтому мы намерены расширять объемы производства в бурении, зарезке боковых стволов и капитальном ремонте скважин.

В прошлом году Сервисная буровая компания побила собственный рекорд по проходке — общий объем бурения составил почти 1,18 млн метров горных пород. В этом году СБК впервые вышла на миллионную отметку по проходке уже в августе.

Ред.: В настоящее время вектор нефтедобычи смещается на восток страны... Планирует ли «РУ-Энерджи» выйти в этот регион?

А.Б.: Безусловно, мы готовы предложить любые сервисные услуги, которые наши предприятия оказывают нефтяникам в Западной Сибири.

Кроме того, мы активно изучаем зарубежные рынки. В частности, ведем переговоры с Азербайджаном, Казахстаном, Ираком, Сирией.

Недавно холдинг подписал соглашение с иранской компанией MarSAhmadTrade. Ее директор по внешнеэкономической деятельности Ахмад Абеди будет заниматься продвижением наших услуг по нефтесервису и нефтегазового оборудования на нефтяном рынке Ирана.

Ранее российские ВИНК делали попытки начать работу в этой стране, но что-то не срослось. Мы тоже решили попробовать, посмотрим, что из этого получится...

Ред.: Планирует ли «РУ-Энерджи» расширить ассортимент услуг?

А.Б.: Мы уже это сделали. За прошедший с момента покупки предприятий год в Ноябрьске заработал цех обслуживания и инженерного сопровождения внутрискважинного оборудования Сервисной транспортной компании. Это подразделение позволяет нам выполнять работы любой сложности «под ключ» для капитального ремонта и освоения скважин, для бурения.

В «ЯмалСервисЦентре», крупнейшей ремонтной базе в Западной Сибири, открыт Центр проката противовыбросового оборудования и запущен в производство блок гребенки и оборудование устья скважин. В частности, специалисты конструкторского отде-

ла ЯСЦ создали несколько видов ОУС с различной комплектацией, для того чтобы заказчик имел возможность выбирать.

По поводу Центра проката противовыбросового оборудования могу сказать, что это просто на-

Мы покупаем в Китае оборудование, которого на российском рынке нет, либо если есть, то возможности — особенно по времени поставки — ограничены

ходка для тех, кто не любит ждать и не терпит долгих согласований в процессе работы. И это далеко не все. Не расширяя перечень оказываемых услуг, сегодня

Мы будем заниматься продвижением наших услуг по нефтесервису и нефтегазового оборудования, в том числе, на нефтяном рынке Ирана

практически невозможно получить заказы на работу.

Ред.: Считается, что в текущих жестких ценовых условиях вы-

Отечественные предприятия, «РУ-Энерджи» в частности, не уступают иностранным конкурентам ни в бурении, ни в КРС, ни в цементировании скважин

держивать конкуренцию с иностранными участниками нефтесервисного рынка могут лишь крупные компании, у которых есть возмож-

На рынке наступило время заказчика, которого, к сожалению, не всегда интересует вопрос качества сервисных услуг и технологий

ность привлекать значительные финансовые ресурсы...

А.Б.: Действительно, зарубежные компании находятся на шаг впереди — у них другие финансовые возможности, другие оборотные средства. Но, на мой взгляд, отечественные предприятия не

уступают иностранным конкурентам ни в бурении, ни в КРС, ни в цементировании скважин. Есть лишь некоторые виды работ, которые западные компании делают лучше, поэтому, я уверен, у нас есть шанс догнать их.

Работа нам гарантирована, но если рентабельность нефтедобычи сегодня не ниже 20–26%, то сервисники работают с рентабельностью не выше 5–8% — очень мало

Другое дело, что сейчас на рынке наступило время заказчика, которого, к сожалению, не всегда интересует вопрос качества сервисных услуг и технологий, а волнует только снижение себестоимости работ. И сегодня он устанавливает

ВТО — это своего рода спасение для сервисных компаний, получивших возможность приобрести оборудование за рубежом по более низким ценам

цену: «хочешь — работай, не хочешь — не работай».

Достаточно сказать, что рост цен на нефть не отразился на расценках на нефтесервисные услуги — в России они остались на докризисном уровне. И если рентабельность нефтедобычи сегодня не ниже 20–26%, то сервисники работают с рентабельностью не выше 5–8%. Рентабельность ре-

политику, например, ввести такое понятие, как минимально допустимая цена на сервисные работы в зависимости от особенностей месторождений, инфраструктуры и т.д. Финансовую стабильность также может дать практика долгосрочных контрактов с нефтяниками.

Если цены на нефтесервисные услуги не вырастут, то Россию в ближайшие два-три года ждет дефицит в этом секторе. Т.е. без серьезных финансовых вливаний отечественные сервисники сегодня просто не выживут. Ведь ни для кого не секрет, что в последние 20 лет российские буровые компании использовали в основном буровые установки, выпущенные в советский период. Даже самые крупные из них на сегодняшний день имеют в своем парке более 50% старых установок.

Последний массовый выпуск отечественных буровых прошел в 1987–1990 годах. Учитывая, что максимально разрешенный срок эксплуатации установки с учетом всех продлений — 25 лет, в ближайшие два-три года предстоит массовое списание буровых установок, имеющихся на балансе компаний. В зависимости от объема вложенных за эти годы инвестиций, под списание должно попасть от 50% до 100% парка...

Ред: Как «РУ-Энерджи» удалось запустить программу модернизации техники и оборудования?

А.Б.: Мы смогли заключить контракты на закупку импортного оборудования после снижения пошлин. Поэтому, я считаю, что вхождение России в ВТО — это своего рода спасение для сервисных компаний, которые получили возможность приобрести оборудование за рубежом по более низким ценам. К сожалению, российский рынок необходимо нам оборудование в нужном количестве и качестве предложить пока не может.

Хотя, с другой стороны, отмена барьеров позволит иностранным участникам более активно выходить на российский рынок, что опять же ударит по отечественным сервисникам...

Ред.: «РУ-Энерджи» поставила перед собой цель стать вертикально интегрированной компанией. Как намерены реализовать ее?

А.Б.: Наш холдинг начинался с производства нефтяного оборудования — с 1999 года в Тюмени работает завод «Нефтепромаш», крупнейшее в регионе предприятие по производству нефтегазопромыслового и бурового оборудования. Затем мы сформировали нефтесервисный блок и сейчас оказываем нефтяникам в Западной Сибири почти весь спектр сервисных услуг.

И вот теперь хотим приобрести лицензионные участки — в настоящее время участвуем в нескольких тендерах. Надо начинать с малого, чтобы перейти к большему, поэтому к тем проектам, которые нам предлагают, стараемся подходить очень внимательно.

Уверен, новое направление деятельности даст толчок к дальнейшему развитию холдинга: мы обеспечим дополнительным объемом работ свои нефтесервисные предприятия и новыми заказами заводы по производству оборудования.

Ред.: Как вы оцениваете ближайшие перспективы развития российского нефтесервиса?

А.Б.: Добыча нефти в России растет, это означает, что и объем сервисных услуг будет расти — в целом на 12–15% в год.

При этом, как недавно отметил министр энергетики Александр Новак, одной из главных задач российского ТЭК на ближайшие 10–15 лет станет повышение коэффициента извлечения нефти из нефтяных пластов.

Сегодня КИН в России составляет порядка 37%, хотя в развитых странах он достигает 65–70%. Чтобы добыть вот эти 30% разницы, недропользователям необходимо регулярно проводить на скважинах нефтесервисные работы.

А это говорит о том, что работы у нас будет более чем достаточно...

В ближайшее время мы инвестируем в развитие сервисного блока 17 млрд рублей. 

Мы хотим приобрести лицензионные участки, причем добычу вести планируем совместно с инвесторами: своя добыча — свой сервис

монта скважин вообще находится на уровне 2–3%...

И как результат, 65% российского нефтесервисного рынка занимают иностранные компании и только 35% — отечественные.

Ред.: Какой выход из этой ситуации? И наступит ли когда-нибудь время подрядчика?

А.Б.: Прежде всего, нужно изменить существующую ценовую

Приглашает журналистов, творческие коллективы газет, журналов, радио, телевидения, Интернета, писателей, фотохудожников и пресс-службы компаний



XIX международный журналистский конкурс «ПЕГАЗ-2012»

Лучшая публикация по проблемам
ТЭК России 2012 года



Участвуйте и побеждайте!



Конкует кризис по планетам,
Корежит всех - и их, и нас...
И лишь один воскликнул: «Нет вам!»
Это крылатый конь ПЕГАЗ.
General motors может сгинуть.
На хлеб и квас идет КамАЗ.
Но могут ли Россию кинуть
Газпром, Роснефть, Лукойл, ПЕГАЗ?!

ПЕГАЗ и его звезды

И вновь (уже в который раз!)
Нас созывает всех ПЕГАЗ.
Мы ждем итогов с нетерпением,
Надеждой, страхом и волнением.

Эксперты очень деловиты,
Порою просто ядовиты,
А так умеют расписать,
Что страшно «Вестник» открывать.

Жюри награды назначает,
Засурский, Язев их вручают,
И даже Гречко - космонавт.
Придет поздравить. Может, Гафт.



Со сцены Балза улыбнется.
Веселым смехом Туз зальется.
И всех, конечно, удивит
Совсем не грозный Грозной вид.
Нас развлекают, угощают.
Торжественно всех поздравляют
По галереям проведут.
В высший мир искусств введут.

Принимая в этот день награду,
Как энергодружная семья,
Мы сегодня поделимся рады
С вами нашей радостью, друзья!

Мы богиней Никой не забыты,
За труды отмечены не раз:
На конюшне бьет у нас копытом
Бронзовый заслуженный ПЕГАЗ.

И медаль большая очень мило
Золотом своим ласкает глаз.
Но сегодня с неба ЗЛАТОКРЫЛЫЙ,
Самый главный к нам слетел ПЕГАЗ.
Из Якутии - с любовью!



ГИМН

ПЕГАЗ златокрылый
И всеми любимый!
Тебя отмечаем в который уж раз!
Тебе посвящаем
Мы наши творенья,
Полет вдохновения,
Крылатый ПЕГАЗ!

Славься Содружество,
Непобедимое
ТЭКа великого, нужного всем,
И журналистики,
Боевой публицистики -
Яркий венец из горячих сердец!

Мы пишем о людях,
К мечте устремленных,
О нефти, энергии, газе, угле.
Об атоме мощном, о солнце и свете,
О том, что всегда было нужно стране.

Припев

ПЕГАЗ, с долголетием тебя поздравляем,
Ты верен своим идеалам вполне!
Зови на Олимп свой ты самых достойных.
Желаем мы новых открытий тебе!

Припев

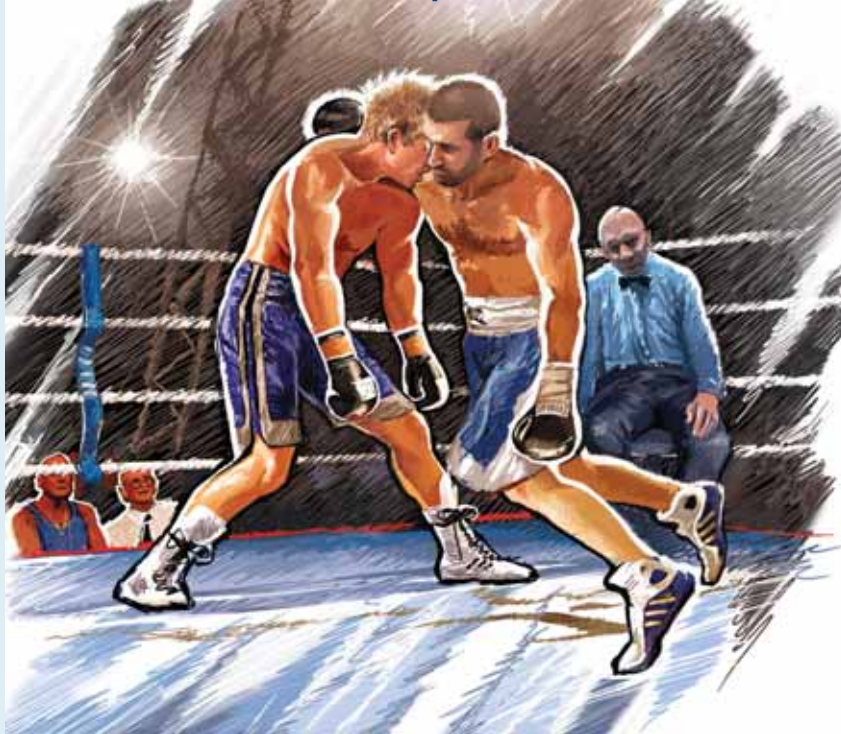


Условия участия и фильм о 18-й церемонии на сайте www.pegaz.ru

Контакты: +7 (495) 916 79 48; +7 (495) 766 31 56 E-mail: raej@yandex.ru, pegaz@yandex.ru

МИРОВАЯ ЭКОНОМИКА: СНИЖЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ ВОЗМОЖНО

ЮРИЙ ПЛАКИТИКИН
Проф., д.э.н., академик РАН



Известно, что в России планирование бюджета страны, а также темпов и пропорций развития экономики на краткосрочную, среднесрочную и долгосрочную перспективы осуществляется на основе принимаемых к расчету вариантов мировых цен на нефть. При этом возникает парадоксальная ситуация. За прогноз цен на нефть — этот базовый параметр всех прогнозно-плановых расчетов развития нашей экономики — не отвечает ни один орган федеральной исполнительной власти. В своих расчетах и Минфин России, и Минэкономразвития России и другие министерства опираются на прогнозы цены нефти, сделанные либо в



Министерстве энергетики США, либо МЭА, либо в других иностранных консалтинговых агентствах. В нашей стране на государственном уровне собственным расчетам мировой цены нефти придается пренебрежительно малое значение. Данная система расчетов не поддерживается и, соответственно, не финансируется государством.

В этой связи в настоящей статье делается попытка осмысления фундаментальных факторов, влияющих на цену нефти в среднесрочной и долгосрочной перспективах.

Не претендуя на истину в последней инстанции, автор приводит возможные варианты поведения цен на нефть.

В соответствии с проведенными исследованиями цена нефти зависит всего от изменения трех фундаментальных факторов: годовой добычи нефти, интенсивности технологического развития отрасли и среднегодового прироста интенсивности инновационно-технологического развития мировой экономики.

В соответствии с полученными результатами можно констатировать, что цена нефти уже в ближайшие годы войдет в коридор системного падения, которое продолжится до середины 30-х годов XXI века. Правда, это падение не будет слишком уж большим. Так, примерно в 2020 году среднегодовая мировая цена нефти может упасть на 20–30%. Это примерно \$80–90/барр. Отметим, что Минэкономразвития РФ в одном из современных вариантов прогноза социально-экономического развития России ориентируется на уровень \$80/барр уже в 2013 году. Однако темпы этого снижения за пределами 2020 года, вероятно, могут быть более стремительными. Уже в 2030 году цена нефти может упасть до 50% относительно настоящего ее уровня. Мировая экономика, возможно, может пойти по жесткому для экономики России пути: более быстрому снижению мировой цены нефти и отсутствию необходимости обеспечения мировой потребности в нефти за счет разработки новых, более дорогих месторождений.

В настоящее время в правительственных кругах и бизнес-сообществе чувству-

ется некоторая растерянность, связанная с оценкой будущих масштабов мирового финансово-

го кризиса. При этом оценки аналитиков и экспертов колеблются в достаточно широких пределах: от

возможности быстрого наступления второй стадии кризиса, обрекающей Россию в силу ее неподготовленности на спад роста, до фактического отрицания дальнейших проявлений глобального кризиса и уверенности в стабильно устойчивом росте российской экономики.

Такие оценки, как правило, базируются на диаметрально противоположных точках зрения относительно дальнейшего поведения цен на нефть — главного мирового энергоносителя, от которого зависят базовые ценовые пропорции в мировой экономике.

Так как же будет себя вести цена на нефть в прогнозном периоде? Она будет падать или расти? И если падать, то когда начнется это падение и какова его глубина?

Фундамент: цикличность

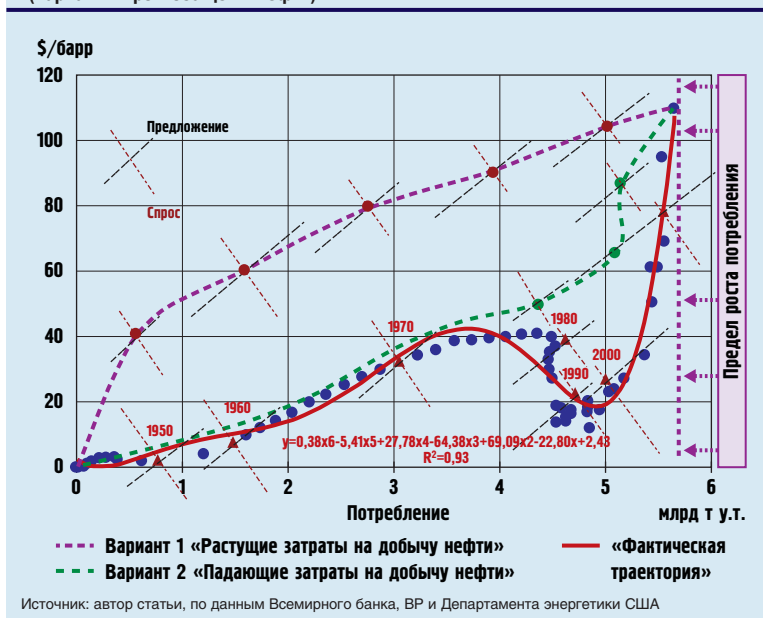
Для ответа на поставленные вопросы автор настоящей статьи провел фундаментальные исследования в области циклического потребления энергоресурсов и, соответственно, циклического изменения их цен. В процессе исследований использовались длинные временные ряды, позволившие определить базовые тенденции, проявляемые в потреблении нефти начиная с середины XIX века.

На основе такой долговременной статистической базы сформирована зависимость мировой цены на нефть от объемов ее потребления за более чем 150-летний исторический промежуток времени (1850–2011 гг.), представленная на рис.1.

Можно выделить три характерных участка этой зависимости: умеренный рост, падение, бурный рост. На участке умеренного роста цена нефти имела длительное, почти 80-летнее планомерное повышение до величины \$40/барр. Это повышение цены нефти, как показывают представленные на рис.1 кривые спроса и предложения, зафиксированные в 10-летних интервалах времени, объяснялось плановым ростом как спроса, так и предложения на нефть.

Однако начиная примерно с 1978 года цена на нефть вышла на

Рис.1 Зависимость цены нефти от объемов ее потребления (варианты прогноза цены нефти)



траекторию практически вертикального падения, достигнув за последующий десятилетний период времени величины \$14/барр. В этот же период, согласно кривым спроса и предложения, произошло значительное уменьшение спроса, а предложение на нефть достигло предела расширения.

Фактически снижение спроса потянуло за собой уменьшение цены на нефть, доведя ее до вышеуказанной нижней отметки. Причины падения цен на нефть в этом периоде ясны. Это мировой энергетический кризис и система мер в мировой экономике, направленных на повышение энергоэффективности и энергосбережения.

Следующая фаза — бурный рост — началась примерно с 1993 года и действует по настоящее время. Рост цен на нефть в этот период фактически носит взрывной характер. За последний 18-летний период они увеличились почти 8-кратно, достигнув величины в 2011 году равной \$110/барр. В этот период средний ежегодный прирост цен составлял \$5,3/барр. Отметим, что в фазе умеренного роста ценовой прирост был в 10 раз ниже и составлял в среднем всего \$0,52/барр.

Такое положение обеспечивалось расширением предложения на нефть. Начиная с 1993 года мировая экономика перешла на

принципиально иную стадию своего развития. Предложение нефти перестало расширяться (см. на рис.1 кривые предложе-

Автор провел фундаментальные исследования в области циклического потребления энергоресурсов и, соответственно, циклического изменения их цен

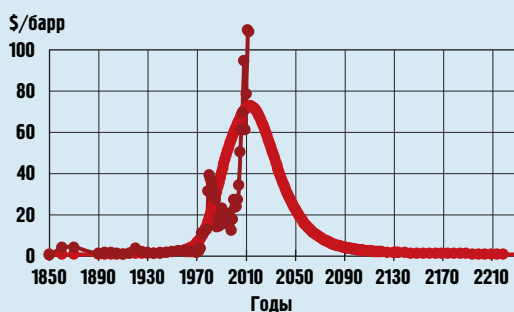
ния). В хозяйственный оборот все в большей и большей мере стали вводиться более дорогие месторождения нефти. Такое положение в сочетании с повышением спроса на нефть привело к удвое-

На основе долговременной статистической базы сформирована зависимость мировой цены на нефть от объемов ее потребления за более чем 150 лет

нию силы фактического роста цены в этой фазе. Общее потребление нефти в этот период увеличилось незначительно — примерно на 0,8 млрд тонн у.т., т.е. на 18% (и это при восьмикратном росте цен).

При таком стремительном росте цен потребление стало асимптотически приближаться к своему

Рис.2 Прогноз средней цены нефти по тренду показателя отношения цены нефти к накопленной ее добыче



Источник: автор статьи, по данным Всемирного банка, ВР и Департамента энергетики США

За последние 20 лет при стремительном росте цен потребление стало асимптотически приближаться к пределу — примерно на уровне 5,5–6 млрд т у.т.

щее время оно уже соответствует этому предельному уровню. Очевидно, что после достижения своего предела мировое потребление нефти будет снижаться.

По какой же траектории будет осуществляться движение цены

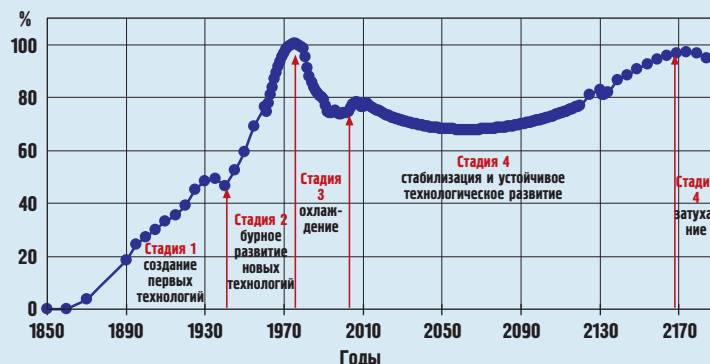
Траектория движения цены на нефть в случае снижения ее мирового потребления может иметь характер системного снижения

на нефть в случае снижения ее мирового потребления? При падении потребления кривая спроса на нефть будет двигаться только

Реализация Варианта 1/Варианта 2 будет характеризоваться ростом/снижением затрат, связанных с предложением нефти при сокращении ее потребления

в одну сторону — уменьшения (рис.1). Кривая же предложения имеет варианты движения. Она может двигаться либо вверх относительно точки предельно достиг-

Рис.3 Оценка индекса интенсивности мирового технологического развития нефтяной отрасли



Источник: автор статьи

нутого потребления, либо вниз, делая предложение на нефть более благоприятным.

В соответствии с этим возможны два принципиально разных варианта движения цены, представленные на рис.1. Отметим, что и в том и другом вариантах цена нефти будет иметь характер системного снижения. Однако в Варианте 1 цена нефти будет обладать более сдержанной динамикой падения. Реализация же Варианта 2 будет характеризоваться быстрым значительным падением цены на нефть.

Варианты

В целом представленные варианты — это варианты возврата цен. Цена нефти, двигаясь по возвратной траектории, описывает своеобразную петлю. В настоящий момент времени глобальная энергетика и мировая экономика находятся на развилке выбора вариантов движения цены нефти. В чем же принципиальная разница в реализации этих двух вариантов?

Реализация Варианта 1 будет характеризоваться постоянным ростом затрат, связанных с предложением нефти при сокращающемся ее общем потреблении. В этой ситуации можно позволить себе дополнительно вовлекать в хозяйственный оборот более дорогие месторождения нефти, в т.ч. находящиеся в труднодоступных регионах.

Реализация Варианта 2 характеризуется снижением затрат, связанных с предложением неф-

ти при сокращении ее потребления. В этом варианте, если и вводить в хозяйственный оборот трудноизвлекаемые и труднодоступные запасы, то с обязательным комфортным налоговым окружением и обязательной инновационной составляющей, в т.ч. увеличивающей коэффициент нефтеотдачи.

Оценивая вероятность реализации вышеприведенных вариантов, отметим, что, скорее всего, на практике будет реализован Вариант 2. Действительно, Вариант 1 является довольно проблематичным. Он может быть реализован в случае, если по каким-то причинам (например, военных конфликтов) будет сдерживаться добыча нефти на дешевых месторождениях Ближнего Востока.

Такая ситуация будет благоприятна для российской нефтяной промышленности. В случае же нормального функционирования месторождений Ближнего Востока в выигрыше будут компании, контролирующие эти месторождения нефти.

Для России реализация Варианта 2 будет увеличивать экономические трудности. Действительно, в силу того, что из мирового хозяйственного оборота, в первую очередь, будут выводиться более дорогие месторождения с более тяжелой нефтью, соответственно, будут возрастать риски сокращения добычи российской нефти и ее потребности для экспорта.

Отметим, что Вариант 2 предусматривает более быстрое паде-

ние цены нефти. Этот факт, совместно с возможным уменьшением объема экспорта нефти, будет иметь сильное негативное влияние на формирование бюджета России. Учитывая необходимость в Варианте 2 постоянного снижения затрат на добычу нефти, российскому правительству, вероятно, придется пересмотреть налоговую политику в части стимулирования быстрого освоения труднодоступных и более дорогих новых месторождений нефти, а также строительства примыкающих к ним веток трубопроводной системы.

В этих условиях достаточно привлекательными выглядят проекты инвестирования российских компаний в освоение низкзатратных месторождений нефти за рубежом и покупки там активов по нефтепереработке. Что же касается инвестирования в российскую добычу нефти, то оно должно быть связано с инновационными проектами, повышающими нефтеотдачу действующих месторождений.

Таким образом в предстоящем периоде времени, ввиду более вероятной реализации Варианта 2, для российской экономики могут

наступить более тяжелые условия, чем для стран-нефтеэкспортеров, разрабатывающих нефть более высокого качества и на менее дорогих месторождениях.

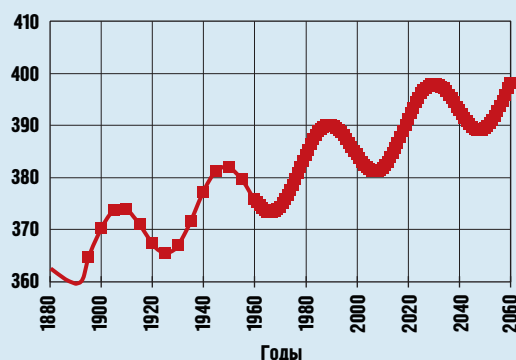
В зависимости от реализации вышеприведенных вариантов можно констатировать, что будущие темпы экономического развития России зависят от варианта ценовой петли нефти: чем более затянута эта петля (Вариант 2), тем в возможно более тяжелых условиях может развиваться российская экономика.

Прогноз ценовой петли нефти

Какая же конкретная прогнозная динамика цен на нефть будет реализована в предстоящем и долгосрочном периодах? И, главное, когда же начнутся существенные подвижки в цене нефти? Для ответа на этот вопрос необходимо дать оценку прогнозной динамики будущего мирового потребления нефти. Проведенные автором исследования дают возможность для прогнозирования ценовой петли нефти.

В целом потребление нефти в динамике описывает полный

Рис.4 Динамика функции $R(T)$ (оценивает интенсивность инновационно-технологического развития мировой экономики)



Источник: автор статьи

цикл. Этому циклу соответствует и цикл развития мировой цены нефти. Анализ динамики длинных

Оценивая вероятность реализации вышеприведенных вариантов, отметим, что, скорее всего, на практике будет реализован Вариант 2

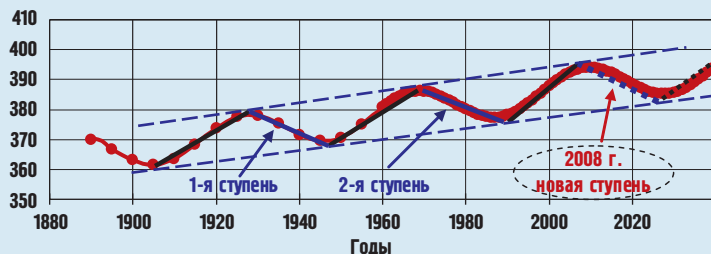
временных рядов (начиная с 1850 года) позволил на базе прогнозной динамики добычи нефти и ди-

Рис.5. Сопоставление интенсивности инновационного развития мировой экономики и частота мировых патентных заявок

а) Динамика патентных заявок (шт.) на 1 млн. чел. населения Мира (интенсивность развития мировой экономики)



б) Интенсивность инновационного развития мировой экономики (получена на основе динамики мировой цены нефти)



Источник: а) Всемирная организация интеллектуальной собственности (WIPO); б) автор статьи

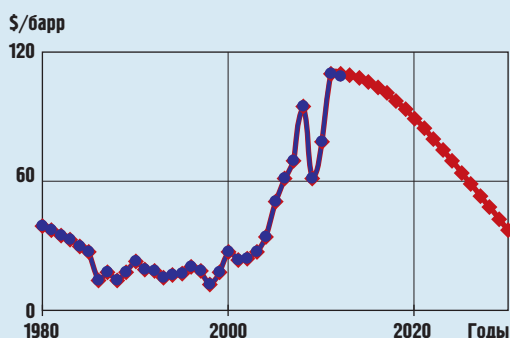
Цена нефти зависит от изменения всего трех фундаментальных факторов: годовой добычи, интенсивности технологического развития отрасли и среднегодового прироста интенсивности инновационно-технологического развития мировой экономики

намики показателя отношения цены нефти к ее накопленной добыче осуществить прогноз средней мировой цены нефти в перспективном периоде (рис.2).

В течение всего периода развития мировой добычи нефти осуществлялся процесс раскручивания ценовой спирали

В последнее время появилось достаточно большое количество исследований, посвященных оценкам цикличности развития

Рис.6 Прогнозная оценка мировой цены нефти



Источник: автор статьи, по данным Всемирного банка, ВР и Департамента энергетики США

новых технологий. Наиболее продвинутые исследования базируются на построении так называемых циклов появления новых

Ныне наступил предел, после которого ценовая спираль должна войти в процесс системного скручивания до вывода нефти из оборота мировой экономики

технологий. Более того, существует оценка появления и развития новых технологий, описываемая специальной циклической кривой.

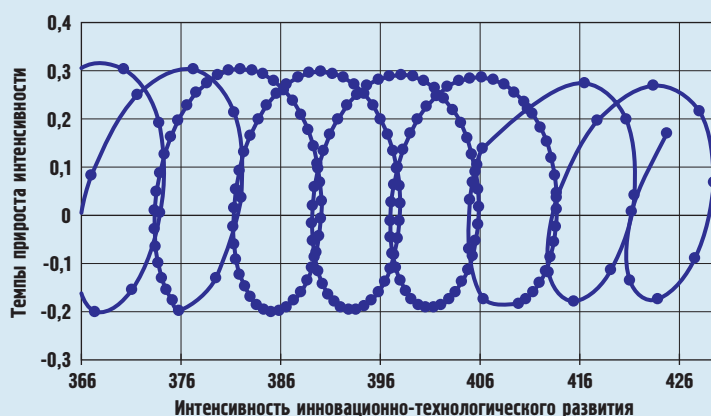
Можно констатировать, что цена нефти уже в ближайшие годы может войти в коридор системного снижения

Отметим, что уровень научно-технического развития отрасли представляет сумму научно-технических знаний, накопленных в

Так, примерно в 2020 году среднегодовая мировая цена нефти может упасть примерно на 20–30%, а в 2030 году может снизиться до 50% к настоящему ее уровню

отрасли к текущему времени. Если эту сумму научно-технических знаний соотнести с накопленными объемами нефти, добы-

Рис.7. Спираль мирового технологического развития (зависимость среднегодовых темпов прироста интенсивности инновационно-технологического развития от интенсивности)



Источник: автор статьи

той с использованием этих знаний, то можно получить удельное значение уровня накопленных научно-технических знаний.

На рис.3 представлено графическое выражение полученных результатов по оценке динамики интенсивности мирового технологического развития отрасли.

На полученной зависимости можно выделить несколько ниже следующих характерных этапов (стадий) технологического развития нефтяной отрасли.

Первый этап: создание первых технологий нефтяного производства, рост интенсивности технологического развития. Этот этап длился примерно до 1930–1935 годов.

Второй этап: бурное развитие новых технологий, бурный рост интенсивности технологического развития. Этот этап длился до 1975–1979 годов.

Третий этап: снижение интенсивности технологического развития (охлаждение к новым технологиям). Этот этап длился примерно до 2002–2003 гг.

Четвертый этап: стабилизация и небольшой рост интенсивности технологического развития. Этот этап реализуется после 2003 года.

Пятый этап: затухание интенсивности технологического развития мировой нефтяной промышленности.

Полученные стадии интенсивности технологического развития согласуются с ранее полученными

выводами о характере технологического развития отрасли.

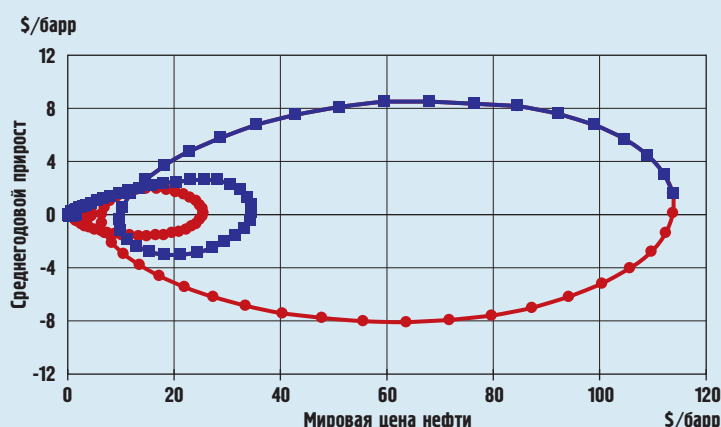
Чем выше годовая добыча нефти, тем больше средняя мировая цена нефти. Чем выше интенсивность технологического развития отрасли, тем ниже средняя цена нефти. Отметим, что в соответствии с выявленной динамикой индекса интенсивности мирового развития технологического развития отрасли она уже вышла на стадию стабилизации и устойчивого развития (постепенное, медленное увеличение индекса интенсивности).

Это означает, что средняя мировая цена нефти в предстоящем периоде будет фактически определяться объемами среднегодового потребления нефти. В случае их снижения, она будет уменьшаться и подобно объемам среднегодового ее потребления будет выходить на возвратную петлю снижения.

В процессе исследования проведена интегрированная оценка, результатом которой явилась полученная функция $R(T)$, представленная на рис.4.

Полученная ступенчатая кривая уж очень сильно напоминала ступени инновационно-технологического роста мировой экономики, ранее полученные автором (см. рис. 5б). В ней можно найти идентичные ступени и, главное, их совпадение по временным периодам. Правда, в ней есть и расхождение: она отличается зеркальным расположением полу-

Рис.8. Ценовая спираль развития мировой нефтяной отрасли (зависимость среднегодовых приростов мировой цены от мировой цены нефти)



Источник: автор статьи

ченных ступеней. Сопоставляя зеркальное расположение ступеней, функции $R(T)$ со ступенями технологического роста, полученными на основе динамики мировых патентных заявок, можно найти почти их полную аналогию (рис.5).

Как и в ступенях технологического роста в зеркальной функции $R(T)$, можно выделить и первую, и вторую, и новую степени, имеющие аналогичные периоды реализации.

Отметим, что ступени, полученные на основе мировых патентных заявок, отражают интенсивность инновационного развития мировой экономики.

На участках повышения интенсивности происходит накопление научно-технических знаний, а на участках снижения интенсивности эти знания материализуются в новые технологии. Ступенчатая кривая, построенная на основе динамики мировых патентных заявок, отражает интенсивность мирового инновационного развития. Зеркальная же ей ступенчатая кривая, наоборот, показывает интенсивность внедрения новых мировых технологий.

Таким образом, полученная на основе анализа динамики мировой цены нефти функция $R(T)$ определяет не что иное, как интенсивность инновационного технологического развития мировой экономики. Отметим, что разность между мировой ценой и

средней ценой нефти адекватна приросту интенсивности мирового инновационно-технологического развития.

Результаты прогноза мировой цены нефти представлены на рис.6.

Итак, в соответствии с проведенными исследованиями цена нефти зависит всего от изменения трех фундаментальных факторов: годовой добычи нефти, интенсивности технологического развития отрасли и среднегодового прироста интенсивности инновационно-технологического развития мировой экономики.

В соответствии с полученными результатами можно констатировать, что цена нефти уже в ближайшие годы может войти в коридор системного падения, которое продолжится до середины 30-х годов XXI века. Правда, это падение не будет слишком уж большим. Так, примерно в 2020 году среднегодовая мировая цена нефти упадет примерно на 20–30%. Это означает, что до этого периода цена нефти будет находиться на достаточно комфортном уровне — \$110–80/барр. Однако темпы этого снижения за пределами 2020 года могут быть более стремительными. Так, уже в 2030 году цена нефти может упасть до 50% относительно настоящего ее уровня.

В целом такое снижение соответствует цикличному характеру инновационно-технологического

развития мировой экономики. В соответствии с оценками интенсивности ее развития получена так называемая спираль мирового инновационно-технологического развития, как совокупность взаимосвязанных и повторяющихся технологических циклов (рис.7).

Эти технологические циклы, в свою очередь, вызвали развитие соответствующих циклических процессов в динамике мировой цены нефти. Вышеприведенное послужило основой для формирования ценовой спирали развития мировой нефтяной отрасли (рис.8).

Отметим, что в течение всего периода развития мировой добычи нефти осуществлялся процесс раскручивания ценовой спирали. И вот в настоящее время наступил предел, после которого ценовая спираль должна войти в процесс системного скручивания до момента вывода нефти из хозяйственного оборота мировой экономики.

Мировая экономика может пойти по жесткому для экономики России пути... Однако в этом нет никакой катастрофы

Представленные результаты расчетов свидетельствуют о том, что последующее движение мировой цены в зависимости от уменьшающихся объемов ее потребления фактически будет повторять ее траекторию при росте потребления. Это означает, что в предстоящем периоде времени в мировой экономике может быть реализован Вариант 2, аннотированный на начальной стадии настоящего исследования и представленный на рис.1. Ценовая петля будет достаточно затянутой.

Таким образом, мировая экономика может пойти по жесткому для экономики России пути...

Однако в этом нет никакой катастрофы. Российский нефтегазовый комплекс еще примерно 8–9 лет может поддерживать правительство в реализации планов построения инновационной экономики. 

URALS КАК ЭТАЛОН?



Не успела БТС-2 войти в стадию промышленной эксплуатации, как в Европе высказали опасения: российская нефть наступает на европейский рынок, а Urals грозит превратиться в бенчмарку наряду с Brent и WTI. И в этой точке зрения есть значительная доля истины. Хотя, конечно, европейский рынок нефти в плане бенчмейкерства находится под влиянием разнонаправленных тенденций.

С одной стороны, после введения БТС-2 в строй — это прямые танкерные поставки российской нефти в Роттердам, главный мировой нефтетранспортный хаб. Плюс, что особенно важно, скорая перспектива появления в Роттердаме российских нефтеналивных терминалов, которые увеличат мощность Роттердама по нефти более чем на половину. С другой — увеличение спроса на среднесернистые сорта нефти в Европе, включая нефть корзины ОПЕК в связи с санкциями против Ирана. С третьей — курс США на наращивание собственной добычи нефти, в том числе, для целей экспорта.

Словом, перспективы бенчмейкерства по нефти, скорее всего, будут лежать в плоскости конкуренции между ОПЕК, Россией и США. И уж точно — в политической...

Морской терминал БТС-2 в порту Усть-Луга введен в режим промышленной эксплуатации в конце сентября текущего года. И тут же The Financial Times со ссылкой на информационную компанию Thomson Reuters Corporation (TRC), которая наряду с Platts и Argus активно влияет на формирование бирже-

вых цен на нефть, основываясь на мировых новостях, отметила: «Пока российские экспортные нефтяные потоки шли через загруженный нефтепровод «Дружба» и Новороссийск с известными проблемами проливов Босфор и Дарданеллы, российские ВИНК были вынуждены пользоваться услугами транзитеров и трейдеров со

всеми вытекающими... После БТС-2 им проще: риски остаются в Балтийском море...»

А гендиректор Gunvor Group Т.Торнквист добавил, что теперь по долгосрочным контрактам участники биржевых торгов часто покупают российскую нефть дороже, чем ее можно приобрести на открытом рынке.

Русские в Роттердаме

Но дело не только в появлении российских нефтеналивных танкеров в Роттердаме без посреднических и трейдерских услуг.

В октябре прошлого года российская компания «Сумма» заключила генеральное соглашение с управляющей компанией порта Роттердам о строительстве и эксплуатации нефтеналивного терминала Tank Terminal Europort West (TEW). Строительство ведет СП «Суммы» с голландской VTTI — Shtandart TT B.V. Новый терминал будет работать как «открытый хаб», мощностью около 70 млн тонн нефти в год, притом что Роттердам ежегодно переваливает около 95–100 млн т нефти и около 430 млн тонн грузов в целом, на основании чего порт является крупнейшим перевалочным портом Европы и крупнейшим нефтеперевалочным портом мира.

«Сумма» обещает закончить строительство в 2015 году, а возможно, и раньше. После этого, как справедливо заявляет TRC, «россияне добавят порту более половины объемов перевалки нефти... На Роттердам перейдет вся нефтяная логистика Европы. Нефть, что шла по морю на северо-запад и отправлялась в Гетеборг или Осло, теперь пойдет в Роттердам».

«Вот вам Fob Роттердама, вот и Urals как бенчмарк», — резюмирует TRC. Но не все так просто.

О несправедливости

Несколько десятилетий существуют только две нефтяные бир-

жевые котировки — американской WTI и британской Brent. Любый продавец нефти, который привозит ее куда-либо, вынужден продавать свое сырье по биржевым ценам, которые устанавливаются исходя только из котировок этих двух сортов. Если нефть продается в США, то ее цена будет формироваться с дисконтом к WTI, если в Европе — то к Brent. К Urals это тоже относится.

Как известно, наши ВИНК заключают контракты с покупателями напрямую. В этих контрактах устанавливают цену Urals плюс-минус дисконт. Но самое важное — как получается цена Urals на дату поставки. Ее рассчитывают на основе так называемых докладов по рынку либо агентство Argus Petroleum, либо Platts. Эти агентства берут ежедневные котировки на деривативы Brent и применяют к ним некоторый дисконт.

Но считается этот дисконт, по сути дела, произвольно. Дело в том, что в реальности такой нефти, как Urals, на рынке нет, а есть лишь условный средний показатель цен российских поставок. К нему принято применять скидку в несколько долларов в расчете на баррель по сравнению с эталонной нефтью. Словом, механизм формирования цен на Urals субъективен, непрозрачен и не исключает случайностей.

Вместе с тем, Россия, по данным первого полугодия 2012 года, как утверждает ЕА, добыла нефти 11,7% от мирового объема, (включая Siberian Light), в то время как на WTI и Brent пришлось, соответственно, 11,6% и 1,2%. При этом 43% составила нефть корзины ОПЕК (см. «Сорта нефти на мировом рынке»). И, тем не менее, именно Brent и WTI являются ценовым ориентиром для ближневосточной, российской и норвежской нефти. От того же страдают Венесуэла и Саудовская Аравия, которые добывают и экспортируют нефть среднетяжелых сортов.

Политика пересортицы

Понятно, что разделение нефти по сортам — условно: сколько нефтедобытчиков, столько и нефтей, если говорить о физико-химических свойствах продукта.

Понятно и то, что нынешние бенч-мейки, WTI и Brent, а последнюю, если иметь в виду физические объемы, можно увезти на двух-трех танкерах, есть результат выстроенной Штатами системы мировой торговли нефтью, так сказать, «под себя». Именно американские биржи определяют мировую цену на нефть, а американские банки формируют основные финансовые показатели по контрактам на фондовых рынках. И это, несмотря на то, что до определенного времени США консервировали свои ресурсы УВ.

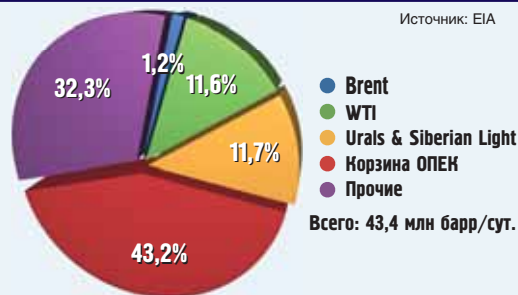
И уж совсем понятно, что были попытки как укрепить, так и сменить существующее положение вещей. Так, в 2006 году NYMEX вела переговоры со странами Ближнего Востока о запуске биржевых торгов ближневосточной нефтью в Дубае, но успеха не добились. Тогда ОПЕК предпочла сохранить свои устоявшиеся возможности манипулирования мировыми ценами на нефть, не подпуская к ним американских спекулянтов.

В том же 2006 году был проект REBCO по торговле российской нефтью, согласно которому новый российский бренд, аналогичный по своему наполнению Urals, выдвигался на роль альтернативы Urals при ценообразовании на спотовые поставки нефти из Приморска через торговлю на NYMEX. Но тут уже американские спекулянты воспротивились, и проект не пошел.

После введения санкций против Ирана, в мире, в том числе и в Европе, возрос спрос на Urals, а также на прочие среднетяжелые сернистые сорта — египетские Belaim и Ras Gharib, саудовские Arab Light и Arab Medium, отгружаемые компанией Aramco в египетском порту Сиди-Керир. Здесь же иракские сорта Basra Light и Kirkuk, которые также считаются хорошей заменой иранской нефти. Однако Kirkuk в июле-сентябре отгружался в турецком порту Джейхан с трехнедельными задержками. Кроме того, поставки по нефтепроводу Киркук–Джейхан приостанавливались из-за терактов. А СА, по ряду признаков, как пишут западные и саудовские СМИ, находится на грани исламской революции.

Сорта нефти на мировом рынке
(% об общего объема добычи за январь-июнь 2012 г.)

Источник: ЕА



Иначе говоря, в свете текущей обстановки на Ближнем Востоке арабские сорта по сравнению с

БТС-2 позволила российским компаниям при поставках нефти в Европу избавиться от значительной части услуг транзитеров и трейдеров

Urals, очевидно, менее надежны «политически».

Чистосердечное признание

Конечно, действующие бенч-мейкеры прекрасно понимают, что российский сорт Urals — это вполне реальный новый эталон.

Строительство российского терминала в Роттердаме — крупнейшем нефтеперевалочном порте мира — увеличит его мощность более чем в 2 раза

Как считает в этой связи владелец Argus Эдриан Бинкс, «добыча нефти в Северном море падает, крупнейшим потоком на европейском нефтяном рынке давно является не североморское сырье, а Urals. ... Поставки из России в Европу будут только увеличиваться.

Argus: российский Urals получил все возможности стать бенчмарком с появлением FOB Urals Роттердам

Ожидается, что в 2013 году, после запуска БТС-2, они могут превысить 85 млн тонн в год против 25 млн тонн в 2011 году. У Urals есть очень серьезные шансы стать ценовым эталоном в Европе. ... Однако западные компании, работаю-

Добыча нефти в США

тыс. барр./сут.



щие на Северном море, не заинтересованы в превращении Urals в бенчмарк. Их устраивает текущая ситуация, где они фактически контролируют ценообразование, являясь одновременно операторами поставок сырья с североморских месторождений и крупными покупателями этой нефти».

Исторически сложилось так, что только WTI и Brent являются бенчмарками для всех прочих сортов нефти

Совершенно очевидно, продолжает Э.Бинкс, что после строительства терминала в Роттердаме для российской нефти усилятся развитие рынка нетан-

Argus: основные нефтепоток в Европу давно формирует российская нефть, но западные компании против Urals как бенчмарки

керных (спотовых) поставок Urals на условиях FOB, что увеличит ликвидность и создаст надежную

Основные конкуренты на пути Urals к бенч-мейку: среднетяжелые сернистые арабские сорта и сланцевая «американка»

основу для торговли деривативами (здесь и далее Э.Бинкс цитируется по The Guardian).

Все течет, все изменяется...

Однако в развитии перспективы задействована еще одна составляющая — американская нефть.

Согласно августовским, сентябрьским и октябрьским сообщениям этого года от The Financial Times, в США нарастает

поток обращений компаний-нефтедобытчиков в Бюро промышленности и безопасности США и в Министерство торговли США с просьбами о лицензиях на экспорт нефти из Штатов. Среди компаний — Shell, ExxonMobil, BP, Vitol. Пока лицензию получила только BP, да и то всего лишь на танкерный экспорт в Канаду. Хотя Штаты всегда поставляли нефть в Канаду сухопутным путем.

FT в этой связи сообщает, что в Мексиканском заливе есть нефть, которая подходит только канадским НПЗ и которую прибыльнее доставить танкерами на Атлантическое побережье северного соседа США.

Но американская Stratfor полагает, что проблема глубже: «Есть общемировая аксиома, что США — это нетто-импортер нефти. Но времена меняются... Доллар слабеет... ОПЕК уже не так послушна... На американскую экономику наступает Китай... Есть и Россия с ее колоссальными запасами газа...» И надо ли удивляться тому, что первым комплекс проблем почувствовал бизнес, ведь в разгар предвыборной кампании американским властям не до экспортных лицензий.

За последние пять лет добыча нефти в США возросла на 14,5%, достигнув в 2011 году своего максимума с 1995 года (см. «Добыча нефти в США»). Запрет на разработку нефтегазовых месторождений, в частности, в Мексиканском заливе, у берегов Вирджинии и Флориды снят Б.Обамой. До этого Дж.Буш сделал то же самое применительно к Бристольскому заливу.

В итоге вот уже пять лет США прочно держат третье место в мире по добыче нефти после Са и РФ. И по прогнозам Platts, к 2017–2018 годам американцы обгонят Россию, которая находится на грани исчерпания разведанных запасов, а в Штатах апробированы новые методы бурения месторождений, которые ранее считались нерентабельными. И, конечно же, здесь упомянута сланцевая нефть.

Нефть США в Европе?

Э.Бинкс полагает, что начало экспорта нефти из США, конечно

же, перевернет представления о мировом рынке в целом и, безусловно, повлияет на перспективу бенч-мейкерства. WTI, как правило, была на \$15–20 дороже Brent. Но, по словам эксперта, в последнее время процесс ценообразования на нефть в Европе начинает жить самостоятельной жизнью. «Отделение цен на нефть в Европе от американских цен, — пишет Stratfor, — является признаком ослабления США как традиционного контролера мирового рынка нефти». А выход? Экспорт американской нефти, в том числе, в Европу...

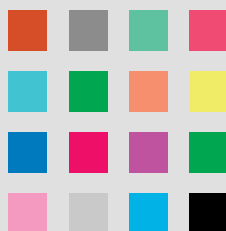
Многие эксперты, в основном из российских инвестиционных компаний, полагают, что США вряд ли станут экспортером нефти в ближайшие полвека. Возможно.

Но всего немногим более года назад был обозначен американский курс на экспорт СПГ. И вот — сентябрьское этого года соглашение японских Sumitomo Corp. и Tokyo Gas Co Ltd. с американской Dominion Resources Inc. об импорте по 2,3 млн тонн СПГ в год в течение 20 лет. Поставки пойдут через Панамский канал уже в 2015 году из порта Cove Point в шт. Мериленд. Не надо и говорить, что СПГ будет сланцевым. По сообщениям The Wall Street Journal, вот вот (2015) СПГ из сланца начнут давать еще два проекта: Сабина Ласс и Лейк-Чарльз Камерон в Луизиане.

Итого

Строго говоря, европейский бенчмарк — это корзина европейских сортов из Brent, Forties, Oseberg и Ekofisk (BFOE), применяемая с 2003 года. Но ее, по привычке, ассоциируют с Brent.

FOB Urals в Роттердаме — это, конечно, хорошо. А что как возникнет еще и FOB американской сланцевой «незнакомки»? Ведь пока неизвестно, будет она WTI или чем-то новым. Плюс: если «арабская весна», наконец, сменится осенью, то и до регулярного спота арабских нефтей не далеко. Г-н Бинкс в этой связи полагает, что традиционные бенчмарки стоят на пороге серьезных изменений, и у Urals — хорошие перспективы... 



Комплекс специализированных выставок

«Нефть. Газ. Химия»

«Горное дело»

«Сибирский GEO-форум»

20–22 МАРТА 2013

Единственный за Уралом отраслевой проект!

Официальная поддержка:



Информационная поддержка:

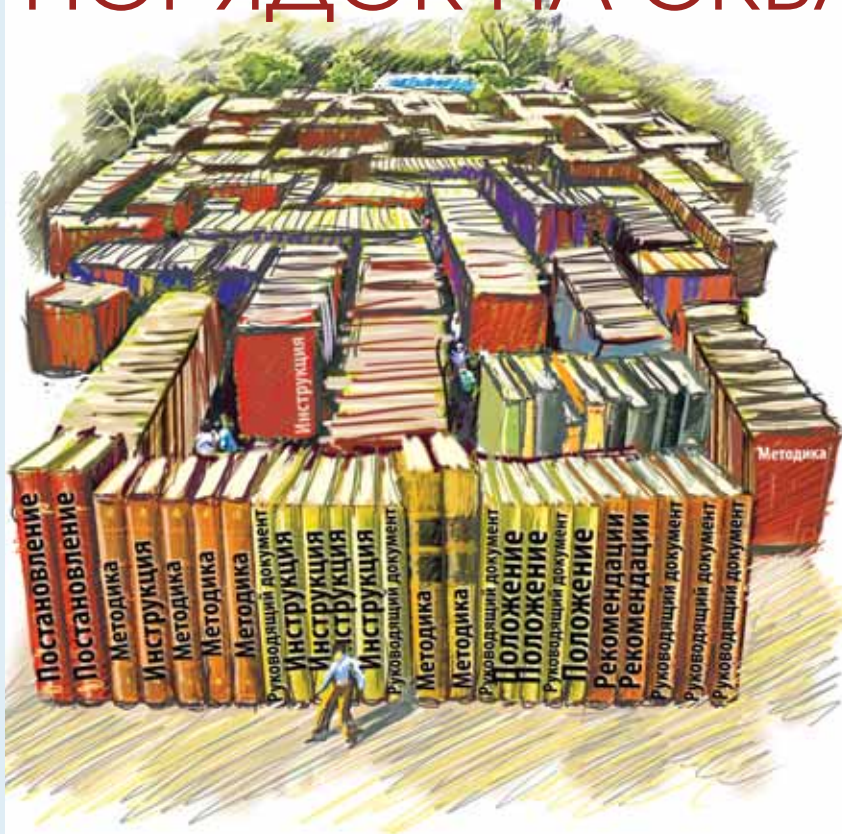


г. Красноярск
МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616, 22-88-614,
22-88-611 — круглосуточно
nedra@krasfair.ru, www.krasfair.ru



сибирь
международный
выставочно-деловой центр
имени Карена Мурадяна

ПОРЯДОК С ДОКУМЕНТАЦИЕЙ — ПОРЯДОК НА СКВАЖИНЕ



Нормативные документы о порядке составления, согласования и утверждения проектной и рабочей документации на строительство скважин на нефть и газ носят несогласованный характер. Избежать разночтения поможет разработанный ВолгоградНИПИнефтью новый РД, упорядочивающий процедуры проведения государственной экспертизы и требования к составу и содержанию проектной документации.

Проект руководящего документа передан для рассмотрения в надзорные органы. По нашему мнению, его утверждение, во-первых, поможет сократить сроки проектирования и проведения экспертизы, во-вторых, делает подконтрольной и прозрачной работу недропользователя и сводит к минимуму возможность нарушения законодательства, в-третьих, дает возможность надзорным органам четко отвечать за свой объем работ.

На данный момент, в связи с введением в действие постановления Правительства РФ от 16.02.08 №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», отраслевые нормативные документы ВСН 39-86 «Инструкции о со-

ставе, порядке разработки, согласования и утверждения проектной документации на строительство скважин на нефть и газ», РД 39-0148032-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» и «Рекомендации по разработке проектно-сметной доку-

ментации на строительство скважин» (Москва, 1999) являются противоречивыми.

Пролог

Экспертные и надзорные органы, порой до конца не понимая объем своих полномочий, допускают различное толкование требований к составу проектной документации и к процессу строительства скважины в целом.

К скважине и буровой площадке стали предъявлять требования, применимые к объекту капитального строительства. По нашему мнению, это не вполне соответствует специфике буровых работ, ведь объектом строительства является скважина, а не буровая установка.

Тем не менее, следует заметить, что требования Постановления №87 по ряду вопросов достаточно прогрессивны и хорошо обеспечивают решение вопросов, возникающих при строительстве.

Сама скважина, особенно поисково-оценочная или разведочная, никогда в полной мере не соответствует проектной документации, т.к. предугадать геологическое строение невозможно. В связи с этим часто возникает необходимость в разработке рабочей документации, уточняющей глубины спуска колонн, рецептуру бурового раствора, параметры бурового инструмента, профиль ствола, гидравлические программы промывки и цементирования и т.п., что не представляется возможным, т.к. согласно существующим правилам на каждое отступление от проектной документации необходимо разрабатывать проектную документацию на реконструкцию.

Но скважина находится в бурении! Стройку остановить невозможно, ведь это может привести как минимум к значительному увеличению бюджета, а как мак-

СОСТАВ РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

К рабочей документации предлагается отнести:

- ♦ программу бурения скважины (под конкретную колонну; при изменении параметров инструмента или КНБК, гидравлической программы промывки скважины, корректировке профиля скважины (не изменяя типа профиля), заложенных в проекте);
- ♦ растворную программу (при изменении типа, параметров бурового раствора или его объемов, заложенных в проекте);
- ♦ долотную программу (при изменении типа или диаметра долот, заложенных в проекте);
- ♦ программу крепления скважины (конкретной колонны; при изменении параметров тампонажного раствора или его объемов, количества и (или) типа тампонажной техники, схем обвязки устья скважины при цементировании, заложенных в проекте);
- ♦ изменение конструкции скважины в процессе строительства (по геологическим причинам, при изменении глубин спуска колонн, толщины стенок и марки сталей труб, заложенных в проекте);
- ♦ изменение типа буровой установки и (или) бурового оборудования (включает изменение фундаментов);
- ♦ изменение схем оборудования устья при бурении и (или) испытании скважины;
- ♦ изменение типа буровой установки при испытании скважины;
- ♦ программу проведения испытаний;
- ♦ оценку степени риска при строительстве скважины (карта рисков);
- ♦ планы ликвидации аварий, программа бурения второго ствола;
- ♦ авторский надзор;
- ♦ раздел «ПМООС» (при изменении технической части проекта).

ческих документов, регламентирующих состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации.

Экспертные и надзорные органы допускают различное толкование требований к составу проектной документации и к процессу строительства скважины в целом

В рамках нового руководящего документа предложен макет проектной документации на строительство скважин, отвечающий

На каждое отступление от проектной документации необходимо разрабатывать проектную документацию на реконструкцию, но стройку остановить невозможно

требованиям Постановления №87 и, как следствие, требованиям Главгосэкспертизы (см. «Состав рабочей документации»).

Мотивация

Состав рабочей документации предлагается не регламентировать

ВолгоградНИПИнефть предлагает концепцию разделения документации на проектную и рабочую в рамках логики существующего законодательства

вать, но при этом она должна содержать объем расчетов и документов, необходимых для принятия решений надзорными органами

Цель разработки нового РД — упорядочение процедуры проведения госэкспертизы и требований к составу и содержанию проектной документации

ми о согласовании корректировки проектных решений в соответствии с фактическими горно-геологическими условиями.

Ее подробность должна, прежде всего, обеспечивать безопас-

симум — к аварии. Ни то ни другое в нашем понимании не допустимо.

Концепция

Предлагается концепция разделения документации на строительство скважин на проектную и рабочую в рамках логики существующего законодательства (как уже достаточно давно работают в капитальном строительстве). Проектная документация разрабатывается на основании текущих знаний о геологическом строении и обеспечивает необходимое правовое поле для начала ведения работ по строительству скважины как по капитальному объекту (получение земельных документов, ГПЗУ, общественные слушания, изыскания и т.д.).

При эксплуатационном бурении, как правило, разрез достаточно изучен и, как следствие, в рабочей документации нет необходимости.

Рабочая документация при получении фактических данных о геологическом строении и условиях проводки должна обеспе-

чить правовую основу для своевременной реализации оптимальной технологии ведения работ.

Исходя из этого институт ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» разработал проект Руководящего документа. Новый РД конкретизирует действие постановления Правительства РФ (от 05.03.07 №145) «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» и постановления Правительства РФ (от 16.02.08 №87) о «Положении о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» для проектной документации на строительство скважин.

Цель разработки нового РД — упорядочение процедуры проведения государственной экспертизы и требований к составу и содержанию проектной документации на строительство и реконструкцию нефтяных и газовых скважин на суше и на море, а также специальных скважин, бурящихся станками нефтяного ряда, с учетом отраслевой специфики и действующих нормативно-техни-

ное ведение работ! Целями каждого участника проекта «скважи-

Корректировать проводку скважины по фактическим данным следует непосредственно в процессе бурения, но пока это незаконно

на» должны быть: безаварийная проводка скважины, бережное от-

От подробности генерального плана зависят объем СМР, размер и параметры отводимого земельного участка, рекультивация земель, общая стоимость

ношение с пластом при вскрытии, и все это при минимальном воз-

Утверждение РД поможет сократить сроки проектирования и экспертизы, делает прозрачной работу и недропользователя, и надзорных органов

действию на окружающую среду. Исходя из этого проектная организация, недропользователь и

надзорные органы не должны жестко следовать проектной документации и должны корректировать проводку скважины по фактическим данным непосредственно в процессе бурения. Часто по факту так и происходит, но в настоящем правовом поле это незаконно.

Любые письма и предложения к Министерству регионального развития и Главгосэкспертизе заканчиваются предложением подать проектную документацию на повторную экспертизу, т.к. альтернативы проектной документации в бурении на данный момент не существует.

При составлении РД мы руководствовались тем, что буровая площадка и соответственно все буровое оборудование является временным сооружением и подробное рассмотрение этих вопросов в составе проектной документации не совсем логично. В то же время от подробности генерального плана зависит объем СМР, размер и параметры отводимого земельного участка, рекультивация земель и т.п.

Все это влияет на общую стоимость строительных работ, которая ранее никак не была регламентирована, а формировалась

от пожеланий и возможностей бурового подрядчика, заказчика и землепользователя. В итоге эта позиция часто идет вразрез с законодательством в части экологической безопасности и приводит к дополнительным расходам заказчика.

Также мы составили форму задания на проектирование с целью определения необходимого и достаточного перечня данных для проработки основных проектных решений.

Кроме того, исходя из многолетнего опыта работы института по системе «под ключ», в предлагаемом РД сформирован основной перечень необходимых сопроводительных документов, запрашиваемых экспертными органами в процессе проведения экспертизы и надзорными органами в процессе контроля за строительством скважины.

Эпилог

В итоге мы получили понятный состав документа, прозрачные требования при проведении экспертизы с обозначением порядка действий при необходимости уточнения проектных решений. 

БЕСПЛАТНАЯ 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

Нефтяная промышленность России, январь-сентябрь 2012 г

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	63309.0	98.66	13294.4	99.31	29321	25634	3687
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	33158.6	100.24	9413.6	97.31	16369	14711	1658
Когалымнефтегаз	18573.6	97.83	1183.3	98.73	8011	7163	848
Лангепаснефтегаз	5230.9	109.75	355.4	113.62	3008	2691	317
Покачевнефтегаз	5192.9	101.38	387.4	104.55	2424	2178	246
Урайнефтегаз	3871.1	99.54	658.6	94.69	2778	2546	232
Ямалнефтегаз	290.2	91.47	6828.9	96.23	148	133	15
Волгодеминойл	345.3	102.32	60.4	114.73	18	18	
КАМА-ойл	96.8	140.49	10.4	121.52	17	12	5
ЛУКОЙЛ-АИК	2000.0	99.06	174.0	99.06	416	383	33
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	779.3	92.39	17.7	83.85	306	295	11
ЛУКОЙЛ-Коми	10253.3	100.96	1160.6	101.35	3226	2485	741
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	504.0	226.35	583.8	178.70	9	8	1
ЛУКОЙЛ-Пермь	9665.9	105.64	1036.5	103.69	6306	5545	761
Нарьянмарнефтегаз	1439.7	44.72	189.9	55.13	88	80	8
НМНГ-МНА	51.8	89.74	7.0	95.45	14	5	9
ПермТотиНефть	134.5	109.01	3.2	108.53	83	76	7
Р-Внедрение	69.0	107.99	2.5	127.31	41	41	
РИТЭК	4352.4	100.70	598.7	101.58	1957	1551	406
Турсунт	88.1	91.53	4.3	90.29	78	67	11
УралОйл	370.1	99.97	31.7	97.33	393	357	36
Роснефть	87457.8	102.30	14793.2	107.79	24764	20753	4011
Ванкорнефть	13154.0	119.21	3943.7	122.80	222	219	3
Востсибнефтегаз	45.2	87.09	8.8	123.39	11		11
Грознефтегаз	505.3	83.52	189.2	77.94	226	117	109
Дагнефтегаз	20.2	93.76	216.5	91.53	26	26	
Ингушнефтегазпром	42.1	92.75	4.1	88.74	264	86	178
Полярное Сияние	395.2	85.95	39.4	80.32	29	27	2
РН-Дагнефть	121.5	97.38	23.0	97.45	74	67	7
РН-Краснодарнефтегаз	690.7	100.64	2123.7	103.61	1226	1065	161
РН-Маланинская группа	68.4	121.21			13	12	1
РН-Пурнефтегаз	5218.8	99.75	3550.0	110.62	2054	1741	313
РН-Сахалинморнефтегаз	1059.0	91.83	386.9	76.20	1229	1070	159
РН-Северная нефть	2666.2	97.96	234.1	90.03	336	312	24
РН-Ставропольнефтегаз	624.6	89.01	85.7	108.40	438	315	123
РН-Юганскнефтегаз	50020.4	100.20	3463.5	104.36	10312	8737	1575
Самаранефтегаз	7981.2	101.19	461.0	102.00	4097	3186	911
Удмуртнефть	4844.9	101.24	63.7	87.37	4207	3773	434
Газпром нефть	23603.1	101.73	7987.6	110.51	6876	6206	670
Арчинское	151.0	59.48	154.1	48.66	64	44	20
Газпром нефть	810.3	74.01	63.5	76.99	178	163	15
Газпром нефть Оренбург	449.7	113.95	767.5	116.71	182	171	11
Газпромнефть-Восток	762.8	127.98	100.2	142.68	154	140	14
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	8838.3	95.58	4028.1	109.50	3544	3131	413
Газпромнефть-Хантос	655.3	144.81	30.7	143.67	118	117	1
Заполярнефть	2800.9	93.24	2092.3	118.74	1006	872	134
МАГМА	345.0	104.09	33.2	102.77	88	78	10
Меретояханефтегаз	0.7	16.55	1.0	16.55	2	2	
Сибнефть-Югра	8456.4	112.42	599.7	125.15	1511	1465	46
ЦНТ	124.6	174.79	11.6		12	9	3
ЮУНГ	208.1	90.80	105.8	87.32	17	14	3
Сургутнефтегаз	45928.7	101.10	9297.9	94.33	20876	19349	1527
Сургутнефтегаз (УФО)	41088.0	98.90	8832.6	93.48	20533	19019	1514
Сургутнефтегаз (Якутия)	4840.7	124.59	465.3	114.01	343	330	13

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
ТНК-ВР Холдинг	54327.3	101.67	11697.1	108.77	21183	15960	5223
Бугурасланнефть	1190.6	107.25	26.4	105.54	410	363	47
Ваньеганнефть	1064.8	96.10	848.2	83.38	398	311	87
Варьеганнефтегаз	1316.1	82.92	1122.7	94.84	1290	589	701
Верхнечонскнефтегаз	5199.1	150.08	832.1	246.55	188	161	27
Ермаковское	647.8	443.06	38.7	477.63	542	371	171
Кальчинское	300.3		18.5		120	112	8
Корп. Югранефть	295.1	88.95	28.5	101.04	184	151	33
Нижневартовское НГДП	2201.9	94.47	221.7	100.68	962	888	74
Оренбургнефть	13991.2	98.75	2516.0	125.46	2029	1766	263
Самотлорнефтегаз	13181.3	93.20	4039.9	95.17	8109	6363	1746
Северо-Варьеганское	362.5	302.89	337.6	387.22	8	7	1
Сузун	0.2	16.42			7		7
Тагульское					5		5
ТНК-Нижневартовск	4674.4	96.34	523.3	113.49	2310	1981	329
ТНК-Нягань	5026.8	98.61	968.7	99.80	4378	2675	1703
ТНК-Уват	4713.3	124.71	169.5	167.29	233	222	11
Тюменнефтегаз	161.8	14.42	5.3	9.75	10		10
Татнефть	19683.0	100.49	684.6	107.02	22558	19323	3235
Абдулинскнефтегаз					3		3
Илекнефть	15.0	65.59	4.0	73.39	12	1	11
Калмататнефть					4		4
Татнефть им. В.Д.Шашина	19456.1	100.33	674.2	107.25	22427	19231	3196
Татнефть-Самара	208.4	124.58	4.8	121.61	105	87	18
Татнефть-Северный	3.5	107.85	1.6	94.15	7	4	3
Башнефть	11529.0	102.41	394.8	99.68	17261	14557	2704
Башминерал	76.6	122.82	4.0	124.54	40	36	4
Башнефть	11361.2	102.34	382.6	99.49	17168	14477	2691
Геонефть	86.2	97.14	8.1	98.99	20	16	4
Зирган	4.9	95.29	0.2	95.36	33	28	5
Славнефть	13408.0	99.19	846.5	100.65	4194	3614	580
Обьнефтегазгеология	3248.8	111.56	82.2	112.82	365	346	19
Обьнефтегеология	361.7	84.73	28.6	116.74	102	68	34
Славнефть	521.0	68.91	33.0	70.07	60	55	5
Славнефть-Красноярскнефтегаз	14.9	87.42	2.6	87.41	9	6	3
Славнефть-Мегионнефтегаз	7276.9	94.17	581.8	100.27	3296	2807	489
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	493.3	84.07	40.6	114.58	87	81	6
Славнефть-Нижневартовск	1379.6	143.14	70.9	100.26	219	201	18
Соболь	111.9	88.10	6.8	94.13	56	50	6
РуссНефть	10417.5	103.12	1575.8	102.31	4590	4215	375
Аганнефтегазгеология	496.9	99.19	41.8	86.04	84	66	18
АКИ-ОТЫР	1154.6	105.01	69.4	131.70	258	243	15
Белкамнефть	1694.8	101.35	24.6	99.29	1259	1206	53
Белые ночи	1438.6	115.64	451.5	106.34	413	361	52
Валюнинское	19.0	134.85	1.2	134.54	10	7	3
Варьеганнефть	844.8	97.20	471.9	108.94	810	724	86
Голойл	169.7	100.76	11.3	105.85	28	24	4
Грушовое	14.7	98.64	1.4	96.84	3	3	
Дуклинское	19.8	113.98	1.1	114.05	4	4	
Западно-Малобалыкское	613.3	74.66	21.3	74.26	149	141	8
Мохтикнефть	295.5	88.51	16.7	74.48	32	30	2
Нафта-Ульяновск	141.7	113.06	0.6	108.61	73	67	6
НГДУ Пензанефть	115.5	98.41	1.0	98.06	41	37	4
Нефтеразведка	4.0	211.85	0.0	583.33	6	4	2
Ново-Аганское	34.0	4788.19	3.9	3835.64	7	6	1
Окуневское	8.7	66.61	0.1	70.23	2	2	
Поселковое	60.5		3.2		3	3	
Регион-й нефтяной консорциум	889.1	96.74	11.9	92.46	360	353	7

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
РНК	21.6	86.18	0.4	86.08	9	8	1
Рябовское	124.6	106.64	1.9	106.27	49	47	2
Саратов-Бурение	40.4	108.67	20.8	100.26	19	18	1
Саратовнефтегаз	698.3	99.34	345.3	89.50	341	325	16
Севернефть-Ярайнер					5		5
Соболиное	16.2	80.91	2.7	78.61	11	9	2
Столбовое	529.7	135.62	42.8	125.35	48	44	4
Томская нефть	45.5	109.06	9.2	57.82	20	17	3
Удмуртгеология	91.7	97.50	0.9	98.11	57	57	
Удмуртская ННК	82.1	93.52	1.1	98.16	84	79	5
Удмуртская нефтяная компания	258.1	116.74	2.4	107.76	68	65	3
Ульяновскнефть	315.1	100.13	3.0	95.79	141	126	15
Уральская нефть	26.5	88.94	0.5	88.60	114	71	43
Федюшкинское	73.0	1589.31	6.1	1588.57	14	12	2
Черногорское	79.7	96.15	5.5	96.51	68	56	12
Нефтяные компании, итого	329663.3	101.07	60571.9	103.78	151623	129611	22012
Газпром	10846.4	105.25	352007.1	94.27			
Газпром добыча Астрахань	2981.6	95.53	8622.2	96.03			
Газпром добыча Иркутск	2.0		29.8				
Газпром добыча Краснодар	154.4	102.66	742.6	87.90			
Газпром добыча Надым	3.5		37758.3	94.89			
Газпром добыча Ноябрьск	29.6	78.89	37962.4	88.51			
Газпром добыча Оренбург	255.0	92.16	12237.2	95.93			
Газпром добыча Уренгой	3620.1	96.05	73564.9	89.41			
Газпром добыча Ямбург	2285.7	139.27	143996.1	96.79			
Газпром переработка	128.1	92.08	1752.8	97.87			
Газпром трансгаз Югорск			24.6	93.43			
Калмгаз			28.1	87.04			
Нортгаз	373.8	115.26	3115.1	117.59			
ПУРГАЗ			11140.8	97.70			
Севернефтегазпром			18454.3	98.32			
Сервиснефтегаз	3.8	31.16	4.7	36.77			
Томскгазпром (Востокгазпром)	1008.9	121.05	2573.1	106.31			
НОВАТЭК	3086.6	100.88	37644.3	107.68	71	50	21
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	1111.0	106.17	12786.1	113.07	71	50	21
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1975.5	98.12	24858.3	105.11			
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	537.6	255.17	368.1	297.97	46	42	4
Дулисьма	537.6	255.17	368.1	297.97	46	42	4
Зарубежнефть	1501.8	143.10	50.5	151.72	87	77	10
РУСВЬЕТПЕТРО	1501.8	143.10	50.5	151.72	87	77	10
Юкола-нефть	136.9	99.68	5.3	107.34	27	27	
Богородскнефть	118.7	96.62	4.4	105.76	21	21	
Поволжскнефть	18.2	125.65	0.9	115.69	6	6	
Бурнефтегаз	3.6	132.82	0.1	127.72	4		4
Соровскнефть	3.5	128.80	0.1	127.72	3		3
Тортасинскнефть	0.1				1		1
Альянс	1963.8	123.71	66.1	111.70	533	477	56
Восточная Транснациональная компания	311.3	122.75	15.1	152.48	76	73	3
Колвинское	517.3	369.37	11.2	376.67	33	23	10
Печоранефть	88.1	116.43	7.4	115.83	17	11	6
Санеко	411.4	103.13	15.0	89.10	61	45	16
Татнефтеотдача	351.2	105.16	4.8	108.00	286	273	13
Хвойное	284.5	73.85	12.5	67.32	60	52	8
Акмай	9.9	141.71	0.1	109.88	14	12	2
Алойл	207.1	98.65	7.3	90.38	186	185	1
АЛРОСА-Газ	2.7	106.53	142.7	98.80			
Альянснефтегаз	431.9	83.57	33.4	92.49	63	59	4

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Арктикгаз	132.3		1068.3		9	9	
Арктикморнефтегазразведка	16.1	86.63	32.6	98.97	44	34	10
Арктикнефть	24.0	99.78	5.6	98.68	40	25	15
БайТекс	210.6	113.56	2.5	105.68	187	182	5
Бенталь	8.4	98.70	0.1	104.04	9	5	4
Благодаров-Ойл	86.2	103.76	0.4	99.26	32	30	2
Братскэкогаз	0.4	125.90	4.7	125.01	3	1	2
Брендан	21.6	100.56	1.1	135.54	4	4	
Булгарнефть	130.4	95.82	2.7	107.68	116	113	3
ВЕЛЛойл	3.9	119.70			15	10	5
Верхнеомринская нефть	1.0	56.91			10	1	9
Веселовское	6.0	102.12	0.9		4	2	2
Винка	0.2	265.00	0.0	300.00	5	4	1
Войвожнефть					11		11
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	12.1	93.11			5	4	1
Вукошурнефть	5.1	109.07	0.1		5	5	
ВУМН (Чишманефть)	137.0	98.55	0.8	97.03	102	84	18
Газнефтедобыча	8.9	53.86	25.7	53.18	2	1	1
Геология	131.0	95.02	2.3	123.72	159	148	11
Геолого-разведочный иссл. центр	80.8	104.41	0.5	103.25	119	118	1
Геотех	102.1	99.61	3.6	102.19	69	63	6
Геотрансгаз			13.3	11.58			
Геотэкс	18.2	832.07	110.2	1026.20			
Дальпромсинтез	10.7	189.65	0.1	0.17	4	4	
ДИАЛЛ АЛЪЯНС	35.5	183.42	361.0	150.48	19	7	12
Диньельнефть	115.9	99.71	15.2	101.41			
Динью	54.0	76.14	3.3	45.07	18	16	2
Дружбанефть	16.9	99.71	0.1		30	28	2
Евро Альянс	0.1				2		2
ЕвроСибОйл	74.4		5.6		151	31	120
Елабуганефть	11.8	89.52	0.0	65.31	25	21	4
Енисей	381.2	92.50	33.9	92.85	44	40	4
ЕНЭС	14.9	108.60	0.9	111.07	10	10	
Живой источник	6.5	65.67	0.8	57.41			
Иделойл	126.9	100.56	0.8	133.27	205	195	10
Иджат	2.4	93.65	0.0	96.43	1	1	
ИНГА	130.5	171.88	15.6	91.42	45	11	34
Ингеохолдинг	5.2	119.59	0.3	120.82	2	2	
ИНК	1601.5	197.34	464.4	159.76	65	44	21
ИНК-НефтеГазГеология	42.7	277.30	21.2	43.63	1		1
Институт РОСТЭК	1.7	121.13			2	2	
Иреляхнефть	88.1	87.68	11.3	75.98			
ИТАНЕФТЬ	2.6	112.34	0.0	117.39	8	5	3
Каббалкнефтетоппром	1.6	132.12	0.1	131.18			
Калининграднефть	10.6	85.05					
Калмпетрол	10.2	63.30	0.5	63.45	6	5	1
Камчатгазпром			213.7	140.56			
КанБайкал Резорсез Инк.	248.1	138.96	21.8	117.02	40	35	5
Кара-Алтын	378.6	101.81	2.5	104.40	401	389	12
Карбон	1.2	65.10	0.3	75.62	6	3	3
Карбон-Ойл	28.9	99.34			56	55	1
КНГ-добыча	318.4	174.54	36.6	169.76	35	31	4
Колванефть	358.1	89.81	54.0	90.18	20	12	8
Комнедра (УПК Недра)	418.0	104.19	47.1	104.29	26	19	7
Конданефть	0.2		0.0				
Кондурчанефть	51.7	112.42	0.2	97.89	92	77	15
Кондурчанефть (Самара)	18.8	105.19	0.8	671.68	9	8	1
Косьюнефть	33.4	102.66	0.6	101.93	6	6	

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Кумская нефть					1		1
Ленск-Газ			25.7	151.42			
МакОйл	12.2	96.23	0.1	92.86	32	32	
Матюшкинская вертикаль	153.0	142.18	8.2	128.90	51	47	4
МЕГАЛИТ	0.5	19.80			4	1	3
Меллянефть	57.4	98.32	0.3	90.48	64	50	14
МНКТ	94.7	98.03			97	97	
Назымская НГРЭ	14.0	55.48	3.1	58.81			
НГК Горный	1.4		0.0		8		8
Негуснефть	335.4	87.11	95.0	89.10			
Недра-К	48.8	101.37	2.5	101.38	8	8	
Нефтебурсервис	0.8	33.59	0.1	51.82	14		14
Нефтегазопромысловые технологии	0.9						
НефтУС	113.7	103.70	17.2	101.00	10	5	5
Нефть (Саратовская обл.)	9.8	98.80					
Нефтьинвест	28.3	86.77	0.8	88.28	14	9	5
Нижеомринская нефть	11.1	101.26	0.7	80.96	96	30	66
Новосибирскнефтегаз	395.2	69.77	43.1	61.28	83	74	9
Нократойл	5.3	110.45	0.1	106.90	10	7	3
Норд Империял	64.9	72.44	27.9	49.36	38	26	12
Норильскгазпром	2.1	95.28	1211.6	100.84			
Нурлатская нефтяная компания	1.6	71.14	0.0	100.00	8	6	2
Ойлгазтэт	18.0	93.81	0.7	79.85	3	3	
Оренбургнефтеотдача	53.3	123.03	0.9	121.89	21	17	4
Охтин-Ойл	118.6	97.28	1.0	87.23	87	84	3
Петросах	47.8	93.18	28.7	77.20			
Печоранефтегаз	152.3	86.26	3.8	87.27	75	67	8
Печорнефтегазгазпром	3.0	99.07	92.2	98.37			
Печорская энергетическая компания	32.0	170.43	1.2	235.57	12	12	
Преображенскнефть	149.9	91.91	11.6	92.37	39	33	6
Пурнефть	76.6	136.50	44.5	261.28	29	19	10
Регион-Нефть	66.2	88.36	2.8	84.41	5	4	1
Регион-Сириус	1.4	85.87	0.0	46.67	3	3	
РедОйл	57.6		85.4		18	12	6
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	8.5	207.25	0.0	262.50	3	2	1
Речер-Коми	57.8	89.92	0.7	93.22	21	21	
Роспан Интернешнл	480.8	97.02	2550.8	101.41			
РТП-Саратов	3.4	75.89			3	1	2
Руфьеганнефть	20.9		1.5		9	4	5
Садакойл	11.1	993.46	0.3	1163.64	6	3	3
Салым Петролеум Дев. Н.В.	5757.5	90.57	224.2	86.14	499	467	32
Самараинвестнефть	113.4	110.19	1.1	113.96	62	55	7
Самара-Нафта	1875.1	113.88	81.9	163.04	177	144	33
Саратовнефтегеофизика	32.1	98.66	1.6	184.03	12	12	
Саратовнефтедобыча	16.0		1.3		1	1	
Сахалинская нефтяная компания			28.1	112.28			
Сахатранснефтегаз	0.1		2.6	67.00			
Севернефть	99.1	102.55	534.1	107.32			
Северное Сияние	49.2	64.67	5.1	62.70	12	4	8
Севернонефтегаз	112.7	94.95	16.9	94.24	9	8	1
Селена-Пермь	12.3	101.75	1.8	90.38	20	17	3
Селенгушнефть	7.5	90.80	0.0	100.00	27	24	3
Сиаль	45.7	103.29	0.6	110.05	17	8	9
СибИнвестНафта	1.2	112.32	0.1	125.00	4	2	2
СИБИНТЭК	33.5	545.40	0.7	743.16	5	5	
Сибнефтегаз			7894.6	100.10			
Сибнефть-Чукотка			21.4	95.84			
СМП-Нефтегаз	235.5	97.71	1.2	97.20	186	177	9

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, сентябрь 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2011 г., млн м³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
СпецКрит	0.6	29.91	0.0	40.82	7	3	4
Средне-Васюганское	13.3	67.37	0.8	72.72	8	7	1
СТимул-Т	75.5	99.76	4.2	102.13	16	16	
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	17.2	137.30			23	1	22
Таймыргаз	58.1	99.59	1184.9	100.86			
ТАКС	0.5	94.09					
Тарховское	259.3	103.62	17.3	107.24	548	185	363
TATEX	344.9	100.14	4.1	86.47	418	415	3
Татнефтепром	194.9	105.03	1.6	19.29			
Татнефтепром-Зюзеенефть	274.0	101.38	2.3	115.30	245	238	7
Татнефть-Геология	124.2	110.25	2.7	63.98	63	55	8
Татойлгаз	302.3	103.75	7.3	94.96	379	350	29
Тевризнефтегаз			3.9	108.01			
ТЕРРИГЕН	0.1	25.35			9		9
Технефтьинвест	2.5	141.41	0.5	142.62	11	3	8
Тиман-Печора Эксплорэйшн	19.4	79.28	3.8	78.74	5	2	3
ТНГК-Развитие	179.6	99.48			124	116	8
ТНС-Развитие	54.5	88.62	1.0	88.71	8	8	
Томская нефтегазовая компания	0.3	13.32	0.0	17.82	6		6
Томскгеонефтегаз	19.8	112.28	1.2	97.81	4	4	
Томскнефть (ВНК)	7668.1	99.23	1415.8	114.27	2919	2269	650
Трансойл	104.2	107.97	0.5	80.32	118	111	7
Транс-ойл	22.3	5100.68	0.5	1182.22	11	1	10
Троицкнефть	178.9	100.12	1.2	101.41	152	142	10
Ульяновскнефтегаз	17.0	152.17					
Уралнефтегазпром	46.8	109.33	261.7	111.12			
Уральская Нефтяная Компания	37.0	115.16			28	28	
Уренгойл ИНК					1		1
Уренгойская газовая компания			98.8	64.77			
Фроловское НГДУ	11.3	78.20	0.5	90.10	20	13	7
Ханты-Мансийская НК	8.1	121.38	0.9	110.62			
ХИТ Р	56.6	142.30	1.5	142.09	13	8	5
ЦНПСЭИ	38.9	106.18	3.4	99.85	17	16	1
Чепецкое НГДУ	30.1	85.22	0.5	819.30	34	33	1
ЧНД (Чумпаснефтедобыча)	21.0	102.04	2.4	109.37	4	4	
Шешмаойл	309.7	101.79	3.0	172.99	392	352	40
Энергетическая компания РИФ	5.4	90.71	1.5	64.35			
Южно-Аксютино	1.4	96.67	0.0	100.00	2	2	
Южно-Охтеурское	56.1	93.65	4.3	87.91	18	12	6
Юпитер-А	18.9	331.61	0.6	418.06	16	8	8
Якутгазпром	56.8	104.29	1104.3	104.80			
Ямал СПГ	1.4	93.87	57.8	187.97			
Ямалтэк			10.5	98.62			
Ямбулойл	7.5	103.91	0.0	104.76	1	1	
Янглур	110.7	102.70	95.4	84.71			
Яр-Ойл	1.6	57.22	0.0	50.00	1	1	
Прочие производители, итого	32385.2	105.45	20642.0	109.58	10763	8784	1979
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	4146.5	97.88	12775.7	110.65	24	18	6
Тоталь РРР	1147.8	107.21	145.6	111.29			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	5278.0	86.78	6761.1	105.19	44	27	17
Сахалин 1 (иностран.капитал)	4222.4	86.78	6761.1	105.19	44	27	17
Роснефть	1055.6	86.78					
Роснефть-Астра	448.6	86.78					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	607.0	86.78					
Операторы СРП, итого	10572.3	92.83	19682.4	108.72	68	45	23
Всего	386553.8	101.29	490547.8	97.39	162525	138490	24035

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-сентябрь 2012 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2012 г.	% к соответств. периоду 2011 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	37580.1	100.76	4208.1	11015.7	1165.1	12507.6
Туапсинский НПЗ	3395.7	100.01	0.0	1071.2	0.0	1504.7
Комсомольский НПЗ	5415.1	97.02	285.6	1471.7	209.0	2080.7
Куйбышевский НПЗ	4804.6	99.24	683.9	1675.0	0.0	1862.7
Сызранский НПЗ	5209.1	103.92	826.2	1518.7	167.9	1591.1
Новокуйбышевский НПЗ	5666.6	100.66	641.0	1543.3	229.7	1457.4
Ачинский НПЗ	5337.0	97.03	708.1	1586.8	154.6	2008.3
Ангарская НХК	7752.0	105.65	1063.3	2149.0	403.9	2002.7
Башнефть	15396.6	97.88	3388.1	5399.1	99.5	2190.7
Уфимский НПЗ	3970.3	87.41	826.0	1246.4	0.0	1047.7
Уфанефтехим	6441.7	107.45	1269.5	2627.2	0.0	524.6
Ново-Уфимский НПЗ	4984.6	96.01	1292.6	1525.5	99.5	618.4
Газпром нефтехим Салават	4915.1	100.82	701.4	1603.6	0.0	1170.4
Сургутнефтегаз	15583.6	98.81	1690.2	3920.9	536.9	6272.9
Киришинефтеоргсинтез	15583.6	98.81	1690.2	3920.9	536.9	6272.9
ЛУКОЙЛ	32729.8	96.74	5103.7	9099.2	1826.1	7819.5
Волгограднефтепереработка	8482.9	105.73	1250.2	2367.8	696.6	1053.4
Пермнефтеоргсинтез	9755.8	102.21	1328.0	2911.0	551.3	1570.2
Ухтанефтепереработка	2747.2	81.28	276.1	735.7	16.4	1090.1
Нижегороднефтеоргсинтез	11743.9	91.14	2249.4	3084.7	561.8	4105.8
Группа Альянс	2906.4	104.92	312.4	184.3	223.0	970.6
Хабаровский НПЗ	2906.4	104.92	312.4	184.3	223.0	970.6
Славнефть	11283.8	104.67	1755.2	2941.0	716.0	3736.0
Ярославнефтеоргсинтез	11283.8	104.67	1755.2	2941.0	716.0	3736.0
Орскнефтеоргсинтез	4333.1	111.64	677.7	1241.8	262.9	1423.6
ТНК-ВР Холдинг	17112.2	96.43	3032.6	3968.9	800.0	5455.8
Рязанская НПК	11928.7	94.78	2273.3	2862.1	800.0	4021.4
Саратовский НПЗ	5183.5	100.45	759.3	1106.8	0.0	1434.4
Газпром нефть	24150.9	101.90	5274.5	6247.8	1785.2	4248.7
Омский НПЗ	15780.9	102.38	3481.8	4243.2	1264.2	1642.5
Московский НПЗ	8370.0	101.01	1792.7	2004.6	521.0	2606.2
КраснодарЭкоНефть	1905.6	101.25	0.0	518.1	90.4	823.2
ТАИФ-НК	6183.9	99.88	427.3	1356.5	41.0	1545.1
Газпром	3963.9	109.48	1615.1	1116.5	100.4	256.0
Новошахтинский ЗНП	1637.0	83.96	0.0	0.0	0.0	822.9
Афипский НПЗ	3523.4	113.32	0.0	1309.2	0.0	1569.2
ТАНЕКО	5217.4	932.51				1526.4
Итого	188422.8	102.57	28186.3	49922.6	7646.5	52338.6
Мини-НПЗ	9222.3	115.59	171.8	1831.8	140.9	2648.5
Всего	197645.1	103.11	28358.1	51754.4	7787.4	54987.1

Экспорт нефти из России по транспортным направлениям (по системе АК «Транснефть»), январь-сентябрь 2012 г. (тыс. тонн)

Компания	С перевалкой в портах					По нефтепроводам								КТК	С начала года
Роснефть															45131.5
ЛУКОЙЛ															19880.0
Сургутнефтегаз															19229.3
ТНК-ВР Холдинг															23672.0
Газпром нефть															8824.2
Татнефть															9203.7
Башнефть															3339.7
РуссНефть															4108.3
Газпром															496.4
Операторы СРП															1162.4
Прочие недропользователи															7939.3
КТК														323.6	323.6
Всего российские ресурсы														323.6	143310.4
Транзит Казахстана															14600.0
Транзит Азербайджана															1434.1
Транзит Туркмении															13.6
Белоруссия															1235.7
Всего,														323.6	160593.7
в том числе	Усть-Луга	Ново-российск	Туапсе	Козьмино	Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия	Босния	Китай	КТК	С начала года
	8785.4	32696.1	739.5	11601.9	52555.0	15852.6	15441.4	580.0	2059.2	3986.4	4039.1	575.6	11357.9	323.6	160593.7

Освоение капитальных вложений, январь-сентябрь 2012 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	120626.5	8389.9	57640.7	9429.4	44904.0	262.5
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	69248.9	3457.6	35980.2	5558.6	24195.4	57.2
Когалымнефтегаз	24239.6	315.2	14932.8	2548.2	6386.3	57.2
Лангепаснефтегаз	11490.8	241.0	7575.9	986.9	2686.9	
Покачевнефтегаз	14383.8	126.8	8823.8	1130.5	4302.7	
Урайнефтегаз	6473.6	310.9	3252.6	752.8	2157.3	
Ямалнефтегаз	12661.1	2463.7	1395.2	140.1	8662.2	
ЛУКОЙЛ-АИК	1668.0	91.2	657.4	151.1	768.2	
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	1271.5	915.6	158.2	90.2	107.5	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми	23388.0	1729.1	7307.9	2200.8	12124.7	25.5
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	9882.2	1780.0	5006.5	160.0	2755.8	179.9
ЛУКОЙЛ-Пермь	15167.8	416.3	8530.5	1268.8	4952.3	
Роснефть	212250.0	5100.0	75894.0	15522.0	114218.0	1516.0
Ванкорнефть	78348.0		17145.0	1786.0	58521.0	896.0
Востсибнефтегаз	4163.0	352.0	1523.0	172.0	2116.0	
Грознефтегаз	561.0	401.0		84.0	76.0	
Дагнефтегаз	226.0	113.0	15.0	38.0	60.0	
Полярное Сияние	428.0	294.0	83.0	39.0	12.0	
РН-Дагнефть	122.0			79.0	43.0	
РН-Краснодарнефтегаз	1573.0	1.0	506.0	311.0	755.0	
РН-Пурнефтегаз	15252.0	440.0	5216.0	959.0	8201.0	436.0
РН-Сахалинморнефтегаз	3553.0	210.0	1619.0	358.0	1366.0	
РН-Северная нефть	4802.0	675.0	2367.0	550.0	1210.0	
РН-Ставропольнефтегаз	1056.0		413.0	320.0	178.0	145.0
РН-Юганскнефтегаз	90078.0	1983.0	42166.0	8098.0	37831.0	
Самаранефтегаз	8715.0	448.0	3388.0	1530.0	3310.0	39.0
Удмуртнефть	3373.0	183.0	1453.0	1198.0	539.0	
Газпром нефть	16493.2	824.3	7080.4	3641.5	4947.0	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	16493.2	824.3	7080.4	3641.5	4947.0	
Сургутнефтегаз	108159.8	798.7	56114.1	17603.4	33206.9	436.7
Сургутнефтегаз (УФО)	108159.8	798.7	56114.1	17603.4	33206.9	436.7
ТНК-ВР Холдинг	92261.3	2789.9	37500.3	15504.6	36465.5	1.0
Бугурусланнефть	1245.0		605.0	232.0	408.0	
Ваньеганнефть	1303.0	0.0	415.9	219.6	667.5	
Варьеганнефтегаз	2797.2	2.5	1226.2	458.2	1110.3	
Верхнечонскнефтегаз	14485.6		6950.3	2798.1	4737.3	0.0
Корпорация Югранефть	235.0		58.0	116.0	61.0	
Нижевартовское НГДП	2741.7	2.5	1475.1	326.6	937.5	
Новосибирскнефтегаз (до 09.12)						
Оренбургнефть	30257.0	1524.0	11656.0	2874.0	14202.0	1.0
Самотлорнефтегаз	14345.5	4.6	6682.4	4087.2	3571.3	
Севернонефтегаз (до 09.12)	5.5			5.5		
ТНК-Нижевартовск	5851.0	9.0	2633.0	2089.0	1120.0	
ТНК-Нягань	5424.0	133.2	862.7	1349.2	3078.9	
ТНК-Уват	13357.0	1114.1	4935.7	949.2	6357.9	
Тюменнефтегаз	213.8				213.8	
Татнефть им. В.Д.Шашина	19155.9	156.5	6776.9	637.1	10806.3	779.3
Татнефть им. В.Д.Шашина	19155.9	156.5	6776.9	637.1	10806.3	779.3
Башнефть	3812.3	490.1	1203.8	136.2	1957.3	24.8
Башнефть	3812.3	490.1	1203.8	136.2	1957.3	24.8
Славнефть	11892.0	627.0	8098.0		3167.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	11892.0	627.0	8098.0		3167.0	
РуссНефть	11603.2	179.2	5772.4	1196.6	4455.0	
Аганнефтегазгеология	570.5	1.5	124.9	78.0	366.1	
АКИ-ОТЫР	2147.1	0.0	1208.3	72.8	866.0	
Белкамнефть	1867.0	40.7	944.7	175.2	706.5	
Варьеганнефть	2893.7	2.8	1396.7	295.2	1199.0	
Западно-Малобалыкское	193.7			81.2	112.5	
Саратовнефтегаз	406.6	1.6	8.3	199.6	197.2	
Томская нефть	2707.4	15.0	1563.1	244.7	884.6	
Ульяновскнефть	817.3	117.6	526.5	50.0	123.2	
Нефтяные компании, итого	596254.2	19355.6	256080.6	63670.8	254126.9	3020.3
Всего	596254.2	19355.6	256080.6	63670.8	254126.9	3020.3

Х СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
• **ВЫСТАВКА** •

«**НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО.**»
2013

Оренбург.
Нефть.
Газ. **2013**

13 - 15
ФЕВРАЛЯ

ОРЕНБУРГ,
С-КК «ОРЕНБУРЖЬЕ»
пр-т ГАГАРИНА 21/1

- Переработка, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности
 - Техника безопасности и противопожарная защита
- Охрана окружающей среды



ОАО «УралЭкспо»

г.Оренбург, тел./факс: (3532)67-11-01, 67-11-05, 560-560

e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
для строительства / освоения / эксплуатации / ремонта скважин

18 лет на рынке
нефтепромышленного оборудования

Югсон-Сервис

ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ



Гидравлическая
установочная
компоновка
ГУК

Скважинная компоновка СК-РИР-2ПМЗ

ПРЕДНАЗНАЧЕНА для проведения РИР с применением
тампонажного материала.

КОМПОНОВКА ПОЗВОЛЯЕТ:

- провести закачку тампонажного материала в подпакерное и надпакерное пространство за одну СПО;
- сократить время проведения технологических операций в 4 раза;
- избежать простоя во время затвердевания цемента;
- **значительно снизить стоимость РИР.**

В КОМПОНОВКЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ ОБОРУДОВАНИЕ:

- пробка мостовая заливочная 2ПМЗ, оснащена сдвижным клапаном скользящего типа, среднее время разбуривания от 2 часов*;
- гидравлическая установочная компоновка ГУК, инструмент многократного действия для спуска и установки пакеров-пробок производства ООО «Югсон-Сервис», конструкция исключает возможность попадания цемента в цилиндры (при РИР).

* рекомендуется использование специального торцевого усиленного фреза, разработанного специально для максимального сокращения времени бурения мостовых пробок производства ООО «Югсон-Сервис».

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Госпаровская, 25
Тел.: (3452) 59-50-50, 50-03-09
e-mail: info@yugson.ru

www.yugson.ru, пакеры.рф

Пробка мостовая
заливочная
2ПМЗ

ВЕРХНИЙ ИЗОЛИРУЕМЫЙ ИНТЕРВАЛ

НИЖНИЙ ИЗОЛИРУЕМЫЙ ИНТЕРВАЛ

**Тампонажный раствор под мостовой пробкой
ОСТАЕТСЯ НА МЕСТЕ** даже при посаженном
пластовом давлении