

03'11

АРКТИЧЕСКИЙ АЛЬЯНС: ПОПАЛ ПОД ТАНК?

НАЛОГОВАЯ ГОМЕОПАТИЯ:

ПОТЕЛ ЛИ БОЛЬНОЙ ПЕРЕД КОНЧИНОЙ?

ФОНДОВЫЙ РЫНОК: СПЕКУЛЯНТЫ НЕ ВЕРЯТ В НЕФТЯНКУ

БИРЖЕВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ: ЕСТЬ ЛИ ЗОЛОТАЯ СЕРЕДИНА?



МИРОВЫЕ ИТОГИ: НЕФТЬ '2010

СРЕДНЯЯ ЦЕНА ПОДНЯЛАСЬ ДО \$79,6/БАРР, НА \$17 ВЫШЕ 2009 ГОДА
МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ВЫРОСЛИ ПОЧТИ НА 32 МЛРД ТОНН, ДО 216 МЛРД
ДОБЫЧА СОСТАВИЛА 3,580 МЛН ТОНН, НА 1,7% БОЛЬШЕ, ЧЕМ В 2009 ГОДУ

МИРОВЫЕ ИТОГИ: ГАЗ '2010

СПОТОВЫЕ ЦЕНЫ В ЕС СРАВНЯЛИСЬ С РОССИЙСКИМИ ТРУБНЫМИ
МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ВЫРОСЛИ НА 2,4% И СОСТАВИЛИ 191,7 ТРЛН М³
В МИРЕ ДОБЫТО 3,1 ТРЛН М³ ГАЗА, НА 2,7% ВЫШЕ РЕКОРДНОГО 2008 ГОДА

Новый уровень энергоэффективности



Насосно-компрессорные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK FMT для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором и работы в H₂S и CO₂ среде.

Обсадные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK PF ET для газовых и нефтяных скважин, 100% эффективность на растяжение и сжатие, применимы для спуска обсадных колонн с вращением верхним приводом и бурения на обсадной колонне.

Высокопрочные бурильные трубы с высокомоментным замком TMK TDS и увеличенным циркуляционным каналом, совместимы с трубами по API, ГОСТ и применимы для бурения скважин с S-образным профилем.

Комплексное применение высокотехнологичных труб TMK способно увеличить энергоэффективность при освоении месторождений на **25—30%**



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

TMK-Премиум Сервис
105064, Россия, Москва, М. Казенный пер., д. 3,
Бизнес-центр «Покровский Двор»
тел.: +7 495 411-5353, факс: +7 495 411-5363
E-mail: premium@tmk-group.com



Аналитический журнал
№ 3 (256)
февраль 2011 г.

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: (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
Марат Гилманов marat@ngv.ru

Карикатурист
Евгений Кран kran_e@mail.ru

Художник-иллюстратор
Сухорукова Ирина

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

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

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

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

Менеджер по компьютерному оборудованию
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

Отдел маркетинга и рекламы:
Татьяна Адыякова tata@ngv.ru
Павел Наумов paveln@ngv.ru
Любовь Фролова fl@ngv.ru
Дарья Соколова DSokolova@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 Гусарь, 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

Представитель в Западной Сибири:
Оксана Задорожная
Тел.: (922) 0466-240
466240@rambler.ru

Фото: Максим Смирнов,
ООО «Нефтегазовая Вертикаль»

Журнал зарегистрирован Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии «Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2011

При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:

ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог «Пресса России» том 145380

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

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ



Польша выходит из тени?

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»

4

Активы в обмен на нефть

Казахстан ищет российского партнера на 50% акций Павлодарского НХЗ

ОЛЕГ ЛУКИН, «Нефтегазовая Вертикаль»

10

Трансафганский форсаж

Туркменистан ускоряет прокладку Трансафганского газопровода

ОЛЕГ ЛУКИН, «Нефтегазовая Вертикаль»

14

Время выбирать маршруты

ТАГИ ТАГИЕВ, «Нефтегазовая Вертикаль»

18

«ТЭК России в XXI веке» — новый этап развития

АНДРЕЙ ЕПИШОВ, ММЭФ «ТЭК России в XXI веке»

22

МИРОВЫЕ ИТОГИ '2010 И ТЕНДЕНЦИИ

Мировые итоги: нефть '2010

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»

24

Мировые итоги: газ '2010

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»

32





ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Альянс репутаций

Партнерство «Роснефти» с BP стало отраслевой сенсацией международного масштаба

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН, «Нефтегазовая Вертикаль»

40

Налоговая гомеопатия

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН, «Нефтегазовая Вертикаль»

46

Спекулянты не верят в нефтянку

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

52

Блиц-опрос «Нефтегазовой Вертикали»

60

Биржевое регулирование: есть ли золотая середина?

ПАВЕЛ СТРОКОВ, Директор по развитию ИАЦ «КОРТЕС»

68

СТАТИСТИКА

75



Геонавигация

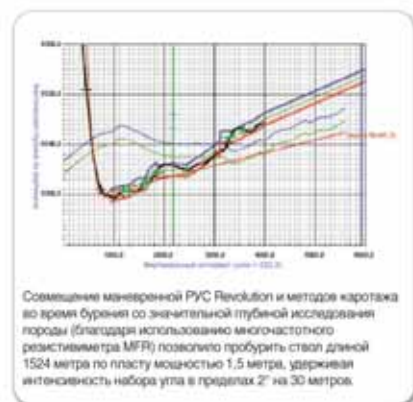
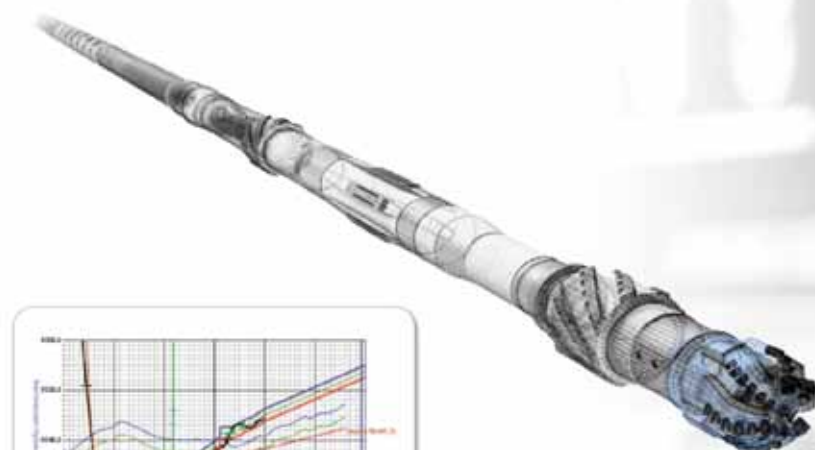
Оптимизация пространственного положения скважины и минимизация возможных рисков

Датчик многочастотного измерения удельного сопротивления (резистивиметр) MFR способен проводить каротаж сопротивления на 12 различных уровнях глубины исследования. MFR применяется для построения и уточнения прогнозных моделей в ходе бурения, что позволяет заранее намечать лучшую траекторию скважины.

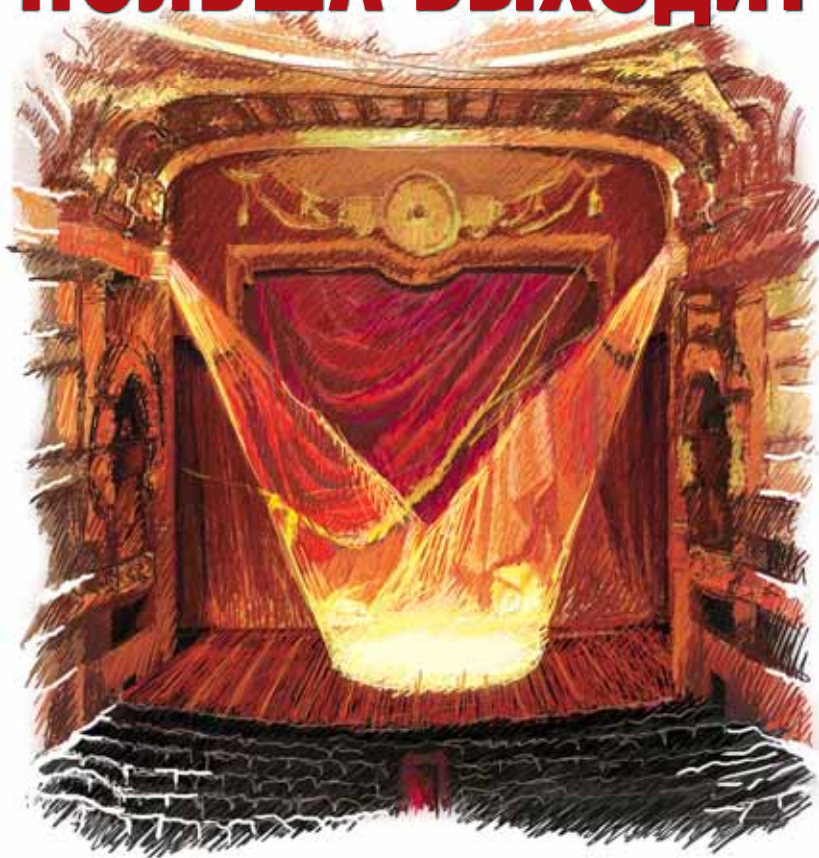
Штат опытных инженеров-геологов и круглосуточный режим проведения работ гарантируют своевременное применение наиболее подходящих технологических решений.

Комплект приборов, требуемых для геонавигации (включая MFR Plus - датчик каротажа удельного сопротивления, обладающий наибольшей глубиной исследования по сравнению с аналогами), в сочетании с роторной управляемой системой **Revolution® (РУС)** или с забойными двигателями компании **Weatherford** обеспечивают точную проводку ствола скважины в наиболее перспективных участках пласта.

Иллюстрацией возможностей компании Weatherford может служить **горизонтальный участок скважины** в Абу-Даби длиной 1278 метра, пробуренный в пласте мощностью 1,8 метра без выхода из него.



ПОЛЬША ВЫХОДИТ ИЗ ТЕНИ?



Польша имеет шанс занять важное место в Восточной Европе. Три предпосылки позволяют говорить об этом: газ из сланцев, терминал СПГ и интеграция с общеевропейскими газопроводными сетями. Пока эти проекты в потенциале и развитии, но если реализуются, то в перспективе самая крупная в составе ЕС страна бывшего соцлагеря может стать второй Норвегией в газобеспечении Европы. В этом контексте улучшение отношений России с Польшей, заключенные соглашения и предпринятые шаги в направлении участия российских компаний в энергетическом секторе представляются не только весьма своевременными для решения сиюминутных проблем, но и залогом на будущее.

2 014 год для Польши может стать рубежом, за которым начнется реальное движение к газовой независимости. Но пока страна балансирует на грани газового дефицита, вывести из которого ее могут только дополнительные поставки газа из-за рубежа.

Структура газового рынка

Структура газового рынка в Польше существенно отличается

от большинства западных участников Европейского союза. И эти отклонения, по мере внедрения требований Третьего энергетического пакета в других странах, становятся все более значительными.

В отличие от большинства стран ЕС, где в разной степени присутствует компонент биржевой торговли и газовых хабов, в Польше торговые операции осуществляются исключительно на основе двусторонних контрактов,

обычно долгосрочных или с открытой датой, т.е. ликвидность на газовом рынке практически отсутствует.

Другая особенность польского оптового рынка в том, что он недостаточно интегрирован в европейскую газопроводную систему. Пункт Łasów на границе с Германией — фактически единственная связь национальной газопроводной системы с европейской.

Все 100% мощностей на входах трансграничных газопроводов зарезервированы за PGNiG SA. Эта госкомпания занимает доминирующее положение, являясь одновременно основным импортером и производителем газа в стране, а также владельцем 100% емкостей газовых хранилищ.

На розничном рынке PGNiG контролирует 98% продаж внутренним потребителям. Поэтому разница между оптовыми и розничными ценами в Польше незначительна. Цены регулируются государством. Компании, которые не входят в группу PGNiG, в основном перепродают газ, приобретенный у монополиста. Они транспортируют его по собственным распределительным сетям и не имеют права перепродавать другим поставщикам.

В качестве равновесия PGNiG запрещено предлагать свой газ потребителям, которых снабжают эти компании. Таким образом, несмотря на якобы существующие параконкурентные условия, возможностей у потребителя сменить поставщика фактически нет.

Магистральные газопроводы принадлежат государству и управляются государственным оператором Gaz-System S.A.. Поставками внутренним потребителям занимаются шесть независимых локальных операторов, а также 14 предприятий в составе интегрированных энергетических групп, как правило, владеющих электро-мощностями.

Долгосрочное развитие энергетики Польши на национальном уровне определяется Энергетической политикой Польши до 2030

года, утвержденной правительством год назад. В документе сформулированы, среди прочих, три основные задачи: отход от регулирования рынка, стимулирование конкурентной среды и внедрение механизма рыночного ценообразования на газ.

На первой стадии либерализации газового рынка приоритет должен быть отдан созданию реальных конкурентных возможностей среди поставщиков в рамках долгосрочных контрактов. Газ должен продаваться не только на входе и выходе, но и в других пунктах трубопроводной сети. На второй стадии должен быть создан спотовый рынок со всеми диверсифицированными инструментами.

Газоснабжение

Внутреннее потребление газа последние годы остается стабильным на уровне 13 млрд м³ в год. Наибольшая доля газа используется в промышленном секторе (см. «Структура распределения газа...»). Видимое отсутствие роста спроса связано с недостаточным покрытием территории распределительными газопроводами.

Потенциал же роста велик, так как потребление газа на душу населения в Польше почти самое низкое в Европе (меньше только в Швеции). С вводом строящихся переключек и отводов в ближайшие два года ожидается рост спроса до 15–16 млрд м³. В более отдаленной перспективе, по мере развития газовой энергетики, спрос превысит 20 млрд м³ (см. «Прогноз спроса и добычи»).

По официальной оценке запасы газа из обычных месторождений в Польше составляют 140,6 млрд м³, в том числе 101,2 млрд м³ на разрабатываемых месторождениях. В стране 270 месторождений, которые преимущественно сосредоточены в двух регионах.

Собственная добыча, которая составляет 4 млрд м³ в год, обеспечивает менее трети газовых потребностей страны; остальной спрос покрывает ввозной газ, в основном из России (см. «Источники газа»). Германия — второй по значению экспортер газ, откуда

компания VE-T и E.ON в 2009 году поставили около 1 млрд м³ газа, втрое увеличив объем по сравнению с 2005 годом.

Вплоть до 2015 года увеличения добычи в стране не предвидится, так что рост спроса может быть обеспечен только за счет импорта. При этом новые каналы поставок не появятся как минимум до конца 2014 года, а количество действующих сокращается. В 2007 году прекратился экспорт из Норвегии, откуда в течение пяти лет поступало до 0,5 млрд м³ газа в год; с начала 2009 года с польского рынка ушла RosUkrEnergo, а недавно окончательно сорвался контракт с E.ON о дополнительных поставках 0,35 млрд м³ газа.

Так что перед угрозой газового дефицита Польша, по крайней

мере, до конца 2014 года осталась один на один с Россией.

К газовой независимости

Движение к независимости и диверсификации газоснабжения предполагается по трем направле-

На розничном рынке PGNiG контролирует 98% продаж внутренним потребителям: возможностей у потребителя сменить поставщика фактически нет

ниям. В том случае, если все проекты реализуются по наилучшему сценарию, Польша не только выйдет на уровень самообеспеченности, но может стать восточноевропейским газовым хабом.



www.pta-expo.ru

III Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации

ПТА-Сибирь 2011



• 13–15 апреля •

г. Новосибирск

Организатор: Экспотроптика

Новосибирск: Тел.: (383) 230-27-25 • E-mail: nsk@pta-expo.ru

Москва: Тел.: (495) 234-22-10 • E-mail: info@pta-expo.ru

Первое — увеличение внутренней добычи. Судя по резкому росту лицензионной активности в течение следующих пяти лет Польша обещает стать одной из самых горячих точек нефтегазовой разведки в мире. Традиционно вялый процесс выдачи лицензий практически остановился после 2001 года. Но с 2007 года он возобновился и продолжает развиваться в нарастающем темпе (см. «Поисково-разведочная активность»).

Вплоть до 2015 года увеличения добычи в стране не предвидится: перед угрозой газового дефицита Польша минимум до конца 2014 года осталась один на один с Россией

В настоящее время в стране действуют 224 лицензии, покрывающие треть территории страны. Из них 134 (60%) выданы в последние четыре года. Лицензии держат более 20 операторов, в том числе несколько мейджеров.

Движение к независимости и диверсификации газоснабжения предполагается по трем направлениям: собственная добыча, СПГ и европейская интеграция газопроводов

В течение следующего десятилетия намечено бурение 373 разведочных скважин, из них 155 оговорены в лицензионных соглашениях, т.е. обязательны. В период наибольшей активности в

Структура распределения газа в 2009 г.

	Объем, млн м ³	Доля, %
Всего поставки	13 241	100
Оптовые покупатели (для перепродажи)	222	1,7
Технологические нужды и потери	169	1,3
Экспорт (в Германию)	39	0,3
Конечные потребители на внутреннем рынке	12 811	96,7
Промышленный сектор	7 735	58,4
Коммерческий сектор	1 352	10,2
Бытовой сектор	3 724	28,1
Источник: Energy Regulatory Office in Poland		

2011–2015 годах ежегодно будет в бурении в среднем 62 разведочные скважины, втрое больше, чем в предыдущие десятилетия.

Ключевой драйвер интереса к польским недрам, безусловно, сланцевый газ.

Rystad Energy AS, норвежская консалтинговая компания, на основе данных Польского геологического института и по результатам проведенных к настоящему времени исследований, включающих геологическое сопоставление с залежами в США, оценивает извлекаемые запасы газа в сланцевых залежах Польши в 1 трлн м³.

Wood Mackenzie считает, что их может быть 1,4 трлн м³, Advanced Resources International дает самую оптимистичную оценку — 20 трлн м³ общих ресурсов и 3 трлн м³ извлекаемых запасов. Эксперты признают высокую степень неопределенности оценки, с равной вероятностью их дальнейшей коррекции в ту или другую сторону. Однако наличие потенциала уже никто не отрицает.

Министерство окружающей среды Польши (орган, регулирующий лицензионную деятельность в сфере недропользования) сообщает, что обоснованная информация о размере ресурсной базы сланцевого газа появится через 4–5 лет, когда будут подведены итоги разведочного и оценочного бурения.

По состоянию на июль 2010 года 18 польских и иностранных компаний имеют 63 лицензии, дающие право на разведку нетрадиционных залежей газа. Сланцевые перспективы привлекли в Польшу крупные компании; среди них Exxon Mobil Corp., Chevron Corp., Marathon, Devon Energy.

ConocoPhillips работает в стране со своим восточноевропейским партнером Lane Energy; Talisman имеет три собственные лицензии и участвует в трех других вместе с San Leon Energy. Недавно стало известно, что ENI покупает компанию Minsk Energy Resources, которая имеет три лицензии на сланцевый газ в перспективном Балтийском бассейне на северо-востоке страны.

Источники газа, млн м³

	2005 г.	2009 г.	Примечания
Собственная добыча	4 318	4105	31% поставок в 2009 г.
Импорт	9 690,6	9 135,9	69% поставок в 2009 г.
Всего поставки	14 008,6	13 240,9	
Источники импорта			
Россия	6 340	7 474,7	Долгосрочный контракт с «Газ-пром экспортом» до 2022 г.
Центральная Азия	2 533	662,5 (Туркменистан)	Поставки через Россию
Германия	330,6	993,4	Контракт до 2016 г.
Украина	1,2	5,0	Контракт с Naftogaz до 2020 г.
Чехия	0,3	0,3	
Норвегия	485,1	0,0	
Источник: Energy Regulatory Office in Poland			

В настоящее время компании выходят на этап бурения. Lane Energy была первой компанией, начавшей бурение в июне 2010 года. Начало добычи ожидают не раньше чем через 10 лет. По некоторым оценкам, в идеальном варианте она может составить 20 млрд м³ в год.

Помимо сланцевого газа, в Польше есть другие источники нетрадиционного газа — метан угольных пластов и газ плотных пород. Интерес к угольному газу прошел пик в 1990-е годы без конкретных результатов, а газ плотных пород только начинает привлекать внимание. В июле PGNiG провела первую в стране операцию разрыва пласта в скважине Markowola-1. Если результаты будут положительными, то добыча может начаться через 3–4 года.

Второе направление диверсификации газоснабжения связано с СПГ. Общая стоимость строительства терминала СПГ в Свиноустье оценивается в 936 млн евро. После того как в октябре Германия сняла свои возражения по поводу потенциального экологи-

ческого влияния терминала, Еврокомиссия одобрила предоставление гранта на его строительство размером в 80 млн евро.

Проект привлек внимание нескольких коммерческих банков, которые уже подписали письмо о намерениях обеспечить финансирование. В частности, ЕБРР готов предоставить компании 120 млн евро.

Мощность терминала составит 5 млрд м³ с возможностью увеличения до 7,5 млрд м³. Polskie LNG S.A., 100%-ное дочернее предприятие Gaz-System, рапортует, что работы идут с опережением графика на два месяца. Строительство ведет иностранный консорциум Saipem-Techint-PBG. В 2012 году начнется сооружение газопровода, в 2013-м он будет соединен с терминалом. Строительство терминала должно быть закончено в июне 2014 года.

PGNiG S.A. имеет 20-летний контракт на поставки 1,3 млрд м³ СПГ в год с Qatargas Operating Company.

Третий вектор развития газовой независимости связан с ин-

теграцией польской газопроводной системы в общеевропейские сети. На наиболее продвинутой стадии находятся два проекта: увеличение пропускной способности интерконнектора с Германией в пункте Lasów с 0,9 до 1,9 млрд м³ в год (в перспективе до 3 млрд м³) и строительство нового интерконнектора с Чехией.

В течение следующих пяти лет Польша обещает стать одной из самых горячих точек нефтегазовой разведки в мире

Через 3–4 года предполагается строительство трубопроводов в Словакию и Литву. Эксперты Gaz System и литовской Lietuvos

В стране действуют 224 лицензии, покрывающие треть территории страны: в течение следующего десятилетия намечено бурение 373 разведочных скважин

Dujos готовят предварительное ТЭО литовского проекта; документы должны быть готовы в середине 2011 года.



научно-производственное предприятие

БУРИНТЕХ

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ

корпус долота изготовлен из твердого спеченного сплава, позволяющий резко повысить эрозионную стойкость корпуса, возможность его многократного использования, режущая структура долота снижает риск повреждения механической скорости при чередовании пород.

2008 год



породоразрушающий рдс-инструмент
фрезерный инструмент
ясы, керноотвертные снаряды
интегрированный сервис

КОЛИЧЕСТВО ЛОПАТОВ 6

рдс режущий
наивысшей неравномерности

сплошные насадки

корпус из твердого сплава
(матричный)

присоединительная резьба 2-11/7

модель бур - 220,7 шт 618 ундр

450029, Россия, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1
Тел.: (347) 260-87-90, факс: (347) 281-25-33

www.burintekh.com

В планах PGNiG создание четырех перемычек, которые объединят существующие трубопроводы в так называемое «север-

Ключевой драйвер интереса к польским недрам, безусловно, сланцевый газ: обоснованная информация о размере ресурсной базы появится через 4–5 лет

ное кольцо» с выходом на трансграничные пункты соединения с европейской системой, а также модернизация и расширение газопроводной системы в центральной части страны.

Сланцевые перспективы привлекли в Польшу крупные компании: ныне они выходят на этап бурения

Целевая структура газоснабжения Польши предполагает к 2015 году снижение доли импорта с востока с 61% до 40% и увеличение поставок с запада с 7,5% до 30% (см. «Текущая и целевая структура поставок газа»).

Новый поворот...

Как ни называй результаты подписанного в октябре соглашения «Газпрома» и PGNiG, прежде

Целевая структура газоснабжения Польши предполагает к 2015 году снижение доли импорта с востока с 61% до 40% и увеличение поставок с запада с 7,5% до 30%

всего, оно знаменует новый поворот в отношениях двух компаний. Дополнение к контракту о постав-

Прогноз спроса и добычи, млрд м³

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2015 г.	2020 г.
Спрос	12 627	15 315	16 054	18 370	21 760
Добыча	4 500	4 535	4 550	6 540	?
Потребность в импорте	8 127	10 780	11 504	11 830	?

Источник: Energy Regulatory Office in Poland

ках российского газа в Польшу предусматривает возможность последовательного увеличения импорта из России максимально до 11 млрд м³.

Сам «Газпром» делает упор именно на рост поставок. По основному контракту формальный объем составляет 7,45 млрд м³ газа, теперь он увеличен до 9,7 млрд м³ в 2010 году, 10,5 млрд м³ в 2011-м и в дальнейшем, в зависимости от спроса на польском рынке, до 11 млрд м³.

Если учитывать, что в 2009 году фактический экспорт в Польшу составлял 9 млрд м³, то по объемам увеличение не столь значительно. Другое дело, если новое соглашение предусматривает условие «бери или плати», однако об этом ничего не говорится. Но даже если так, то в период 2012–2022 годов оговоркой «в зависимости от спроса» это обязательство автоматически снимается. Гораздо большее значение для «Газпрома» имело бы увеличение срока контракта, однако он остался без изменений до 2022 года.

Изменилось же как раз то, что «Газпрому» совсем не нужно, — ситуация с транзитом по газопроводу Ямал–Европа. Как известно, польским участком газопровода Ямал–Европа владеет СП EuroPol-

Gas, в котором по 48% принадлежит «Газпрому» и PGNiG и 4% Gas-Trading S.A., в которой более 80% принадлежит польским компаниям, включая PGNiG (по сообщениям, основные владельцы в скором времени будут иметь по 50%).

25 октября по соглашению с EuRoPol Gaz функции оператора польского участка газопровода Ямал–Европа на период до 2019 года передаются госкомпаниям Gaz-System S.A., которая по отношению к тандему «Газпром» — PGNiG является «третьим лицом».

Ставка на транзитный тариф будет устанавливаться в офисе Энергетического регулирования в Польше (ERO). Однако по разъяснениям представителей «Газпрома» рассчитывать эту ставку якобы по-прежнему будет владелец трубопровода, т.е. EuroPolGas.

В России эта казуистика оценивается как удачное решение, которое соблюдает требования ЕС и не ущемляет интересы «Газпрома». «Мы нашли хорошую формулу, которая не ущемляет наши принципиальные интересы», — цитирует Интерфакс министра энергетики С.Шматко.

Но так ли это? Операторское соглашение по эксплуатации газопровода Ямал–Европа предполагает теоретическую возможность

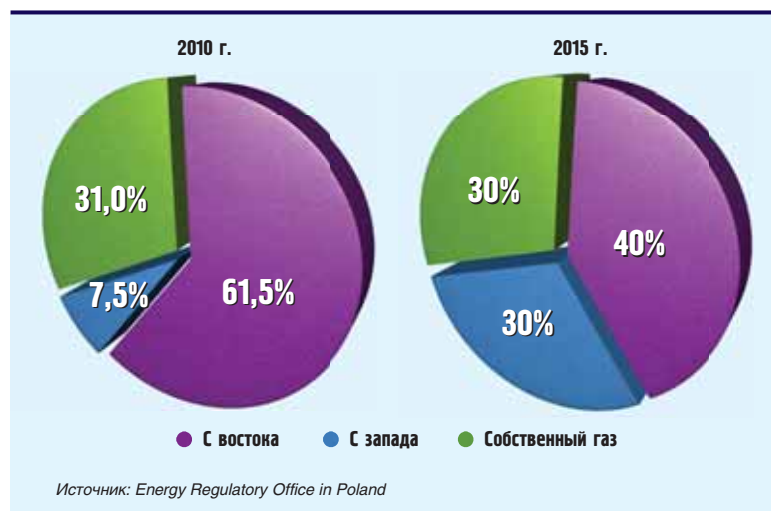
Поисково-разведочная активность

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Всего
Выданные лицензии	14	24	0	3	0	0	3	23	37	50	24	178*
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
Разведочные скважины	20	48	70	64	77	52	22	10	5	4	1	373
В т.ч. обязательные	11	19	33	23	41	21	6	1	—	—	—	155

* плюс 46 активно действующих лицензий, выданных до 2000 года

Источник: Rystad Energy AS, по данным Министерства экологии Польши

Текущая и целевая структура поставок газа



доступа третьих лиц к газотранспортной системе. По соглашению в обязанности оператора, в том числе, входит оповещение о наличии свободных мощностей в системе и в рамках их объема заключения новых контрактов на прокачку.

Через месяц после подписания соглашения Gaz-System S.A. поместила на сайте сообщение, что не позднее чем в первом квартале 2011 года начнет регулярно публиковать подтвержденную ERO информацию о технической, законтрактованной и свободной мощности на входе и выходе системы. Напомним, что ERO — это административный орган Польши, который отчитывается перед ЕС.

В «Газпроме» эти функции считают чисто формальными, а возможность подключения третьих лиц лишь теоретической возможностью, так как практически все мощности законтрактованы на долгосрочную перспективу.

Но не просчитался ли «Газпром»? С пуском «Северного потока» и терминала СПГ, который планируется подключить к трубопроводу Ямал–Европа, схема газовых потоков может измениться, и на магистральном направлении Ямала–Европы в Германию вполне могут появиться свободные мощности.

Распоряжаться же ими, под пристальным надзором ЕС, будет не EuRoPol Gaz, а Gaz-System. Так что формальные функции Gaz-System на вполне легальных

основаниях могут легко стать фактическими. Как говорится, «палец в рот не клади...».

Задавшись вопросом, кто в выигрыше, сопоставим, чего добивался на протяжении пятилетних разборок с Польшей «Газпром» и что реально получил?

Получается, что Польша и ЕС переиграли «Газпром». Однако в этом есть и позитив. Улучшение отношений с Польшей, которая в обозримом будущем может занять важное место в системе газообеспечения Европы, возможно, принесет «Газпрому» свои дивиденды. Например, через СП EuroPol-Gas «Газпром» может принять участие в строительстве объектов газовой электроэнергетики, которое имеет большое будущее в Польше. (см. «Кто в выигрыше?»)

В свою очередь польская PGNiG стремится добывать газ в России, который автоматически пополнит объем поставок газа в Польшу по газопроводам «Газпрома». Кроме того, на фоне потепления межгосударственных отношений российский бизнес получает шанс принять участие в приобрете-

нении польских активов в рамках предстоящей приватизации в стране (в частности, «Газпром нефть»,

Соглашения «Газпрома» и PGNiG знаменуют новый поворот в отношениях двух компаний, однако срок контракта остался без изменений до 2022 года

наряду с «Роснефтью», интересуются компанией Lotos).

Результат соглашений с Польшей дает основание надеяться,

Функции оператора польского участка газопровода Ямал–Европа на период до 2019 года «формально» передаются госкомпаниям Gaz-System, которые на вполне легальных основаниях могут легко стать фактическими

что «Газпром» перестает чувствовать себя эксклюзивом в новой схеме энергетического мира и готов принять его условия. Можно предположить, что «Газпром» перенесет новое отношение к европейскому рынку на другие восточноевропейские страны.

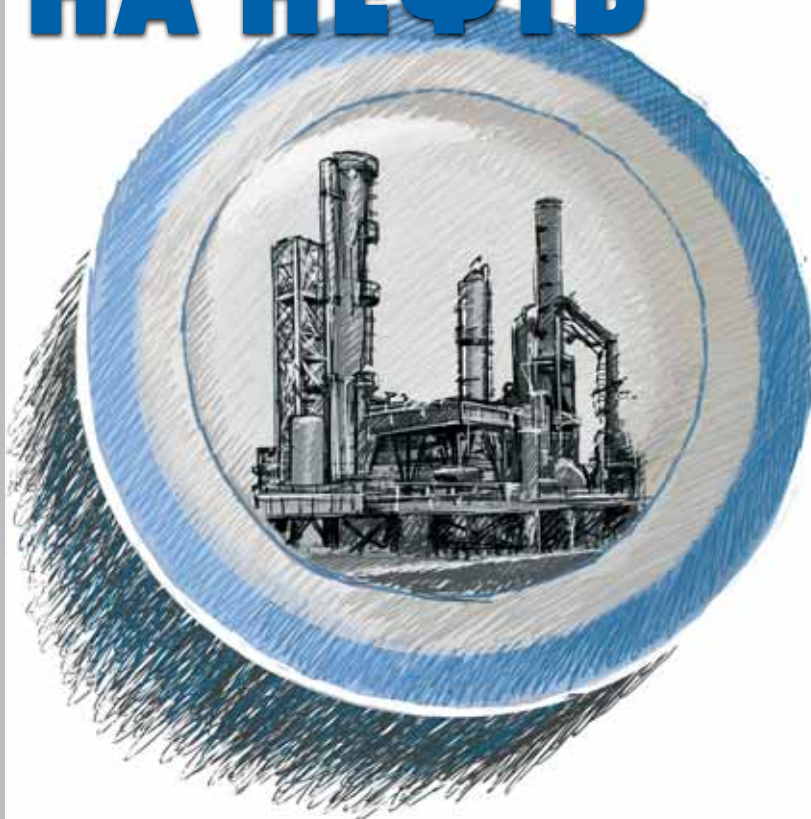
Получается, что Польша и ЕС переиграли «Газпром», однако улучшение отношений с Польшей, возможно, принесет «Газпрому» свои дивиденды

Более других зависящие от российского газа, эти страны, в свое время служившие буфером между СССР и Западом, и теперь могут сыграть похожую роль, проложив дорогу к сближению интересов «Газпрома» с Европой. Какие-то шаги в этом направлении могут быть предприняты во время президентства Польши в ЕС, которое начинается со второго полугодия 2011 года. ■

Кто в выигрыше?

Газпром добивался	Результат
Продления контракта на поставки газа в Польшу до 2037 года	Не получил
Продления контракта на транзит до 2045 года	Не получил
Увеличение объема поставок	Получил, но без обязательств на период 2012–2022 гг.
Сохранение прав EuroPolgas на все операции в прежнем режиме	Не получил
Сведение роли Gaz-System к сервисным функциям	Только в представлении «Газпрома». Фактически — под вопросом

АКТИВЫ В ОБМЕН НА НЕФТЬ



У нефтяных компаний России есть шанс стать в этом году совладельцем самого крупного из трех нефтеперерабатывающих предприятий Казахстана. В 2010 году попытка «КазМунайГаза» найти российского партнера на владение 50% акций Павлодарского нефтехимического завода не увенчалась успехом. В значительной мере негативную роль в этом сыграли опасения, что поставки российской нефти в Казахстан могут оказаться нерентабельными из-за планов Москвы ввести таможенную пошлину на экспорт нефти в РК. Однако в начале 2011 года Москва решила не взимать ее, по крайней мере, до 2015 года. Это создает более привлекательные условия для приобретения активов казахского завода.

В 2011 году «КазМунайГаз» (КМГ) продолжит переговоры с российскими нефтяными компаниями о продаже 50% акций Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ). Переговоры об этом велись с середины прошлого года, но пока безрезультатно. Теперь, судя по последним заявлениям руководства КМГ, казахстанская сторона готова пойти на уступку потенциальному партнеру.

Астана готова уступить

В прошлом году российским компаниям предлагались акции только завода. В то же время российская ТНК-ВР, проявлявшая высокий интерес к сделке, была готова стать совладельцем ПНХЗ, но вместе с 230 автозаправочными станциями, на которых реализуется топливо завода.

Тогда КМГ на это не согласился, но теперь готов пойти на ком-

промисс. По словам руководителя «КазМунайГаза» Каиргельды Кабылдина, к продаже будут предложены не только акции самого завода, но и сети АЗС.

ПНХЗ является самым крупным из трех действующих в Казахстане НПЗ. Его проектная мощность составляет 7,5 млн тонн нефти в год. Для сравнения: Атырауский НПЗ способен перерабатывать 4,9 млн тонн в год, завод Petro-Kazakhstan Oil Product (бывший Шимкентский НПЗ) — 5,2 млн тонн в год.

В настоящее время на долю ПНХЗ приходится 35% перерабатываемой нефти в РК. Так, по итогам 2010 года, переработано 13,7 млн тонн нефти (на 13% больше 2009 года). Из них на долю ПНХЗ пришлось 4,8 млн тонн, Атырауского НПЗ — 4,3 млн тонн, Petro-Kazakhstan Oil Product — 4,6 млн тонн.

В то же время построенный в 1978 году ПНХЗ технологически рассчитан на переработку западносибирской нефти, которая поступает на завод по нефтепроводу Омск–Павлодар. После распада СССР у Казахстана возникли проблемы с загрузкой предприятия сырьем. И сейчас республика, добывающая ежегодно до 70 млн тонн нефти, вынуждена закупать для него нефть в России.

Желание КМГ продать российскому партнеру половину акций ПНХЗ вызвано не только стремлением обеспечить предприятие стабильной загрузкой сырьем, но и необходимостью найти средства на планируемую модернизацию завода, в результате которой станет возможным производить на его установках топливо по стандартам Евро-4 и Евро-5.

Казахстанский флагман

ПНХЗ является технологически наиболее оснащенным нефтеперерабатывающим предприятием Казахстана. Несмотря на низкий уровень загрузки, завод обеспечивает поставки нефтепродуктов по всему северному Казахстану. Техническое состояние завода относительно благополучно и позволяет выпускать широкий ассортимент продукции, в котором доля

светлых нефтепродуктов достигает 36%. Глубина переработки нефти на ПНХЗ составляет 85%.

ПНХЗ выпускает бензины автомобильных марок АИ-80, АИ-93, АИ-96, АИ-98, дизтопливо, реактивное топливо ТС-1, мазут топочный М-100, сырье нефтяное для производства технического углерода марки А, сжиженный газ, нефтяной битум, нефтяной кокс, техническую серу. Из-за нехватки сырья большинство установок ПНХЗ имеют низкие коэффициенты загрузки: около 45% для установки гидроочистки вакуумного газойля, 70% — для атмосферной ректификации, риформинга и УЗК.

Доля завода в общем объеме производства нефтепродуктов в стране по керосину и высокооктановым бензинам составляет 50%, по дизельному топливу — 40%. Продукцию завода на территории Казахстана реализует сеть АЗС, принадлежащих ТОО «Гелиос». Часть продукции экспортируется на рынки России, Монголии, Киргизии, Польши и Афганистана.

В частности, выпускаемый на заводе кокс пользуется большим спросом на металлургических предприятиях России, в том числе ОАО «Красноярский Алюминиевый завод», ОАО «Братский Алюминиевый завод».

В сентябре 2010 года ПНХЗ запустил в опытно-промышленную эксплуатацию узел ввода октаноповышающей добавки N-метиланилина «Каскад» для увеличения выпуска высокооктановых автобензинов. Добавка используется для получения необходимой детонационной стойкости бензина и корректировки октанового числа. Узел предназначен для приема, хранения и дозирования до 9 тыс. тонн октаноповышающей добавки в год. Пропускная способность узла по автомобильному бензину — 1 млн тонн в год.

В рамках программы модернизации на ПНХЗ предусмотрены реконструкция установки гидроочистки дизтоплива, строительство новых установок изомеризации и селективного обессеривания бензина, каталитического крекинга. Инвестиции в проект оцениваются в \$1 млрд. Финансирование организует итальянская ENI. Срок реализации проекта — до 2014 года.

ТЭО реконструкции завода планировалось подготовить до конца 2010 года. Однако из-за неясности с будущим совладельцем, с которым придется согласовывать план реконструкции, его перенесли на 2011 год. Кроме того, открытым остается и вопрос, стоит ли в рамках реконструкции перепрофилировать установки ПНХЗ на переработку казахстанской нефти.

Пока КМГ планирует продолжать закупки российской нефти для загрузки завода. Однако для снижения зависимости от российского сырья на ПНХЗ в 2011 году планируется построить сливную эстакаду мощностью 2 млн тонн, которая позволит принимать нефть казахстанских производителей. Стоимость проекта составляет около \$30 млн.

Дорогие активы

В настоящее время ПНХЗ полностью принадлежит государству. В августе 2009 года АО «Торговый дом «КазМунайГаз» (100%-ная «дочка» «КазМунайГаза») выкупило 58% акций ПНХЗ у ТОО «Refinery Company RT». Владелец остальных 42% акций завода является госфонд «Самрук-Казына».

Это приобретение обошлось КМГ в \$1,2 млрд, которые еще не до конца выплачены бывшему владельцу. Кроме того, в ближайшие четыре года КМГ понадобится вложить еще \$1 млрд в модернизацию этого предприятия. В 2009 году правительство Казахстана утвердило комплексный план модернизации всех трех НПЗ до 2015 года.

Вместе с тем, «КазМунайГаз» сейчас испытывает трудности с привлечением инвестиций в модернизацию всех НПЗ, в которую необходимо инвестировать около \$4 млрд. Эта проблема связана с тем, что сегодня нефтепереработка не только в республике, но и в мире находится на низком уровне доходности. И банки не заинтересованы выдавать кредиты на подобные проекты. В Казахстане на низкую рентабельность работы НПЗ влияет и государственное регулирование цен на нефтепродукты, что снижает возможности наращивать прибыль НПЗ.

По неофициальной информации, «КазМунайГаз» намерен продать 50% акций ПНПЗ за \$600

Каиргельды Кабылдин: «К продаже будут предложены не только акции Павлодарского завода, но и сети АЗС»

млн. С учетом необходимости оплаты половины инвестиций на предстоящую реконструкцию завода, общие расходы будущего совладельца предприятия должны составить как минимум \$1,1 млрд.

Риски для россиян

Неудачной оказалась попытка КМГ продать в прошлом году активы ПНХЗ во многом потому, что с июля российские чиновники всерьез начали обсуждать возможность введения с 2011 года

В 2010 году из переработанных 13,7 млн тонн нефти в Казахстане на долю ПНХЗ пришлось 35%

пошлины на поставки нефти в Казахстан вслед за Белоруссией. Эта мера значительно увеличила бы налоговые выплаты для тех российских компаний, которые



Дистилляция
Абсорбция
Экстракция
Кристаллизация
Мембраны
Статические смесители
Сепарация в системах «газ-жидкость»
Технологии производства полимеров

массообменное оборудование

www.sulzerchemtech.com
www.sulzer.com

SULZER

ООО «Зульцер Хемтех»
142204 г. Серпухов
Тел. +7 496 776 0600
Lorenzo.ghelfi@sulzer.com

Sulzer Chemtech, Москва
Тел. +7 495 363 2460
Leonid.shenderov@sulzer.com

Реклама

осуществляют пока беспоплатные поставки нефти в Казахстан.

Желание «КазМунайГаза» продать половину акций ПНХЗ вызвано не только стремлением обеспечить стабильную загрузку сырьем, но и необходимостью найти средства на модернизацию завода в размере \$1 млрд

В 2010 году компании ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз», ЛУК-ОЙЛ, «Газпром нефть» и «Роснефть» поставили в Казахстан 3,7 млн тонн нефти. Если и в 2011 году сохранились бы те же объемы поставок, то российским экспортерам при введении экспортной пошлины в Казахстан пришлось бы выплатить порядка \$950 млн. При таких расчетах поставки российской нефти в республику могли бы оказаться невыгодными.

Среди наиболее вероятных покупателей ПНХЗ могут оказаться «Газпром нефть» и ТНК-ВР, которые планируют развивать собственные сети АЗС в Казахстане

Для работы российских компаний на рынке нефтепродуктов в Казахстане есть и другие риски, связанные с государственным регулированием рынка. Оно выражается как в сдерживании роста цен на нефтепродукты, так и в регулировании экспортно-импортных операций. Так, в мае 2010 года правительство РК ввело шестимесячный запрет на экспорт бензинов и ряда других ГСМ с целью более полного удовлетворения внутреннего рынка. В ноябре этот запрет был продлен еще на полгода.

К 2015 году место на топливном рынке Казахстана останется только у той российской компании, которая будет участвовать в производстве казахстанских нефтепродуктов

Кроме того, в прошлом году в Казахстане были введены экспортные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты. В частности, до декабря ставка на экспорт нефти составляла \$20 за тонну, светлых нефтепродуктов — \$99,71 за тонну, темных нефтепро-

дуктов — \$66,47 за тонну. С декабря ставки таможенных пошлин на экспорт светлых нефтепродуктов снизились до \$98,13, темных нефтепродуктов — до \$65,42.

Подобные меры могут на определенном этапе сдерживать возможности НПЗ заработать на экспорте продукции. Однако, скорее всего, с дальнейшим наращиванием объемов производства топлива власти РК не будут препятствовать его экспорту.

Вход в рынок

Среди наиболее вероятных покупателей ПНХЗ могут оказаться компании «Газпром нефть» и ТНК-ВР, которые планируют развивать собственные сети АЗС в Казахстане. Эти компании поставляют значительные объемы нефти для загрузки ПНХЗ, и потому возможность розничной реализации нефтепродуктов на казахстанском рынке принесет им дополнительную прибыль.

В августе 2010 года «Газпром нефть» приобрела у казахстанской компании ARNA Petroleum 20 АЗС, а также 9 земельных участков под строительство новых АЗС. В этом году «Газпром нефть» планирует ввести в эксплуатацию еще 20 АЗС в Алматы и Астане. Сетью АЗС будет управлять ТОО «Газпром нефть — Казахстан». Поставлять топливо для АЗС планируется с Омского НПЗ. Кроме того, «Газпром нефть» заинтересована в создании топливозаправочных комплексов в казахстанских аэропортах.

До этого времени компания занималась лишь оптовой продажей нефтепродуктов через свою «дочку». Приобретение доли в ПНХЗ вместе с сетью АЗС поможет увеличить долю российской компании на розничном рынке нефтепродуктов Казахстана. К тому же, возможность обеспечивать свои АЗС в Казахстане топливом, произведенным на ПНХЗ, позволит компании отказаться от транспортировки нефтепродуктов из Омска, что сократит издержки и принесет дополнительную прибыль.

В прошлом году интерес к покупке ПНХЗ активно проявляла и ТНК-ВР, которая также поставляет нефть на ПНХЗ. Покупка акций за-

вода помогла бы ТНК-ВР решить вопросы увеличения переработки и розничной продажи. Не случайно ТНК-ВР еще в прошлом году настаивала на пакетной продаже вместе с акциями завода и крупной автозаправочной сети «Гелиос», контролирующей 30% национального рынка моторного топлива.

Однако, не получив тогда согласия КМГ на свое предложение, компания в октябре остановила переговоры. Не исключено, что в этом году с учетом изменившейся позиции казахской стороны ТНК-ВР может вернуться к обсуждению сделки.

По большому счету, владение активами ПНПЗ откроет возможности для долгосрочного закрепления российского бизнеса на перспективном рынке Казахстана. Сегодня казахстанские НПЗ не обеспечивают в полной мере потребности внутреннего рынка в высокооктановых видах топлива, и недостающие объемы импортируются из России.

Уже сейчас наблюдается тенденция к увеличению собственного производства топлива и снижению доли его импорта. Так, в 2010 году в республике произведено 12,7 млн тонн нефтепродуктов, что на 12% больше уровня 2009 года. В то же время за 11 месяцев прошлого года Казахстан импортировал всего 721,2 тыс. тонн нефтепродуктов, что на 48,1% ниже, чем за аналогичный период 2009 года. Таким образом, в прошлом году возможности заработать на поставках топлива в Казахстан для российских компаний уменьшились почти наполовину.

Еще через четыре года ситуация изменится кардинально. К 2015 году Астана намерена завершить модернизацию своих НПЗ, что позволит довести производство нефтепродуктов до 17 млн тонн в год и полностью обеспечить национальный рынок в современных видах топлива стандартов Евро-4 и 5.

К тому времени Казахстан планирует полностью отказаться от импортного топлива, и российские экспортеры окончательно потеряют свою нишу на казахстанском топливном рынке. Таким образом, место на этом рынке останется только у той компании, которая будет участвовать в производстве казахстанских нефтепродуктов. ■

КРУПНЕЙШИЙ ФОРУМ РОССИЙСКОЙ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ОФИЦИАЛЬНОЕ МЕРОПРИЯТИЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ГОДА ХИМИИ ООН



VIII МОСКОВСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ САММИТ

17–18 марта 2011 года

ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ
Краснопресненская набережная, д. 12

Темы саммита в 2011 году

- Государственная политика в области стимулирования спроса. Принятие европейских стандартов в РФ.
- Планирование поставок сырья, предоставление гарантий предприятиям нефтегазохимического комплекса.
- Европейская интеграция химической промышленности.
- Инновационные, ресурсосберегающие проекты в отрасли. Новые экологические подходы.
- Возобновляемая энергетика. Российские проекты.

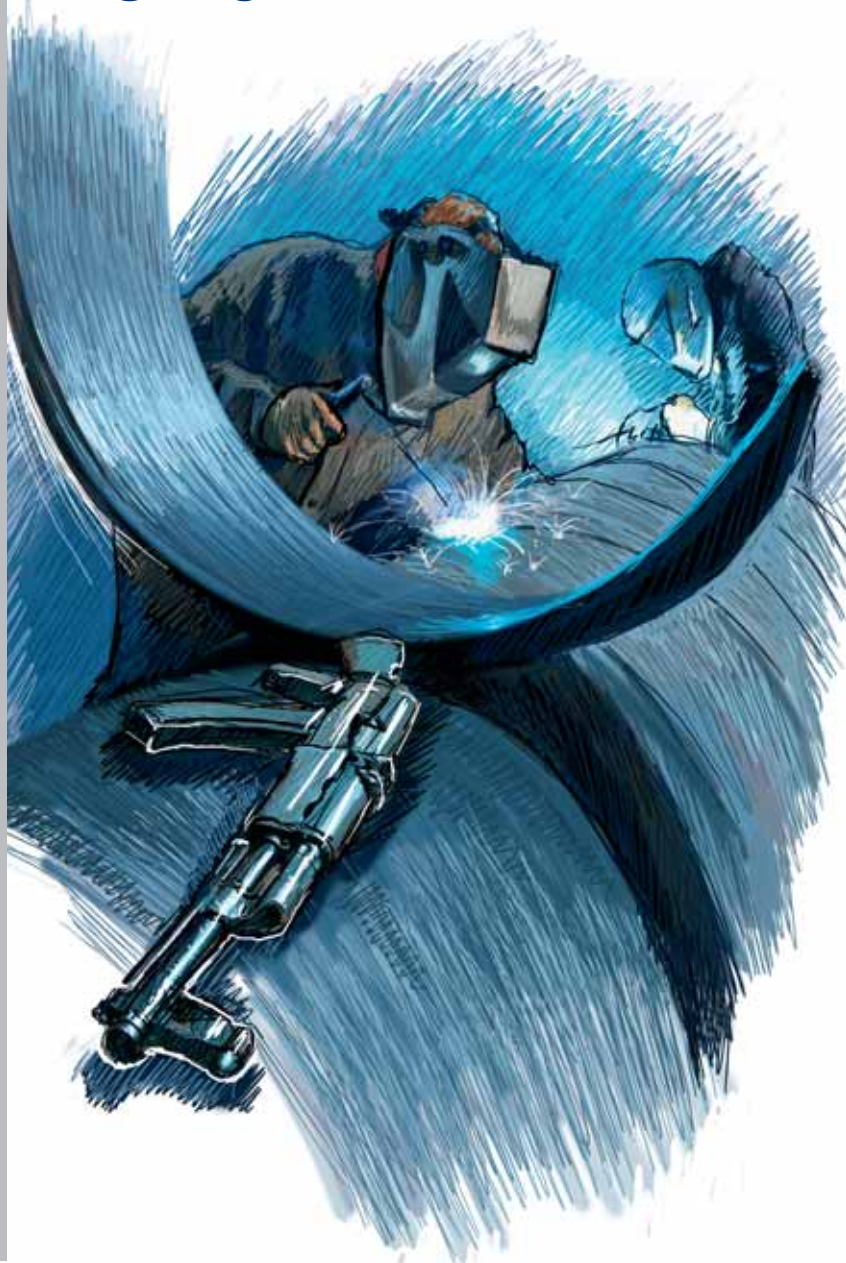
Оператор VIII Московского международного химического саммита
компания RCC Group

Тел./факс: (499) 767-1906
(499) 729-6694
Гор. линия: 8-926-323-7395

summit@rccgroup.ru
онлайн-регистрация:
www.chemsummit.ru/reg

www.chemsummit.ru

ТРАНСАФГАНСКИЙ ФОРСАЖ



ОЛЕГ ЛУКИН
«Нефтегазовая Вертикаль»

Наступивший 2011 год станет решающим в судьбе проекта по строительству газопровода Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия (ТАПИ). К концу прошлого года правительства этих стран договорились по ряду ключевых моментов, открывающих путь к практической реализации проекта. В течение этого года его участники планируют подписать соглашение о купле-продаже туркменского газа, а также сформировать консорциум по финансированию, строительству и эксплуатации Трансафганского газопровода. Если эти планы удастся своевременно осуществить, то строительство трубы стартует в 2012 году, а первые поставки туркменского газа по нему начнутся уже с 2015 года.

11 декабря в Ашхабаде состоялся Саммит четырех государств, давший политическое «добро» на ускоренное развитие проекта Трансафганского газопровода, по которому планируется поставлять 33 млрд м³ туркменского природного газа на рынки стран Южной Азии. Итогом встречи на высшем уровне стало межправительственное соглашение о реализации проекта газопровода, подписи под которым поставили президенты трех стран и министр от Индии.

Туркменистан стремится к диверсификации маршрутов и увеличению объемов экспорта природного газа. В последние два года этот вопрос для Ашхабада становится особенно актуальным, поскольку Россия, прежде являвшаяся крупнейшим импортером туркменского газа, в 2009 году сократила его закупки до 10,5 млрд м³, а на 2011 год еще не подписала нового контракта.

Афганистан надеется ежегодно получать сотни миллионов долларов в виде платы за транзит, а также дополнительные выгоды в виде стимула к экономическому развитию. Экономика Пакистана и Индии испытывает все больший дефицит энергоресурсов, удовлетворить который они смогут только за счет увеличения импорта энергоносителей.

Год на подготовку

Предполагается, что строительство трубы ТАПИ начнется в 2012 году, а завершится к концу 2014 года. В соответствии с ТЭО проекта, подготовленным в 2005 году британской компанией Penspen, инвестиции в сооружение газопровода оценивались в \$7,6 млрд. Очевидно, сейчас потребуются обновление финансовой части ТЭО, и конечные цифры будут выше.

До Саммита стороны не успели подготовить запланированное к подписанию соглашение о купле-продаже природного газа, в котором должны быть зафиксированы конкретные объемы, цена и транзитные ставки. Этот документ стороны договорились проработать и подписать не позднее 30 апреля 2011 года.

ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Одним из ключевых моментов, который долгое время мешал реализации Трансафганского трубопровода, является вопрос его безопасности, поскольку большая часть будущей трассы пройдет по территориям Афганистана и Пакистана, где нередко происходят различные теракты и военные конфликты. Сегодня представители этих стран уверяют других участников, что смогут защитить трубопровод от боевиков.

Афганский президент Х.Карзай отметил на Саммите, что «Афганистан выполнит свои обязательства по проекту и в плане безопасности, и в плане строительства». В свою очередь, министр шахт и горной промышленности Афганистана Вахидула Шахрани заверил, что охранять трубопровод будут 7 тыс. военнослужащих афганских сил безопасности.

Там, где газопровод будет проходить по контролируемой талибами территории, трубу заруют в землю, а местным сообществам будут выплачивать деньги за охрану трубопровода. В.Шахрани также сообщил, что его страна будет получать за транзит газа ежегодно \$300 млн. Кроме того, афганцы, живущие в населенных пунктах, рядом с которыми пройдет газопровод, будут в полной мере обеспечены газом.

Месяцем раньше презентацию по вопросам обеспечения безопасности трубопровода на территории Пакистана провели в Ашхабаде представители пакистанской стороны, которые также делают ставку на собственные силы в вопросах охраны газопровода.

Вместе с тем, не исключено, что для обеспечения безопасности трубопровода ТАПИ будут привлекаться и международные силы. Президент Туркменистана активно продвигает в ООН инициативу по созданию международных механизмов и специального органа по обеспечению безопасного транзита энергоносителей на мировые рынки.

В текущем году участники проекта активизируют работу и по созданию консорциума для финансирования, строительства и эксплуатации газопровода, а лидер консорциума будет выбран на конкурсной основе.

Планируется, что в него войдут госконцерн «Туркменгаз», афганская компания Afghan Gas Enterprise, пакистанская Inter State Gas system Ltd. и индийская GAIL Ltd. С целью подготовки конкурса и решения ряда других задач стороны рассматривают возможность привлечения при содействии АБР транзакционного консультанта.

Согласно последним расчетам, протяженность трубопровода ТАПИ составит 1735 км. Его маршрут начнется с восточной части Туркменистана, где расположены колоссальные запасы газовых месторождений. По территории Афганистана труба пройдет через провинции Герат, Гильменд и Кандагар, войдет на территорию Пакистана в районе Кветты, повернет на восток в сто-

рону Мултана и закончится в индийском городе Фазилка, что рядом с восточной пакистанской границей.

Проектная мощность ТАПИ рассчитана на 33 млрд м³ газа в год с возможностью дальнейшего увеличения до 40 млрд м³. Пакистан и Индия уже заявили и планируют закупать у Туркменистана по 14 млрд м³, еще 5 млрд м³ пойдут на нужды Афганистана.

Когда созрел спрос

Идея вывести туркменский газ на рынки Южной Азии обсуждается с середины 90-х годов XX века. Построить газопровод брались сначала аргентинская Bidas, затем американская Unocal, возглавившая созданный в 1996 году международный консорциум Cent-Gas. Однако главным препятствием на пути реализации проекта являлась нестабильная обстановка в Афганистане, из-за чего Unocal, не сумевшая достичь согласия с афганскими племенами, в декабре 1998 года вышла из проекта.

152908, г. Рыбинск, Ярославская обл., ул. Сырцовская, 23
тел.: (4855) 282-100
факс: (4855) 217-788

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
И ПРОИЗВОДСТВО
ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ**

API

info@fobosarm.ru
www.fobosarm.ru

ВМЕСТЕ
К СОВЕРШЕНСТВУ

Вследствие резкого обострения ситуации в Афганистане в последующие несколько лет про-

Перспективы экспорта туркменского газа в Россию с каждым годом сокращаются и становятся все более неопределенными

ект вообще не обсуждался. К большим политическим рискам добавлялась и низкая коммерческая привлекательность проекта,

Предполагается, что строительство газопровода ТАПИ мощностью в 33–40 млрд м³ начнется в 2012 году, а завершится к концу 2014 года

который в то время предусматривал поставки туркменского газа лишь в Пакистан, поскольку Индия в нем еще не участвовала. Но рынок Пакистана не в состоянии потребить 30 млрд м³ газа.

В 2010 году участники проекта приняли решение в качестве ресурсной базы определить гигантское месторождение Южный Ёлтен-Осман

К детальному обсуждению проекта Трансафганской трубы стороны вернулись лишь через 10 лет. В результате в апреле 2008 года к проекту присоединилась Индия, перспективный рынок которой заметно улучшил

экономическую составляющую ТАПИ.

Тогда же в Ашхабаде прошло первое заседание технической рабочей группы ТАПИ, на котором эксперты подтвердили полную обоснованность Туркменистана как страны-поставщика и договорились о формировании цены на газ с учетом ситуации на мировом рынке.

Соглашение о купле-продаже туркменского газа по ТАПИ стороны договорились подписать не позднее 30 апреля 2011 года

Однако ускоренное развитие проект ТАПИ получил только в 2010 году. В мае, в ходе визита президента Туркменистана в Дели, индийская сторона заявила о высокой заинтересованности в поставках туркменского газа. И это вполне объяснимо — в настоящее время спрос на энергоресурсы в Индии ежегодно растет на 10%.

Предполагается, что охранять трубопровод будут 7 тыс. военнослужащих афганских сил безопасности

Примечательно, что с каждым годом Индия и Пакистан все больше нуждаются в энергоресурсах. Так, в 2008 году Индия потребила около 43 млрд м³ газа, из которых импортировала порядка 12 млрд м³.

С учетом мощностей уже действующих газопроводов поставки по ТАПИ к 2020 году обеспечат в целом экспорт туркменского газа в страны Азиатского региона в объеме более 90 млрд м³ в год.

В Ашхабаде индийский министр М.Деора заявил о желании Индии увеличивать импорт туркменского газа сверх оговоренных объемов: «Хотя проект ТАПИ предусматривает ежедневную поставку в Индию 38 млн м³, мы надеемся, что получим из Туркменистана большее количество газа, чтобы удовлетворить потребности в энергоре-

сурсах нашей развивающейся экономики».

Веские основания поддерживать проект ТАПИ есть и у Пакистана, стремящегося предотвратить энергетический кризис в своей стране. В 2008–2009 годах потребности пакистанской экономики в газе опережали добычу на 5,7 млн м³ в день. На Саммите президент Пакистана Асиф Али Зардари заявил, что «газ дает сильный толчок развитию экономики», и подтвердил заинтересованность в его импорте.

Финансовую и консультационную поддержку проекту ТАПИ обещает Азиатский банк развития. На Саммите президент АБР Харухико Курода отметил, что для осуществления проекта такого уровня необходимы справедливые способы распределения инвестиций, эффективные механизмы безопасности, а также высокое качество строительства и эксплуатации газопровода. Банкир пообещал, что АБР готов помогать в реализации проекта.

ТАПИ меняет ресурсную базу

Ранее ресурсной базой для Трансафганского газопровода считался Довлетабад с остаточными запасами в 1,5 трлн м³ газа. Однако с учетом того, что довлетабадский газ является основным источником для поставок в Россию, а также обеспечивает растущий газовый экспорт в соседний Иран, участники переговоров по ТАПИ в 2010 году приняли решение в качестве ресурсной базы определить гигантское месторождение Южный Ёлотен-Осман, что в восточной части Туркменистана.

В 2008 году британская Gaffney, Cline & Associates по итогам аудита оценила ресурсы этого месторождения в пределах от 4 до 14 трлн м³. В ходе продолжающихся разведочных работ туркменские геологи к концу 2010 года повысили оценку ресурсов Южного Ёлотена до 22 трлн м³. В этом году Gaffney, Cline & Associates намеревается провести второй этап аудита

его запасов для уточнения новых данных.

Одновременно с разведкой с 2010 года реализуется проект по ускоренному вводу в эксплуатацию этого месторождения на сумму около \$10 млрд. ГК «Туркменгаз» совместно с привлеченными на сервисных условиях компаниями Engineering Company Ltd. (Республика Корея), CNPC Changing Engineering Company Ltd. (КНР) и Petrofac International, Gulf Oil and Gas FSE (ОАЭ) ведут комплексное обустройство Южного Ёлотена.

В результате уже на первом этапе, который стартует к 2013 году, здесь можно будет добывать до 30 млрд м³ газа в год. Реализация последующих этапов даст возможность нарастить добычу до 40–70 млрд м³ в год.

Ставка на азиатский вектор

Для Туркменистана проект ТАПИ является одним из главных элементов энергетической стратегии по диверсификации экспорта. Поэтапно реализуя эту стратегию, Ашхабад с декабря 2009 года начал поставки газа в Китай по Трансазиатскому газопроводу мощностью 40 млрд м³ в год. В январе 2010 года введен в строй второй трубопровод в Иран — Довлетабад–Серахс–Хангеран, что позволяет нарастить газовый экспорт в соседнюю страну до 20 и более млрд м³ газа.

С учетом мощностей уже действующих газопроводов поставки по ТАПИ уже к концу этого десятилетия обеспечат в целом экспорт туркменского газа в страны Азиатского региона в объеме более 90 млрд м³ в год.

Это намного больше тех объемов газа, которые могут быть востребованы в ближайшее десятилетие у Туркменистана на европейском направлении. Перспективы экспорта туркменского газа в Россию с каждым годом сокращаются и становятся все более неопределенными. А страны ЕС хотя бы получать из Туркменистана по Южному коридору не более 10–15 млрд м³ в год. ■



RUSSIAN
PETROLEUM
CONGRESS
MOSCOW 2011

I-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС

14-16 марта 2011 года
Москва, ЦМТ

Организатором Конгресса является Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета (РНК МНС)

Во время конгресса пройдет церемония подписания Меморандума между Мировым нефтяным советом и Российским национальным комитетом МНС о проведении 21-го Мирового нефтяного конгресса в 2014 году в Москве

Главная тема

Нефть – глобальный источник энергии.
Модернизация нефтегазового комплекса России:
современное состояние, проблемы, перспективы

Специальная тема

Нефтехимия и нефтепереработка: стратегия
развития, достижения, совершенствование технологий

Пленарные заседания конгресса

- Поиск, разведка и разработка нефтяных месторождений. Диалог производитель-потребитель: ожидания и результаты. Модернизация как ключевая стратегия развития отрасли
- Нефтехимия и нефтепереработка: практика, проблемы, перспективы
- Инновации и инвестиции в нефтегазовом секторе

Форум

Международное сотрудничество для будущего
развития нефтяной отрасли

Молодежная программа

- Энергетические решения через инновации
- Российская молодежная премия в области нефтяной индустрии «Выбор молодых»



Официальный сайт - www.rpc-moscow2011.ru

Организатор



Технический
оператор



Генеральный отраслевой медиа партнер



Официальные информационные партнеры



Контакты:

тел/факс +7 (495) 9611199, rpc@concordgroup.ru

Регистрация: registration@rpc-moscow2011.ru

Для докладчиков: speakers@rpc-moscow2011.ru

Для СМИ: press@rpc-moscow2011.ru

ВРЕМЯ ВЫБИРАТЬ МАРШРУТЫ



2011 год должен дать ответ на вопрос, быть или не быть главному газопроводному проекту Евросоюза — Nabucco. Чтобы он состоялся, ему нужны политическая поддержка, не менее 7,9 млрд евро инвестиций и 31 млрд м³ газа в год. В активе Nabucco к концу 2010 года имелись политическая поддержка ЕС и банковские обещания о выделении 4 млрд евро кредитов на строительство 3,3 тыс. км газопровода, но не было «твердых» обещаний о заполнении трубы. Для начала хотя бы 8–10 млрд м³ в год, чтобы можно было начать строительство газопровода в 2012 году. В качестве основных сырьевых источников газопровода ЕС рассматривает газовые месторождения Ирака, Азербайджана и Туркмении, схема «подключения» которых к Nabucco такова: сначала — «твердые» обещания, затем — соглашения о поставках, и наконец — сами газовые поставки. Первое «твердое» газовое обещание Nabucco получил в январе этого года от Баку. Будет ли оно наполнено в 2015 году 8–10 млрд м³ газа?

13 января в ходе визита в Баку председателя Европейской комиссии Жозе Мануэля Баррозу между Азербайджаном и ЕС была подписана Декларация о «Южном газовом коридоре». В Декларации о ЮГК Азербайджан обязуется на долгосрочной основе поставлять значительные объемы газа в страны Евросоюза, а ЕС — обеспечить доступ этого газа на европейский рынок.

Ж.М.Баррозу назвал Декларацию «прорывом», а управляющий директор Nabucco Gas Pipeline International GmbH Рейнхард Митчек провозгласил, что документ «прокладывает путь к полной реализации Nabucco путем предоставления твердой политической основы для поставки газа из Азербайджана».

Президент И.Алиев подчеркнул, что Баку с самого начала поддерживал именно ЮГК. «У подписанной нами совместной Декларации хорошее будущее. Уверен, что в предстоящие месяцы мы станем очевидцами многих важных событий», — к немалому удовольствию ЕС заявил он в Баку.

15 января добавил «меда» в итоги каспийского турне и президент Г.Бердымухамедов, заявивший, что Туркмения рассматривает европейское направление поставок своего природного газа как одно из перспективных, для этого имеются все необходимые условия, поэтому Ашхабад готов к совместной работе с коллегами из ЕС.

Газ, газ, газ... ЕС теплее не станет

Все эти заявления должны убедить мировые банки в наличии на Каспии серьезных сырьевых и политических гарантий по заполнению газопровода. После чего банкиры должны перейти от обещаний дать деньги Nabucco к предоставлению консорциуму реальных 70% его стоимости в размере 5,4 млрд евро. Остальные 30%, или 2,5 млрд евро, — финансовые проблемы шести компаний-участниц проекта.

На самом же деле, несмотря на мед Декларации, необходимые проекту Nabucco в 2015 году начальные 8–10 млрд м³ газа газо-

провод может и не получить. Оснований для этого не очень хорошего будущего Nabucco немало.

Начнем с сырьевых. Азербайджан хотя и взял на себя долгосрочные обязательства, но не назвал ни гарантированные объемы поставляемого газа, ни сроки начала своих газовых поставок в Европу.

Формально всеми этими вопросами должна заняться Рабочая группа по реализации проекта ЮГК, протокол о намерениях по созданию которой подписали в Баку 14 января министр промышленности и энергетики Азербайджана Натик Алиев и комиссар ЕС по энергетическим вопросам Гюнтер Оттингер.

Азербайджанская сырьевая база у Nabucco, по заявлению президента И.Алиева, мощная — это 2,2 трлн м³ газовых ресурсов республики, а 2011 году республика планирует извлечь 18,2 млрд м³ товарного газа. Все эти объемы уже расписаны между внешними и внутренними потребителями.

Азербайджан обещает же Nabucco, по заявлению президента ГНКАР Р.Абдуллаева, 10 млрд м³ газа Фазы-2 газоконденсатного проекта Шах-Дениз, которая способна дать 16–25 млрд м³ газа в год. Поэтому, мол, газового сырья республики хватит и для Nabucco, и для проекта Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnection (AGRI также обещано 8–10 млрд м³ газа в год), и для других потребителей.

Запасы Шах-Дениза в Баку оценивают более чем в 1,2 трлн м³ газа. Если для Фазы-2 инвесторы найдут необходимые \$20–22 млрд, сегодняшние мечты ГНКАР о 16–25 млрд м³ газа в год могут стать реальными экспортными объемами Азербайджана. Но в каком году? В ГНКАР планируют, что добыча газа Фазы-2 начнется в 2017–2018 годах.

В этом случае уровня добычи в 8–10 млрд м³ газа в год («квота» Nabucco) Фаза-2 достигнет в 2022–2023 годах, но никак не в 2015 году. Из чего следует очевидный вывод: если Nabucco рассчитывает на газ Азербайджана, начало строительство газопрово-

да следует перенести с 2012 года хотя бы на 2016 год.

Помимо проблемы сырьевой, до сих пор не решены ни ценовые, ни транзитные вопросы ЮГК. Ясно, что европейский рынок привлекателен для Азербайджана высокими ценами на газ. Поэтому важнейшее условие поставок газа для Nabucco — это долгосрочные высокие оптовые цены, которые, на взгляд Баку, Европа должна заплатить за газ, политически альтернативный российскому.

Председатель Еврокомиссии может сколько угодно говорить об «историческом прорыве» по ЮГК, совершенном 13 января в Баку. Но его слова о прорыве девальвирует показательная фраза декларации Азербайджан–ЕС по ЮГК: «Стороны настоятельно призывают инвесторов принять все возможные меры по совместному и своевременному распределению газа, который будет добыт в рамках Фазы-2 разработки Шах-Дениза, а также с других месторождений».

В переводе с языка политических деклараций на язык коммерции фраза эта означает, что Азербайджан и потенциальные покупатели газа Фазы-2 все еще не достигли ценовых компромиссов. А без них у ЮГК нет и не может быть серьезных прорывов. Президент ГНКАР утверждает, что этот вопрос будет решен летом-осенью 2011 года. Вопрос этот наиважнейший, поэтому для ЕС, Азербайджана и Nabucco лучше решать его скорее и в пакете с проблемой транзитной.

Потому что между Азербайджаном, Грузией и Турцией не подписаны соглашения об условиях транзита газа Фазы-2 и «других месторождений» в Европу. Азербайджан и Турция продолжают пакетный торг по ЮГК. Ж.М.Баррозу утверждает, что Турция поддерживает проект Nabucco. Но поддерживать можно по-разному.

Например, как это делает Анкара, ставя свои турецкие финансовые, энергетические и политические интересы не ниже аналогичных интересов Азербайджана и ЕС. Поэтому прорыва пока нет, зато торги продолжаются.

Мы всегда выполняем свои обещания!

В Баку любят говорить, что Азербайджан, «в отличие от других государств», всегда выпол-

«Декларация о Южном газовом коридоре прокладывает путь к полной реализации Nabucco путем предоставления твердой политической основы для поставки газа из Азербайджана»

няет взятые на себя обязательства. На самом деле это не совсем так. Свежий пример: Азербайджан обещал поставить в Россию в 2010 году 1 млрд м³ газа, а поставил 0,8 млрд м³. Минус 0,2 млрд м³ — в российских газовых масштабах мелочь. Но это не мелочь, если считать в цифрах относительных — недопоставки составили 20% от обещанного.

Подобные заявления должны убедить мировые банки в наличии на Каспии серьезных сырьевых и политических гарантий по заполнению газопровода

2011 год обещает новые газовые интриги: ГНКАР взяла на себя обязательства поставить «Газпрому» 2 млрд м³ газа, а Ирану по соглашению, подписанному 12 января (накануне визита в Баку делегации ЕС), 1 млрд м³. Увеличение газового экспорта Азербайджана в 2011 году должно составить, таким образом, не менее 2,2 млрд м³. За счет каких источников Азербайджан собирается выполнять подписанные с Россией и Ираном соглашения о газовых поставках, в Баку не говорят.

На самом же деле, несмотря на мед Декларации, необходимые проекту Nabucco в 2015 году начальные 8–10 млрд м³ азербайджанского газа газопровод может и не получить

А вопрос этот интересный, потому что рост добычи газа в Азербайджане в 2011 году по сравнению с 2010 годом составит, по прогнозам, только 0,6 млрд м³, которые должна прирастить Фаза-1 Шах-Дениза.

Каким же образом Азербайджан намерен выполнять газовые обязательства перед Россией, Ираном, перед проектом AGRI, а после подписания «прорывной» Декларации по ЮГК и перед ЕС, если роста добычи газа в республике еще на 1–2 млрд м³ в год можно ждать только в 2015–2016 годах?

В лучшем случае «квота» Nabucco, ожидаемая от Фазы-2 Шах-Дениза, достигнет этого уровня в 2022–2023 годах, но никак не в 2015 году

И это при условии, что ГНКАР, может быть, начнет через пять-шесть лет, как прогнозирует министр Н.Алиев, добычу газа на месторождении Умид, открытом в прошлом году.

Если Nabucco не придержит сроки реализации проекта на 4–5 лет, необходимы будут еще 5–6 млрд м³ газа. Из Ирака маловероятно, остается последний шанс — газ Туркменистан, причем только в сжатом виде

Рациональный ответ на этот вопрос может быть таким: в 2011–2015 годах Азербайджан будет поставлять в Россию и Иран столько газа, сколько сможет. И не обязательно, что это будут объемы, оговоренные в двусторонних соглашениях: экспорт на север и юг может оказаться и меньше обещанного, как это имело место в 2010 году с поставками в Россию.

ЕС пообещал Ашхабаду инвестиции и техническую помощь. Осталось подождать, каким будет финал каспийского спектакля и попутно и уяснить, хватит ли Ашхабаду, как и Баку, нужного газа в нужное время

А с 2016 года, когда истечет срок действия среднесрочных газовых контрактов Азербайджана с Россией и Ираном и если они не будут пролонгированы, появившийся у республики экспортный излишек в 2–3 млрд м³ газа в год может перекочевать в Nabucco. При условии, что газовый доход от экспорта

в ЕС окажется выше доходов от продаж газа в Россию и Иран.

Кстати, про AGRI в Баку после январского «прорыва» ЮГК не вспоминают. Проблемы с памятью об AGRI могут быть решены, если Баку не договорится с акционерами Nabucco по оптовым ценам за азербайджанский газ, а с Турцией по пакетным условиям газового транзита по ЮГК.

Но ЕС в 2015 году, если Nabucco не придержит сроки реализации проекта на четыре-пять лет, необходимы будут еще 5–6 млрд м³ газа. Если они не будут получены из Ирака (а это маловероятно), у ЕС для доказательства состоятельности Nabucco в 2015 году остается последний шанс — газ Туркмении.

Мечты о Транскаспийском газопроводе

Газ у Туркмении много — Ашхабад насчитал целых 25 трлн м³. В 2015 году к Каспию должен подойти туркменский газопровод Восток–Запад мощностью 30 млрд м³. Для доказательства состоятельности Nabucco технически дело за малым — транспортировкой газа с туркменской линии «каспийского прибора» в транзитный Азербайджан.

На встрече 15 января с Ж.М.Баррозу президент Г.Бердымухамедов газ Евросоюзу на своей границе пообещал, но дальше — заботы ЕС. А вариантов всего три: транскаспийский газопровод и транспортировка специальными судами либо сжиженного, либо сжатого газа.

Президент напомнил Европе свои же слова, сказанные 18 ноября 2010 года в Баку на Саммите глав прикаспийских государств: прокладка подводного трубопровода на Каспии может осуществляться с согласия только тех государств, через участки дна которых будет построен такой трубопровод. И даже выдал свежее предложение, пригласив российские компании принять участие в строительстве газопровода.

Но рассматривать его как каспийский прорыв вряд ли стоит. Вето президента Д.Медведева, наложенное на том же Саммите,

в существующих политических реалиях Каспия бесконфликтно не преодолеть.

Поэтому Г.Бердымухамедов и Ж.М.Баррозу заинтересованно обсудили вариант транспортировки через Каспий сжатого природного газа Туркмении. Для этого требуется «немного»: инфраструктура в Туркмении и Азербайджане и строительство специальных судов. А для этого нужны инвестиции, судостроительный завод (СЗ), техническая документация на спецсуда, зарубежные инженеры и квалифицированные рабочие.

СЗ в настоящее время строится в Азербайджане, в 2013 году Баку обещает завершить эту стройку. Оборудование, чертежи, инженеры-судостроители и деньги — это проблемы ЕС. Осталось, считает президент Г.Бердымухамедов, «серьезного обсудить все эти вопросы с правительствами заинтересованных европейских государств и руководством компаний, договориться с ними об условиях, о размерах инвестиций Евросоюза и закрепить достигнутое в соответствующих соглашениях и контрактах».

Времени у Туркмении и ЕС, чтобы обсудить и договориться, немного — в 2013 году надо подписывать бумаги. Если договорятся и подпишут, если Азербайджан построит СЗ в 2013 году, если будут деньги, чертежи и инженеры, в 2015 году туркменский газ для Европы может появиться на транзитной азербайджанской территории.

Для начала в небольших объемах — одно специальное судно сможет транспортировать через Каспий 1 млрд м³ туркменского газа в год. Но каждый год объемы поставок газа из Туркмении в Азербайджан смогут, при последовательных финансовых вливаниях в строительство судов, расти и расти.

ЕС в ответ пообещал Туркменистану инвестиции и техническую помощь. Интрига есть, осталось подождать, каким будет финал каспийского спектакля, оплаченного из кармана европейских газовых потребителей... А попутно и уяснить, хватит ли Ашхабаду, как и Баку, нужного газа в нужное время. 

тел: 8 (495) 380 72 30
e-mail: adcr@adcr.ru; abprus@mail.ru

XXXV конференция Ассоциации буровых подрядчиков



17-20 мая 2011 года
Москва



«ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ» — НОВЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ



ММЭФ в системе мировых институтов гражданского общества

Мировой порядок, сложившийся после окончания второй мировой войны, за последние десятилетия кардинально изменился. Несмотря на то, что правовая база международных отношений и сама система принятия

**ММЭФ как независимая
дискуссионная площадка для
обсуждения вопросов развития
мировой энергетики, и прежде всего
ТЭК России, в полной мере
соответствует признакам
современного института гражданского
общества**

международных норм права существенно не изменилась, в современном мире появились новые центры сил и новые неформальные институты. Эти новые институты, такие как глобальные международные мегакорпорации, формальные и неформальные объединения и

диалоги лидеров государств и бизнеса, различные международные форумы, во многом определяют не только современную мировую повестку дня во всех сферах жизни, но и ключевые решения на всех уровнях.

Эта позитивная тенденция, безусловно, заслуживает всяческой поддержки. Она позволяет лидерам государств, органам управления на национальном и международном уровнях получать, с одной стороны, независимую общественно-экспертную оценку тех или иных инициатив, проектов важных документов и решений и, с другой стороны, — новые идеи и подходы к решению многочисленных проблем.

Институты гражданского общества вовсе не являются инструментом противостояния государству, как это традиционно принято считать, — напротив, их позитивную роль как площадки для консолидации усилий общества, бизнеса и власти трудно переоценить.

Одним из институтов современного гражданского общества

является собрание. Ежегодно в мире проводятся сотни тысяч форумов, симпозиумов, конференций, круглых столов, семинаров и других собраний. Независимо от тематики и формата таких собраний — будь то политические, экономические, культурные, социальные или научные форумы, характерной особенностью подавляющего большинства из них является независимость, неправительственный статус, наличие свободной трибуны, присутствие профессиональных экспертов.

ММЭФ как независимая дискуссионная площадка для обсуждения вопросов развития мировой энергетики, и прежде всего ТЭК России, в полной мере соответствует признакам современного института гражданского общества.

ММЭФ-2011: основные темы

Время стремительно меняет наш мир, и все мы хотим понимать суть происходящих процессов и последствия наступивших перемен. Международный финансовый

кризис вроде бы остался в прошлом, мировая экономика постепенно оживляется. Вместе с тем, выход из кризиса все еще продолжается, некоторым национальным экономикам и крупнейшим компаниям понадобятся годы для того, чтобы выйти на докризисный уровень. Процесс восстановления мировой экономики протекает неравномерно, по-прежнему имеют место системные риски, дисбалансы и неоднозначные факторы.

Мировой энергетический порядок также претерпел значительные перемены, и в этой связи особую актуальность приобретает тема обновления правовой системы и системы многосторонних международных институтов, действующих в энергетической сфере. Особая роль энергетического фактора в обеспечении долговременного и сбалансированного роста мировой экономики требует от мирового сообщества перехода на новый уровень сотрудничества в целях выработки совместных ответов на энергетические вызовы XXI века в глобальном контексте. В этой связи ММЭФ как международная дискуссионная площадка предлагает обсудить следующие ключевые вопросы:

- какие проблемы мирового социально-экономического развития могут быть квалифицированы как главные энергетические вызовы, требующие согласованных действий мирового сообщества в рамках единой стратегии?
- какие меры должно предпринять мировое сообщество для существенного увеличения инвестиций в энергетику, в первую очередь, в производство первичных энергетических ресурсов, для обеспечения потребностей мировой экономики в энергии в условиях неуклонно возрастающей себестоимости добычи?
- какие политические решения на высшем межгосударственном уровне (ООН, «Группа 20» и др.) должны быть приняты для предотвращения климатических изменений, в частности, для принятия нового приемлемого для всех государств международного соглашения по сокращению

выбросов двуокиси углерода и стимулирования инвестиций в чистую энергетику?

- как должны измениться существующие международные институты, призванные регулировать и координировать отношения в сфере энергетики?
- каким путем должны совершенствоваться существующие международные соглашения и договоры и какие новые соглашения необходимы для развития правовой базы системы глобальной энергетической безопасности?
- какие совместные стратегии должны быть приняты на национальном и международном уровнях для стабильного и прогнозируемого развития глобальных рынков энергетического сырья, с целью обеспечения баланса интересов потребителей, поставщиков и транзитеров?
- какие взаимоприемлемые методы регулирования будут способствовать снижению ценовой волатильности на товарных, фондовых и валютных биржах, эффективному сдерживанию торгового протекционизма — как необходимым условием для привлечения долгосрочных инвестиций в энергетическую отрасль и обеспечения глобальной энергетической безопасности?

ТЭК России в международном измерении — основной вопрос повестки дня ММЭФ-2011

Тема места и роли России в мировой экономике традиционно широко обсуждается на форуме. На очередном форуме ожидаются острые дискуссии по обсуждению новых вызовов, с которыми столкнулась Россия, поиску ответов на эти вызовы, в частности, будут рассмотрены возможные стратегии модернизации экономики России, ее энергетического сектора.

Сегодня Россия столкнулась с главным вызовом времени — экспортно-сырьевая модель ее экономического развития оказалась не-

состоятельной и бесперспективной. Глобальный кризис показал, что зависимость российской экономики от конъюнктуры международных сырьевых рынков приобрела катастрофические масштабы. При этом проблемы системного характера, такие как коррупция, отсталость технологической инфраструктуры, низкий уровень конкуренции и невовлеченность бизнеса в инновационный процесс, остаются не решенными. На форуме предполагается обсудить, с участием ведущих ученых РАН, возможные стратегии и сценарии смены экспортно-сырьевого курса развития на ресурсно-инновационный курс, предполагающий приоритетное развитие высокотехнологических сегментов ТЭК, в частности, нефтехимии и газохимии высоких переделов.

Выход из кризиса все еще продолжается, некоторым национальным экономикам и крупнейшим компаниям понадобятся годы для того, чтобы выйти на докризисный уровень

В рамках форума будут проведены более 12 международных конференций и традиционная выставка «ТЭК России в XXI веке». В новом году участники форума представят на выставке проекты по внедрению новых энергоэффективных технологий и материалов, технологии утилизации двуокиси углерода в промышленности и энергетике, проекты и оборудование в области альтернативной энергетики.

На форуме предполагается обсудить, с участием ведущих ученых РАН, возможные стратегии и сценарии смены экспортно-сырьевого курса развития на ресурсно-инновационный курс, предполагающий приоритетное развитие высокотехнологических сегментов ТЭК

Участники ММЭФ могут быть уверены, что наша трибуна открыта для всех, кто хочет содействовать развитию форума как заметной международной платформы для открытого общественного обсуждения проблем мировой энергетики и ТЭК России. 

МИРОВЫЕ ИТОГИ: НЕФТЬ '2010



2010 год был периодом энергичного выхода из самой глубокой рецессии за 60 лет. Темпы роста ВВП, спроса и цен на нефть превзошли все прогнозы. Мировой спрос на нефть рос вдвое быстрее, чем ожидалось. По объему потребления нефти развивающиеся страны значительно приблизились к группе ОЭСР, сократив разрыв до 5 млн барр/день с 12 млн барр/день в 2007 году. Среднегодовая цена нефти поднялась до \$79,6 за баррель — на \$17 выше, чем в 2009 году. Несмотря на высокие цены, ОПЕК официально продолжала отказываться от расширения квоты на добычу, но в реальности превышала ее на 1,9 млн барр/день.

Мировые запасы нефти выросли почти на 32 млрд тонн — самое значительное увеличение после 2003 года. Основной прирост обеспечила Венесуэла, где доказанные запасы выросли в два раза, но первой в мире она так и не стала. Наибольшее снижение запасов нефти произошло в Западной Европе. В 2010 году в мире было добыто 3 580 млн тонн нефти, на 1,7% больше, чем в 2009 году. Доля фактической добычи ОПЕК сократилась до 40,4%, однако резервные мощности картеля достигли 6 млн барр/сутки. Наибольший рост отмечен в Китае, Нигерии и России. Сдерживание производства в Саудовской Аравии позволило России по объемам добычи в очередной раз выйти на первое место в мире.

Мировые мощности первичной переработки нефти в 2010 году увеличились на 1 млн барр/день, до 88,2 млн барр/день. Рост происходит в основном в АТР и на Ближнем Востоке. В целом современное состояние мировой нефтепереработки характеризуется недогрузкой и снижением доходности предприятий. По прогнозу ОПЕК, избыток мощностей НПЗ сохранится на всю среднесрочную перспективу

По предварительным оценкам Международного валютного фонда, в 2010 году суммарный объем мирового производства увеличился на 4,5%. В странах ОЭСР рост составил 2,5%, в остальной части мира, среди которых лидируют страны Азии, — около 7%. Вместе с тем, МВФ констатирует, что несмотря на очевидное ускорение и расширение, восстановление мировой экономики остается непрочным. Большинство развитых стран нуждается в дополнительных мерах по укреплению тренда, и в этих условиях сохраняются риски замедления роста. Однако стагнация или резкое снижение мировой активности маловероятны.

Цены и спрос на нефть

В 2010 году среднегодовая цена барреля подошла вплотную к \$80, оставив предыдущий год на отметке \$62,09 (см. «Среднегодовая цена нефти в 2005–2010 гг.»). В последние два месяца года цена не спускалась ниже \$82 за баррель, в декабре январские фьючерсы перешагнули отметку в \$90 за баррель — максимальный уровень с октября 2008 года (см. «Динамика среднемировой цены нефти в 2010 г.»).

Амплитуда колебаний ценовых индексов, достигавшая в 2008 году беспрецедентного размаха в \$100/барр, в 2010 году сузилась до \$18–20/барр (см. «Уровень и амплитуда колебаний цены нефти»).

Дополнительную роль в давлении на цены продолжала играть ОПЕК, которая на внеочередной встрече в декабре седьмой раз подряд оставила без изменения квоты на добычу нефти. Последние несколько месяцев 11 членов картеля превышали установленный лимит 24,85 мб/д на 1,9 млн баррелей. Обязательство сокращения добычи на 4,2 мб/д, таким образом, выполнялось на 54,8%.

Политика ползучего роста добычи при формально сохраняющейся квоте позволяет ОПЕК убить двух зайцев — и экспорт

увеличить, и цены сохранить. По оценкам Энергетического департамента США (DOE/EIA), чистые экспортные доходы стран ОПЕК, сократившиеся в кризисный год на \$170 млрд, в 2010 году выросли на \$200 млрд, до \$750 млрд (см. «Экспортные доходы стран ОПЕК в 2000–2010 гг.»).

В новом году цена нефти продолжает расти. На волне сообщении о большем, чем ожидалось сокращении товарных запасов нефти в США и улучшении общеэкономической обстановки январские котировки на Нью-Йоркской бирже составили в среднем \$90 за баррель.

По прогнозам, в течение 2011 года цены неоднократно пересекут психологический барьер в \$100 за баррель, с увеличением среднегодового уровня до \$90 за баррель (см. «Прогнозы среднегодовой цены нефти в 2011–2012 гг.»).

Мировое потребление нефти в 2010 году росло вдвое быстрее, чем ожидалось. В декабрьских обзорах 2009 года МЭА, EIA и ОПЕК предсказывали, что в 2010 году спрос вырастет на 1,2%, до 85,56 мб/д. В реальности, по предварительной оценке на базе 11 месяцев, потребление составило 86,58 мб/д, увеличившись относительно 2009 года на 2,4%.

Если эта оценка подтвердится, то 2010 год будет историческим максимумом мирового спроса на нефть. Драйвером роста спроса служат страны вне группы ОЭСР, суммарное потребление которых в прошлом году увеличилось на 4,8% и составило 41,4 млн баррелей в день.

В ОЭСР рост спроса на протяжении последних лет, наоборот, замедляется. Так что две группы стран как бы движутся навстречу друг другу и вскоре достигнут паритета: разрыв в потреблении нефти сократился до 5 млн барр/день с 12 млн барр/день в 2007 году (см. «Мировой спрос на нефть в 2007–2011 гг.»).

К концу года рост мирового спроса на нефть приобрел очевидную устойчивость. Если еще в сентябре МЭА, EIA и ОПЕК корректировали свои предыдущие оценки в разных направлениях, то в ноябре и декабре — только в

сторону увеличения. По среднесрочному прогнозу МЭА, в ближайшем пятилетии мировой спрос на нефть будет ежегодно увеличиваться на 1–1,4% и составит 88,2–88,8 млн барр/день в 2011 году и 91,5–93,4 млн барр/день к концу периода (см. «Среднесрочный прогноз мирового спроса на нефть»).

Запасы нефти

В 2010 году капитальные вложения в разведку и добычу нефти и газа в мире выросли на 10,5%. По оценке Barclays Capital, сделанной на базе бюджетов 402 компаний, они составили \$442 млрд против \$400 млрд в 2009 году. Самое большое увеличение продемонстрировали международные корпорации (IOC), а не национальные нефтяные компании (NOC), как это было на протяжении нескольких последних лет.

Barclays Capital ожидает, что в 2011 году рост затрат на разведку и добычу вырастет на 11% и составит \$490 млрд. Свои бюджеты компании строят исходя из среднегодовой цены нефти \$73,56 за баррель в 2010 году и \$77,32 за баррель в 2011-м.

На начало 2011 года мировые запасы нефти выросли на 7,8%, до 216 млрд тонн (см. «Динамика мировых запасов нефти»). Это самое значительное увеличение после 2003 года и второе по значению в течение последнего десятилетия. Как и в 2003 году, мировой рост в основном определила одна страна. Тогда это была Канада, где в категорию доказанных запасов впервые включили битуминозные песчаники. В 2010 году в Венесуэле официально учли дополнительные объемы сверхтяжелой нефти пояса Ориноко. В результате доказанные запасы страны увеличились более чем вдвое.

Состав первой десятки стран по размеру запасов нефти не изменился, но Венесуэла переместилась на второе место после Саудовской Аравии, опередив Канаду и Россию. Доля десяти стран в мировых запасах теперь составляет 85,3% (см. «Хотелки У. Чавеса» и «Первая десятка стран по запасам нефти»).

ХОТЕЛКИ У. ЧАВЕСА

Еще в 2005 году президент Венесуэлы красноречиво обещал залить мир своей нефтью, хотя на самом деле с добычей у страны большие проблемы. У. Чавеса это, однако, не останавливает. 18 января сего года Уго вновь отличился, назвав цифру сертифицированных запасов в 217 млрд баррелей (29 млрд тонн) и пообещав, что скоро они возрастут до 300 млрд баррелей (41 млрд тонн), что действительно больше, чем в Саудовской Аравии.

Если бы да кабы... а пока верить надо данным Oil&Gas Journal.

Среднегодовая цена нефти в 2005–2010 гг.



В региональном разрезе запасы выросли только в Латинской Америке и Африке, в других ре-

В 2010 году среднегодовая цена барреля подошла вплотную к \$80. По прогнозам, в течение 2011 года цены неоднократно пересекут психологический барьер в \$100/барр. с увеличением среднегодового уровня до \$90/барр

гионах сократились или остались без изменения. Наибольшее снижение запасов, как отражение продолжающегося истощения се-

Политика ползучего роста добычи при формально сохраняющейся квоте позволяет ОПЕК убить двух зайцев — и экспорт увеличить, и цены сохранить

вероморских месторождений, произошло в Западной Европе.

Среди латиноамериканских государств, помимо Венесуэлы, рост отмечен в Колумбии, Перу, Бразилии (см. «Страны максимального роста/снижения запаса-

Динамика среднемировой цены нефти в 2010 г.



Прогнозы среднегодовой цены нефти в 2011-2012 гг. по разным источникам (октябрь-декабрь 2010 г.), \$/барр

	2011 г.	2012 г.
ENI	86,0	—
JP Morgan	93,0	120,0
Goldman Sachs	100,0	110,0
Deutsche Bank AG	87,5	100,0
Societe Generale	93,0	—
CIBC World Markets	86,0	100,0
Barclays Capital	85,0	—
В среднем	90,1	107,5

Мировой спрос на нефть в 2007-2010 гг., млн барр/д

	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
ОЭСР*	49,4	47,6	45,4	46,0
Северная Америка	25,5	24,2	23,3	23,9
Европа	15,5	15,4	14,5	14,4
АТР	8,4	8,0	7,7	7,7
не-ОЭСР	37,3	38,5	39,5	41,4
б. СССР	4,1	4,2	4,0	4,2
Китай	7,6	7,7	8,4	9,2
Ближний Восток	6,6	7,0	7,2	7,5
Мир, всего	86,7	86,1	85,0	87,4

1 барр нефти = 0,136 тонны (в среднем по миру)

Источник: МЭА

*ОЭСР без учета Чили, Словении, Израиля и Эстонии, которые вошли в состав Организации в 2010 г.

сов нефти в 2010 г.»). По заявлению Национального нефтяного агентства Бразилии, недавно открытое в подсолевых отложениях на шельфе новое месторождение Libra может содержать до 15 млрд баррелей нефти (2 млрд тонн).

Африканский регион продолжает пополнять мировой список стран, владеющих ресурсами уг-

леводородов. В 2005 году это был Чад. В 2010 году впервые появились официальные оценки запасов нефти в Уганде, где в перспективном рифтовом бассейне озера Альберта ирландская компания Tullow Oil и канадская Heritage Oil в последние два года открыли около десяти скоплений нефти, суммарно оцененных в 136 млн тонн.

Добыча нефти в Уганде пока не началась, разведочные работы в бассейне продолжаются, и вскоре в них может принять участие российский ЛУКОЙЛ. Помимо Уганды, среди африканских государств рост запасов отмечен в Ливии за счет серии новых открытий в бассейнах Sirte и Gadames, а также в Гане (открытия Jubilee, Tweneboah, Owo и др.).

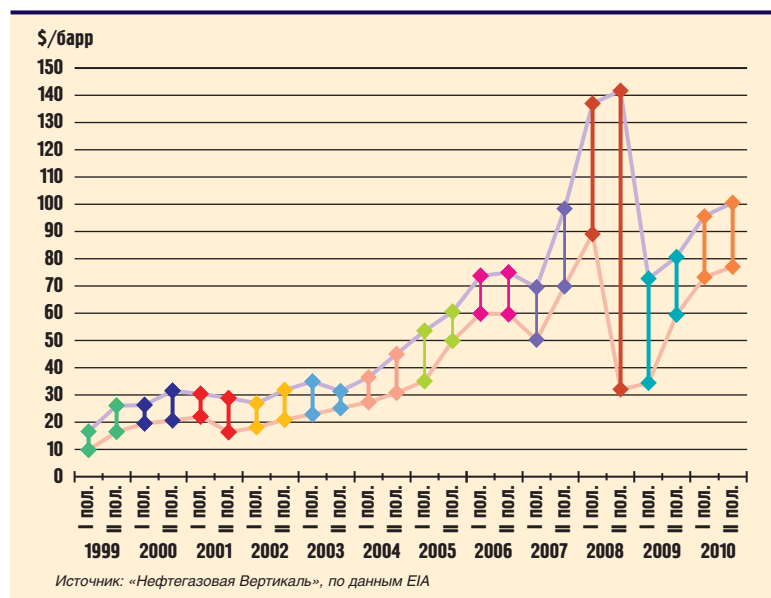
По состоянию на начало 2011 года, мировые доказанные запасы обеспечивают 60 лет добычи в текущем объеме. Для 12 стран ОПЕК этот показатель составляет ровно 100 лет. Он может оказаться значительно больше, если подтвердятся новые оценки запасов в Ираке и Иране.

В октябре Ирак объявил о пересмотре запасов нефти, с повышением со 115 до 143 млрд баррелей. Перерасчет сделан по 66 месторождениям на основании разведочных работ последних лет, осуществленных местными и иностранными компаниями. Наибольший рост отмечен на 12 месторождениях, которые осваивают иностранные компании, в том числе на гигантах Западная Курна и Зубаир. Кроме того, по оценкам Министерства нефти Ирака, в районах с доказанной нефтегазоносностью могут быть открыты дополнительные ресурсы объемом 505 млрд баррелей.

Спустя неделю после Ирака о повышении запасов до 150,3 млрд баррелей объявил министр нефти Ирана. Аналитики, включая экспертов журнала Oil&Gas Journal, скептически отнеслись к новым оценкам запасов в обеих странах и в ожидании подтверждения воздерживаются от их учета в своей статистике.

Повышение оценки в Ираке может быть связано с тем, что в ближайшее время секретариат ОПЕК будет рассматривать вопрос о возвращении оправившейся от войны страны в систему квот, при распределении которых размер запасов имеет решающее значение. Новая оценка в Иране может быть ответом на корректировку запасов в Ираке. По сообщениям, министры неф-

Уровень и амплитуда колебаний цены нефти, 1999–2010 гг.



Среднесрочный прогноз мирового спроса на нефть, млн барр/д

Сценарий: рост мирового ВВП	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
	факт			прогноз			
3,7%/год	85,0	87,4	88,8	90,0	91,2	92,3	93,4
2,7%/год	85,0	87,4	88,2	88,7	89,3	90,3	91,5

Источник: МЭА

Первая десятка стран по запасам нефти, млрд т

Страны	Доказанные запасы на 01.01.11	Доказанные запасы на 01.01.10
Саудовская Аравия	35,4	35,3
Венесуэла	28,7	13,5
Россия	24,2	24,2
Канада	23,8	23,8
Иран	18,6	18,7
Ирак	15,0	15,0
Кувейт	13,8	13,8
ОАЭ	13,3	13,3
Ливия	6,3	6,0
Нигерия	5,1	5,1
Итого 10 стран	184,2	168,8
Мир**	215,9	200,2
в т.ч. ОПЕК	144,2	128,8
Доля ОПЕК в мировых запасах, %	66,8	64,3
Доля 10 стран в мировых запасах, %	85,3	84,3

Источник: Oil&Gas Journal. Запасы Ирака — Министерство нефти Ирака, до новой оценки. Запасы по России (175 млрд барр) — по сообщению (бывшего) замминистра промышленности и энергетики России А.Реуса на 137-й сессии Конференции ОПЕК 19.09.05 г. Запасы по Канаде — с учетом битуминозных песчаников, включенных в официальную статистику с 2002 г.

** Мировой итог с поправкой на запасы России

Экспортные доходы стран ОПЕК в 2000–2010 гг.



Мировое потребление нефти в 2010 году росло вдвое быстрее, чем ожидалось: драйвером роста спроса служат страны вне группы ОЭСР; в ОЭСР рост спроса замедляется

ти Ирака и Ирана должны в ближайшее время представить в секретариат ОПЕК данные, обосновывающие повышение запасов углеводородов.

Прирост запасов в России

По сообщениям чиновников МПР и Минэнерго, начиная с 2005 года чистый прирост углеводородов в России регулярно превышает годовой уровень добычи. Со-

В ближайшее пятилетие мировой спрос на нефть будет ежегодно увеличиваться на 1–1,4% и составит 88,2–88,8 млн барр/день в 2011 году и 91,5–93,4 млн барр/день к концу периода

поставление объемов приростов с добычей дает впечатляющий результат — за пять лет запасы нефти России увеличились на 500 млн тонн (см. «Россия, соотношение добычи и приростов запасов», а также статью «Оглушительный прирост запасов», НГВ №2'11).

Свои бюджеты компании строят исходя из среднегодовой цены нефти \$73,56/барр в 2010 году и \$77,32/барр в 2011-м

Такие результаты получены несмотря на регулярные сообщения о несостоявшихся из-за от-

существования заявок аукционах и снижение бюджетных ассигнований и затрат компаний на разведочные работы.

Мировые запасы нефти выросли почти на 32 млрд тонн — самое значительное увеличение после 2003 года. Основной прирост обеспечила Венесуэла

По предварительным данным Федерального агентства по недропользованию, чистый прирост запасов нефти и конденсата

Африканский регион продолжает пополнять мировые списки стран, владеющих ресурсами углеводородов: в 2010 году впервые появились официальные оценки запасов нефти в Уганде

та в России в 2010 году составил 750 млн тонн, что на 245 млн тонн превышает добычу. Причем, как можно понять из сообщения руководства Роснедр, речь идет о приростах не за счет

Мировые доказанные запасы обеспечивают 60 лет добычи в текущем объеме. В 2010 году в мире было добыто 3580 млн тонн нефти, на 60 млн тонн больше, чем в 2009 году

доразведки или переоценки с учетом МУН, а именно по новым 42 месторождениям, открытым за счет недропользователей в 2010 году.

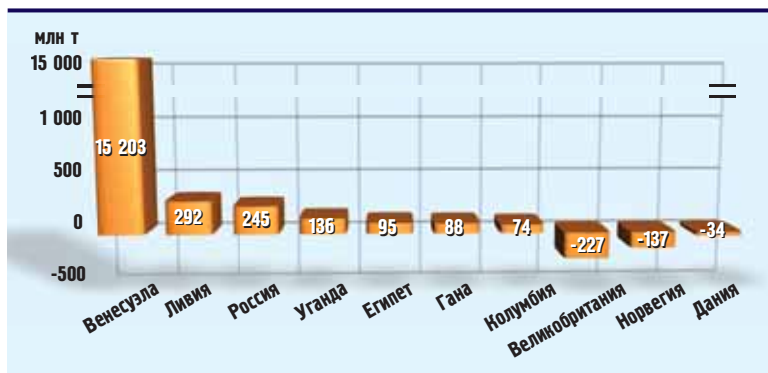
Откуда взялась эта фантастическая удача — большой государственный секрет.

Несколько меньший, но тоже значительный прирост в 2009 го-

Динамика мировых доказанных запасов нефти (на начало года)



Страны максимального роста/снижения запасов нефти в 2010 г.



Россия, соотношение добычи и приростов запасов нефти и конденсата



ду может быть, по крайней мере, объяснен тем, что одно из открытий — месторождение им. Севастьянова в Иркутской области — содержит 160 млн тонн запасов категории C_1+C_2 .

В 2010 году из наиболее значительных нефтяных открытий названы два месторождения - им. Сенявского в Иркутской области (СП Иркутской нефтяной компании и японской JOCOMES) и Нововенинское месторождение на лицензионном участке «Сахалин-3» («Роснефть»).

Предварительная оценка первого составляет 14,8 млн тонн, второе «Роснефть» аттестует как «небольшое» и не спешит с обнародованием конкретной оценки, что само по себе говорит о его размере. Но если 15 млн тонн — самое крупное из открытий, то даже при условии, что все 42 содержат нефть (что не так), все равно 750 млн тонн никак не набирается.

Мировая добыча и переработка нефти

В 2010 году в мире было добыто 3580 млн тонн нефти, на

60 млн тонн больше, чем в 2009 году, но меньше, чем в 2005–2008 годах (см. «Десять крупнейших производителей нефти»). С учетом 300 млн тонн жидких углеводородов, получаемых в результате переработки газа на ГПЗ, мировая добыча жидких УВ составляет 3,9 млрд тонн (см. «Производство жидких УВ на ГПЗ»).

Более 60% добычи приходится на 10 крупнейших нефтедобывающих государств, половина из которых представлена членами ОПЕК. Стоит обратить внимание, что составы первой десятки стран по запасам и по добыче не совпадают: присутствующие в первом списке Ливия и Нигерия не входят в десятку лидеров по добыче, а США, Китай и Мексика при высокой добыче отнюдь не являются обладателями крупнейших запасов. Соответственно, обеспеченность текущего уровня добычи доказанными запасами в этих странах составляет 10–13 лет по сравнению с 80 годами в Ливии и 50 — в Нигерии.

Режим добычи двух основных групп производителей нефти,

Десять крупнейших производителей нефти, млн т

	2010 г.*	2009 г.*	2008 г.	2007 г.	2006 г.	2005 г.	2004 г.	2003 г.	2002 г.	2001 г.
Россия	505,2	494,2	488,1	491,5	480,5	470,0	459,3	421,3	379,6	348,1
Саудовская Аравия	398,1	393,2	441,8	418,2	446,3	449,7	441,3	421,0	340,0	382,0
США	272,5	264,9	245,7	254,9	253,2	257,0	268,1	282,0	285,2	288,0
Китай	201,3	188,5	189,1	186,0	183,7	180,0	173,4	170,0	169,1	163,6
Иран	183,7	185,6	194,1	194,4	191,1	193,0	193,6	187,8	170,3	183,5
Канада	136,0	128,6	128,9	131,3	124,1	117,6	121,1	115,0	109,8	101,9
Мексика	127,8	129,3	139,0	155,6	162,5	165,5	169,3	167,3	157,7	155,2
Ирак	117,2	119,1	120,3	103,7	94,3	91,3	93,5	65,9	100,0	116,9
ОАЭ	114,1	112,7	129,9	122,4	128,9	122,5	121,7	113,5	93,0	106,9
Венесуэла	110,7	106,7	116,6	123,8	132,7	134,3	126,9	115,9	129,2	149,4
Мир*	3 579,6	3 520,0	3 614,9	3 592,0	3 606,2	3 592,0	3 524,1	3 400,7	3 259,8	3 301,8
в т.ч. ОПЕК	1 444,7	1 424,4	1 598,3	1 516,2	1 472,7	1 477,8	1 420,0	1 330,3	1 214,3	1 342,0
остальные	2 134,9	2 095,6	2 016,6	2 075,8	2 133,5	2 114,2	2 104,1	2 070,4	2 045,5	1 959,8
доля ОПЕК, %	40,4	40,5	44,2	42,2	40,8	41,1	40,3	39,1	37,2	40,5

* 2010 г. — предварительные данные, 2009 г. — скорректированные данные

Источники: Oil & Gas Journal; Россия — ЦДУ ТЭК. Саудовская Аравия и Кувейт — не включая добычу в Нейтральной Зоне

Примечание: в годовой статистике Oil&Gas Journal, в отличие от BP Statistical Review of World Energy, в добычу нефти не включены жидкие УВ из природного газа

Производство жидких УВ на ГПЗ, млн т

	2010 г.	2009 г.
Северная Америка	97,0	95,0
США	65,0	62,0
Канада	20,0	21,0
Мексика	12,0	12,0
Южная Америка	16,0	16,0
Венесуэла	6,6	6,6
Бразилия	2,7	2,6
Западная Европа	12,0	13,0
Норвегия	8,3	9,0
Великобритания	3,7	4,2
Восточная Европа	20,0	19,0
Россия	14,4	13,7
Африка	21,0	20,0
Алжир	11,5	11,3
Ближний Восток	108,0	98,0
Саудовская Аравия	49,0	46,0
ОАЭ	8,2	8,2
АТР	29	29,0
Китай	21,4	21,4
Мир	303,0	290,0

Источник: Oil&Gas Journal

ОПЕК и не-ОПЕК, различен. В 2010 году страны за пределами ОПЕК добывали на пределе возможностей с достижением максимального уровня добычи за всю историю, в то время как добыча ОПЕК была самой низкой за десятилетие (за исключением 2009 года).

В результате доля ОПЕК в мировой добыче сократилась с 44%

в 2008 году до 40,4% в 2010-м. Но 17% своих производственных мощностей картель держит в резерве и теоретически может в течение 30 суток выбросить на рынок 6 млн барр/день нефти (см. «Резервные мощности добычи в странах ОПЕК»). Нетрудно представить, что произойдет с ценами при появлении лишь слухов о подобных намерениях.

Так что утверждения о том, что ОПЕК якобы потеряла контроль над рынком, представляются весьма сомнительными.

Доля ОПЕК в мировой добыче сократилась с 44% в 2008 году до 40,4% в 2010-м. 17% мощностей картель держит в резерве и теоретически может в течение 30 суток выбросить на рынок 6 млн барр/день нефти

Наибольший рост добычи в 2010 году отмечен в Китае, Нигерии и России, в меньшей степени — в США, Канаде и Бразилии (см. «Страны максимального роста/снижения добычи нефти»). Максимальное снижение отмечено в Западной Европе за счет месторождений Северного моря в Норвегии, Великобритании и Дании.

Наибольший рост добычи в 2010 году отмечен в Китае, Нигерии и России. Максимальное снижение добычи отмечено в Западной Европе за счет месторождений Северного моря в Норвегии, Великобритании и Дании

В России добыча увеличилась на 2,2%, до 505,2 млн тонн. Среднесуточный уровень 10,2 млн баррелей фактически яв-

ляется предельной мощностью добычи в стране. По сравнению с Саудовской Аравией это на 2 млн барр/день (или 100 млн тонн в год) меньше. Незадействованные мощности добычи Королевства в 2010 году составляли 3,86 млн барр/день, или

Среднемировая среднесуточная производительность одной нефтяной скважины в 2010 году составляла 0,078 тыс. баррелей

192 млн тонн в год. Таково истинное положение с мировым первенством по добыче нефти, которое Россия демонстрирует с 2002 года.

Мировые мощности первичной переработки нефти в 2010 году выросли на 1 млн барр/день, до 88,2 млн барр/день: рост произошел в основном в АТР и на Ближнем Востоке

Китай, опередив Иран еще в прошлом году, подтвердил свою позицию четвертого в мире производителя нефти, впервые добыв более 200 млн тонн. В США был досрочно отменен мораторий на бурение на внешнем континентальном шельфе, который должен был продолжаться до декабря. С восстановлением работ на 33 остановленных буровых платформах добыча в Мексиканском заливе, откуда поступает около 30% нефти страны, быстро восстановилась, и по результатам года суммарная добыча нефти в США увеличилась на 7,6 млн тонн.

В списке 25 крупнейших нефтепереработчиков 16-е и 17-е места занимают российские «Роснефть» и ЛУКОЙЛ

Среднемировая среднесуточная производительность одной нефтяной скважины в 2010 году составляла 0,078 тыс. баррелей (0,010 тыс. тонн). По России этот показатель практически равен среднемировому, по ОПЕК — в 10 раз больше, а в Саудовской Аравии находится на несравнимо

Резервные мощности добычи в странах ОПЕК

Свободные мощности добычи в ноябре 2010 г., млн барр/день	
Устойчивые мощности добычи ОПЕК	35,38 (1756 млн т/г.)
Резервные мощности, всего	6,14 (305 млн т/г.)
Алжир	0,11
Ангола	0,34
Эквадор	0,01
Иран	0,18
Кувейт	0,31
Ливия	0,19
Нигерия	0,28
Катар	0,18
Саудовская Аравия	3,86 (192 млн т/г.)
ОАЭ	0,38
Венесуэла	0,23
Ирак	0,09
Источник: МЭА	

Средняя производительность нефтяных скважин, 2000–2010 гг.

	Кол-во действующих скважин на начало года, тыс. шт.	Среднесуточная производительность одной скважины, тыс. барр/д.*скв.
2010 г.		
Мир	914,0	0,078
ОПЕК	37,1	0,780
Россия	132,9*	0,075
Саудовская Аравия	2,811	2,800
2005 г.		
Мир	798,7	0,089
ОПЕК	36,7	0,782
Россия	118,6	0,080
Саудовская Аравия	1,56	5,600
2000 г.		
Мир	914,1	0,070
ОПЕК	36,7	0,725
Россия	115,4	0,056
Саудовская Аравия	1,56	4,800
Источник: Oil&Gas Journal;		
* кол-во скв. в России – НГВ №5'10		

более высоком уровне — 2,8 тыс. барр/день (см. «Средняя производительность нефтяных скважин»).

Мировые мощности первичной переработки нефти в 2010 году выросли на 1 млн барр/день, до 88,2 млн барр/день, распределенных по 662 НПЗ. Таким образом, мощность одного НПЗ в среднем составляет 6,6 млн тонн в год.

В Северной Америке мощности нефтепереработки остались на том же уровне, что и в 2009 году, а в Западной Европе сократились. Рост произошел в основном в АТР и на Ближнем Востоке. В 2010 году в АТР введены в эксплуатацию три новых НПЗ с увеличением суммарных мощностей на 1,5 млн барр/день.

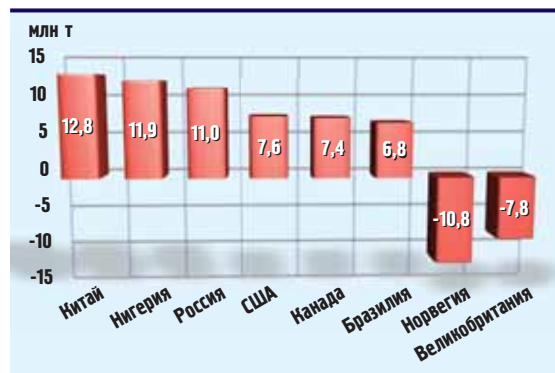
Ряд ближневосточных государств, преимущественно членов

Компании с наибольшими мощностями нефтепереработки

Компания	Суммарная мощность НПЗ, тыс. барр/д.
ExxonMobil	5 783
RD Shell	4 509
Sinorec	3 971
BP	3 325
ConocoPhillips	2 778
Chevron Corp.	2 756
PDVS (Венесуэла)	2 678
Valero Energy	2 616
CNPC	2 615
Total	2 451
Saudi Aramco	2 433
Petrobras (Бразилия)	1 997
Petromex (Мексика)	1 703
NIOC (Иран)	1 451
JX Nippon Oil&Energy	1 423
Роснефть	1 293
Лукойл	1 217
Marathon Petroleum	1 188
Repsol YPF	1 105
Kuwait National Petroleum	1 085
Pertamina	993
Agip Petroli SPA	904
Sunoco	825
SK Corp.	817
Flint Hills Resources	816

Источник: Oil & Gas Journal

Страны максимального роста/снижения добычи нефти в 2010 г.



ОПЕК, в течение пяти лет планируют вложить в развитие нефтепереработки \$40 млрд. В частности, новый проект в Саудовской Аравии, о котором объявлено в январе 2011 года, предусматривает строительство Jazan НПЗ мощностью 250–400 тыс. барр/день стоимостью \$10 млрд.

В разрезе компаний крупнейшими владельцами мощностей нефтепереработки являются ExxonMobil, Royal Dutch Shell и Sinorec (см. «Компании с наибольшими мощностями нефтепереработки»). На эти три компании приходится 14,2 млн барр/день, или 16% мировых мощностей нефтепереработки. В списке 25 крупнейших нефтепереработчиков 16-е и 17-е места занимают российские «Роснефть» и ЛУКОЙЛ.

Планируемые мощности мировой нефтепереработки по объявленным проектам, с вводом в разные годы, составляют 38 млн барр/день. Большинство этих проектов инициировано в развивающихся странах. Так, на АТР приходится 40% объявленных проектов, на Ближний Восток — 20%, на Африку и Латинскую Америку — по 10%.

В целом современное состояние мировой нефтепереработки характеризуется недогрузкой и снижением доходности предприятий. Такая ситуация особенно выражена в зоне ОЭСР, где уже закрываются некоторые действующие заводы. По прогнозу ОПЕК, избыток мощностей НПЗ сохранится на всю среднесрочную перспективу (см. «Закат «золотого века» нефтепереработки», НГВ №1'11).

ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

- свежий номер
- полный архив «Вертикали»
- материалы в свободном доступе
- возможность тематического поиска



www.ngv.ru

МИРОВЫЕ ИТОГИ: ГАЗ '2010



Снижение деловой активности в период глобального экономического кризиса оказало значительное влияние на газовую отрасль, сократив спрос в основных регионах потребления. В течение года динамика отрасли продолжала находиться под давлением все еще низких цен на газ и сокращения импортных потребностей в СПГ в США в результате прогрессивного роста газосланцевой добычи. Однако постепенное восстановление мировой экономики внесло оживление, которое обещает новый виток роста спроса и добычи газа, наметившийся в 2010 году.

По большинству прогнозов полное восстановление спроса в ОЭСР произойдет к 2014 году, но заданный в 2010 году темп позволяет предположить, что это произойдет раньше. Остается вопрос, удастся ли «Газпрому» при восстановлении спроса полностью вернуть прежнюю позицию на европейском рынке. В большой мере это будет зависеть от того, в какой степени наращивание добычи сланцевого газа будет вытеснять СПГ с американского рынка и какая его часть будет поглощаться импортерами АТР.

Кроме того, в течение года «Газпрому» пришлось неоднократно пойти на уступки как в цене, так и объемах продаж, и эта ситуация может закрепиться. Дополнительную неопределенность составляет эффект вступающих в марте правил Третьего энергетического пакета ЕС.

Спотовые цены на газ на европейском рынке к концу года практически сравнялись с ценами на российский газ по долгосрочным контрактам, но в январе вновь пошли вниз. В США спотовые цены на хабе Henry в 2010 году выросли на 11%, оставаясь на значительно более низком уровне, чем в Европе.

За первое десятилетие века глобальные запасы газа выросли на 24,3%, или 37,5 трлн м³ (см. «Десятилетие мировых запасов и добычи газа»). В этот период отмечены два резких скачка: первый произошел в 2004 году в результате увеличения вдвое оценок доказанных запасов газа Катара, второй — в 2009 году, когда был подтвержден потенциал газонефтяного месторождения Южный Иолатань в Туркменистане.

Расширение мировой ресурсной базы газодобычи шло более быстрыми темпами, чем в предыдущее десятилетие: в 1990–2000 годах прирост составил 28 трлн м³ (22%). Однако добыча растет еще быстрее: в 2000–2010 годах мировое производство газа увеличилось на 30%, или на 730 млрд м³. В результате индекс обеспеченности мировой добычи запасами снизился с 64 лет в 2000 году до 61 в 2010-м.

Запасы газа

В 2010 году мировые запасы газа, после резкого скачка в предыдущем году, выросли на 2,4% и составили 191,7 трлн м³. Более 78% приходится на 10 стран, в том числе 55% на три ведущие газовые державы (см. «Мировые запасы газа в 2010 г.»).

Если в 2009 году во всех регионах мира кроме Западной Европы был отмечен рост, то в 2010 году в большинстве регионов запасы сократились. Наибольшие потери понесла Западная Европа, где в очередной раз снижены оценки североморского сектора Великобритании и шельфа Норвегии. Рост произошел только на Ближнем Востоке и в Африке, в основном за счет Ирана, Саудовской Аравии, ОАЭ и Египта (см. «Страны максимального роста/снижения запасов газа»).

В Иране министр нефти объявил о переоценке запасов газа с их увеличением до 33,1 трлн м³. Аналитики Oil&Gas Journal в своей сводке новую оценку проигнорировали (по аналогии с объявленным ростом запасов нефти?), несмотря на серию крупных открытий в Иране, среди них Foroos с геологическими запасами

Десятилетие мировых запасов и добычи газа

	2000 г.	2004 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Доказанные запасы на конец года, трлн м³	154,2	171,1	177,1	187,2	191,7
Добыча газа, млрд м³	2 412,6	2 694,0	3 065,6	2 987,0	3 143,0
Индекс обеспеченности добычи запасами, лет	64	63,5	57,8	62,7	61

Источники: Oil&Gas Journal; BP Statistical Review of World Energy

Мировые запасы газа в 2010 г., трлн м³

	Доказанные запасы на 01.01.11	Доказанные запасы на 01.01.10	Доказанные запасы на 01.01.09
Мир	188,2	187,2	177,1
10 ведущих стран:	147,5	146,6	138,9
Россия	47,8	47,8	47,8
Иран	29,6	29,6	28,0
Катар	25,4	25,5	25,3
США	8,0	8,0	7,2
Саудовская Аравия	7,8	7,4	7,3
Туркменистан	7,5	7,5	2,7
ОАЭ	6,4	6,1	6,1
Нигерия	5,3	5,2	5,2
Венесуэла	5,2	5,0	4,8
Алжир	4,5	4,5	4,5
Доля 10 стран в мировых запасах, %	78,4	78,3	78,4

Источники: Россия — ОАО «Газпром», Генсхема развития газовой отрасли на период до 2030 года; США — EIA/DOE.

Остальные страны и мировой итог — Oil&Gas Journal.

700 млрд м³, Кыуат с извлекаемыми запасами 210 млрд м³ и др.

Саудовская Аравия добавила 350 млрд м³ новых запасов газа в 2010 году и сместила Туркменистан с пятого места. Однако 60% запасов газа в стране связаны с нефтяными месторождениями, и необходимость сдерживать добычу нефти тормозит их освоение. Примерно 3 трлн м³ свободного газа на 75% связаны с высокосернистыми формациями или

плотными породами. Компания Агамсо продвинулась в северо-восточный регион страны, где в следующие пять лет открывается большой фронт разведочных работ на газ.

В Египте одно открытие следует за другим, и в обозримом будущем газ станет основным драйвером развития египетской энергетики. За десятилетие запасы газа в стране выросли вдвое, до 2 трлн м³, а добыча утроилась. По

словам министра энергетики страны, по мере разведочных работ в бассейнах дельты Нила, Западной пустыни и в других перспективных районах к 2020 году доказанные запасы вырастут до 6–8 трлн м³

За первое десятилетие века глобальные запасы газа выросли на 24,3%, или 37,5 трлн м³. Однако индекс обеспеченности мировой добычи запасами снизился с 64 лет в 2000 году до 61 года

Страны максимального роста/снижения запасов газа в 2009 г.



В 2010 году, с открытием в июне месторождения Левиафан, свой недавно приобретенный газовый статус закрепил Израиль. Месторождение с геологическими запасами 450 млрд м³ обнаружено в Левантийском бассейне в 50 км от открытого в 2009 году месторождения Тамар с запасами 240 млрд м³. Южнее находятся месторождения Мыра и Sarah с предварительно оцененными суммарными запасами 100–200 млрд м³.

На начало 2011 года подтвержденные запасы Израиля оцени-

Баланс запасов газа США, трлн ф³

	Доказанные запасы на начало 2009 г.	Открытия	Ревизия	Товарная добыча 2009 г.	Доказанные запасы на начало 2010 г.
Угольный газ	20,8	0,8	-1,1	1,9	18,6
Сланцевый газ	34,4	24,8	4,5	3,1	60,6
Обычные залежи (включая в плотных породах)	199,8	21,9	0,5	18,2	204,7
Всего	255,0	47,6	3,8	22,5	283,9

Источник: DOE/EIA

ваются в 200 млрд м³. Потенциал новых открытий в Левантийском бассейне, расположенном на восточном шельфе Средиземного моря, достаточно высок: Геологическая служба США оценивает его ресурсы в 3,5 трлн м³. В ходе заседания российско-израильской межправительственной комиссии в конце 2010 года стороны договорились о возможном участии «Газпрома» в разведке и освоении запасов газа в стране.

В 2010 году мировые запасы газа, после резкого скачка в предыдущем году, выросли на 2,4% и составили 191,7 трлн м³. Более 78% приходится на 10 стран, в том числе 55% — на три ведущие газовые державы

В Венесуэле, наряду с сенсационным повышением запасов нефти, переоценены и запасы газа с увеличением до 185,2 трлн ф³ (5,2 трлн м³). Министерство энергетики страны обосновывает новую оценку недавним открытием залежей газа на блоке Cardon IV в Венесуэльском заливе.

В большинстве регионов запасы сократились: наибольшие потери понесла Западная Европа. С 2000-х годов рост запасов газа в США происходит только за счет нетрадиционных залежей

В США новый баланс запасов газа Министерство энергетики опубликует только в ноябре 2011 года, так что официально оценки на начало года остались без изменений. С 2000-х годов рост запасов газа в США происходит только за счет нетрадиционных залежей. Баланс запасов на начало 2010 года показывает, что приросты до-

Запасы газа участников Форума стран-экспортеров газа, трлн м³

	На 01.01.11	На 01.01.10
Россия	47,8	47,8
Иран	33,1	29,6
Катар	25,4	25,5
Нигерия	5,3	5,2
Венесуэла	5,1	5,0
Алжир	4,5	4,5
Египет	2,2	1,7
Ливия	1,6	1,5
Боливия	0,8	0,8
Тринидад и Тобаго	0,4	0,4
Экваториальная Гвинея	0,04	0,04
Всего	126,2	122,0
Доля ФСЭГ в мировых запасах, %	65,8%	65,2%

Мировая добыча газа, млрд м³

	2010 г.*	2009 г.
Россия	650,8	583,0
США	608	582,8
Канада	148,4	156,5
Норвегия	106,4	103,5
Иран	136,8	131,2
Алжир	84,6	81,4
Китай	91,5	83,3
Катар	108,4	89,0
Саудовская Аравия	78,0	77,5
Нидерланды	69,5	62,7
10 стран	2 082,4	1 950,9
Мир	3 143,0	2 987,0
Доля 10 стран в мировой добыче	66,2%	65,3%

*2010 г — предварительные данные на базе 10 месяцев

Источники: США — сухой товарный газ, данные EI; Канада, товарная добыча — данные NEB;

Норвегия — данные NPD; Россия — данные Минэнерго РФ. Остальные страны — Oil&Gas Journal

стигаются преимущественно за счет газа из сланцевых залежей, запасы которых за год выросли на 76%, до 60,6 трлн ф³ (1,7 трлн м³). В суммарных доказанных запасах газа США они составляют 21,3% (см. «Баланс запасов газа США»).

В России, по предварительным данным Федерального агентства по недропользованию, в 2010 году было открыто 42 месторождения углеводородного сырья. Суммарные запасы свободного газа и газовых шапок категорий C₁+C₂

Баланс добычи газа в США, млрд м³

	2008 г.	2009 г.	2010 г.*
Валовая добыча	726,0	736,7	755,8
Из газовых скважин	442,3	420,2	н/д
Из нефтяных скважин	162,8	164,6	н/д
Из скважин в сланцах	64,7	95,8	н/д
Из скважин в угольных пластах	56,2	56,0	н/д
Товарная добыча (сырой газ)	597,9	611,8	636,0
Товарная добыча (сухой газ)	570,9	582,8	608,0

Источник: EIA/DOE. *2010 год — расчет на базе данных EIA за 11 месяцев

Газ в России, млрд м³

	2010 г.	2009 г.	2010/2009, %
Добыча газа в России	650,8	583,0	111,6
в т.ч. «Газпром»	508,7	462,3	110,0
Внутреннее потребление	501,4	430,5	116,5
Экспорт российского газа	184,0	167,2	110,0

Источник: Минэнерго РФ

Закупки центральноазиатского газа			
(расчет по приведенным выше данным Минэнерго)	34,6	14,7	235,3

Баланс газа в странах ОЭСР (январь-октябрь), млрд м³

	Добыча	Импорт	Экспорт	Потребление*
Группа ОЭСР				
2010 г.	967,9	607,8	288,2	1 253,1
2009 г.	955,5	558,6	277,2	1 185,3
2010/2009	101,3%	108,8%	104,0%	105,7%
В т.ч. Европа				
2010 г.	235,0	372,2	164,1	436,1
2009 г.	231,5	342,1	152,6	408,4
2010/2009	101,5%	108,8%	107,5%	106,8%

Источник: МЭА

*С учетом изменений объемов газа в газохранилищах

**Экспорт включает реэкспорт, транзит и поставки из Норвегии, Нидерландов, Великобритании, др.

по новым месторождениям оценены в 810 млрд м³. Таким образом, с учетом добычи 650 млрд м³ общий прирост запасов составил 160 млрд м³.

Однако, как и в случае с нефтью, такие приросты не могут быть результатом только разведочных работ. Наиболее значимыми открытиями по газу названы Нарьягинское месторождение в Иркутской области, Абаканское в Красноярском крае и Северо-Венинское на шельфе Охотского моря с запасами соответственно 26 млрд м³, 32 млрд м³ и 34 млрд м³. Простой расчет показывает, что даже если во всех 42 открытиях есть газ (что не так), то каж-

дое из остальных 39 месторождений должно содержать не менее 18 млрд м³ свободного газа. Очевидно, что это невероятно.

Доля запасов, контролируемых странами-участниками ФСЭГ (Форум стран-экспортеров газа), за счет роста в Абу-Даби, Нигерии и Ливии увеличилась с 71% до 72% (см. «Запасы газа участников ФСЭГ»). В 2010 году состоялись три совещания правления организации, в том числе одно внеочередное, и две министерские встречи.

Образованная 10 лет назад организация пока что не оказывает какого-либо ощутимого влияния на глобальные вопросы

газового рынка, продолжая оставаться площадкой для обсуждения текущих событий. В декабре в Дохе в ходе XI Министерской встречи было принято решение о необходимости дополнительных консультаций с ЕС по вопросам внедрения новых правил регулирования европейского рынка газа — Третьего энергетического пакета.

Добыча

В 2010 году в мире было добыто 3,1 трлн м³ газа (см. «Мировая добыча газа»). В обстановке по-

В России общий прирост запасов газа составил 160 млрд м³. Как и в случае с нефтью, такие приросты не могут быть результатом только разведочных работ

степенного восстановления мировой экономики и спроса на топливо рост добычи газа на 5,2% относительно депрессивного 2009 года был вдвое выше, чем прогнозировало газовое агентство Cedigaz. Результаты 2010 года оказались на 2,7% выше, чем в рекордном 2008 году.

В 2010 году в мире было добыто 3,1 трлн м³ газа, на 2,7% больше, чем в рекордном 2008 году. Максимальный рост добычи произошел в России, США, Катаре и Китае

Первая десятка газодобывающих стран, среди которых добыча снизилась только в Канаде, обеспечила 84% мирового увеличения. В Канаде сокращение добычи связано со снижением буровой активности и зрелостью ресурсной базы обычных месторождений.

Структура извлечения валового объема газа по типу скважин показывает резкий рост сланцевого компонента газа: с 9% в 2008 году до 13% в 2009-м

Максимальный рост добычи произошел в России (на 67,8 млрд м³), США (25,2 млрд м³), Катаре (19,4 млрд м³) и Китае (8,2 млрд м³).

В США валовая добыча выросла на 2,6% (см. «Баланс добычи газа в США»). Товарная добыча сухого газа, после извлечения жидких углеводородных компонентов на ГПЗ, составила 608 млрд м³. Структура извлечения валового объема газа по типу скважин показывает резкий рост сланцевого компонента газа: с 9% в 2008 году до 13% в 2009 году.

Газ из сланцев полностью компенсировал снижение добычи из обычных газовых скважин и обеспечил весь прирост: интерес к сланцевому газу охватывает все большее количество регионов и стран

Официальные данные EIA по структуре валовой добычи в 2010 году пока отсутствуют, однако известно, что газ из сланцев полностью компенсировал снижение добычи из обычных газовых скважин и обеспечил весь прирост. Таким образом, по аналогии с 2009 годом, добыча из сланцев в 2010 году выросла как минимум на 10 млрд м³.

По оценке IHS CERA, к 2018 году мировая добыча сланцевого газа может составить 180 млрд м³ в год

Интерес к сланцевому газу охватывает все большее количество регионов и стран. По числу проектов Австралия, Канада и Китай находятся в авангарде; за ними следуют Индия, Индонезия, Аргентина, Южная Африка, а также ряд европейских стран, включая Польшу, Германию и Украину. По оценке IHS CERA, к 2018 году мировая добыча сланцевого газа может составить 180 млрд м³ в год.

Импорт газа в Западную Европу по источникам*

	2010 г. (январь-октябрь), млрд м ³	2010/2009 (январь-октябрь), %
Трубопровод		
Б. СССР	107,3	106,6
Нидерланды	38,7	101,6
Трубопровод + СПГ		
Норвегия	78,1	105,8
Алжир	43,0	104,9
Ливия	8,2	97,0
Только СПГ		
Нигерия	9,2	156,6
Катар	21,2	194,3
Оман	0,160	11,9
Тринидад и Тобаго	3,053	55,4
Всего	308,9	108,1

Источник: МЭА
*Без учета реэкспорта и обменных поставок газа

Импорт газа в США по источникам

	2010 г. (январь-октябрь), млрд м ³	2010/2009 (январь-октябрь), %
Трубопровод	77,5	100,4
Канада	76,7	100,3
Мексика	0,75	106,6
СПГ	10,5	98,0
Египет	2,1	45,6
Норвегия	0,74	88,6
Катар	0,92	256,5
Йемен	0,85	---
Перу	0,18	---
Нигерия	1,18	311,0
Тринидад	4,56	79,0
Всего импорт	88,0	100

Источник: EIA

В Катаре наложенный правительством мораторий на дальнейшую разработку газа не касается уже действующих проектов, поэтому добыча продолжает расти. Но Министерство нефти предполагает продлить срок моратория за пределы ра-

нее определенного 2014 года. Месторождение Barzan, последний одобренный газовый проект, будет введено в 2014–2015 годах и добавит стране 17 млрд м³ газа в год.

В Китае добыча растет за счет активной разработки месторож-

Импорт/экспорт и потребление газа в США, млрд м³

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Изменение 2010/2009, %	2011 г. (прогноз)	Изменение 2011/2010, %
Импорт	118,8	106,2	105,4	-0,8	105,4	-1,9
Трубопровод	108,8	93,4	93,2	-0,2	93,4	0,2
СПГ	10,0	12,8	12,2	-4,9	12,0	-1,2
Экспорт газа	27,3	30,4	31,2	2,6	32,7	5,0
Потребление	657,8	644,0	661,5	2,7	671,2	0,2

Источники: EIA, 2010 — расчет на базе 11 месяцев, 2011 г. — оценка Oil&Gas Journal

Изменение среднегодовых цен на газ в США, \$/тыс. ф³ (\$/тыс. м³)

	2008 г.	2009 г.	2010 г. (в среднем за 11 мес.)
На устье скважины	7,97	3,67	4,18 (147,6)
Импортный газ	8,70	4,19	4,58 (161,7)
Трубопровод	8,57	4,13	4,56 (161,0)
СПГ	10,03	4,59	4,85 (171,3)
Экспорт газа	8,58	4,47	5,09 (179,7)
Трубопровод	8,62	4,34	4,83 (170,6)
СПГ	7,69	8,40	10,66 (376,4)
Цена франко-газораспределительная сеть (Citygate)	9,18	6,46	6,11 (215,9)
Спот (Henry Hub)	8,86	3,94	4,37 (154,3)

Источник: EIA

дений в бассейнах Tarim на северо-востоке страны.

В Норвегии темп роста добычи газа завоевывает преимущественную долю в углеводородном балансе страны и по прогнозам составит 112,2 млрд м³ в 2014 году.

В России по последним данным Минэнерго объем добычи газа вырос на 11,6%, до 650,8 млрд м³ (см. «Газ в России»). Докризисный уровень 665 млрд м³ в 2008 году пока не достигнут. Основной рост произошел за счет независимых производителей, доля которых в суммарном объеме увеличилась до 21,8%.

По данным ЦДУ ТЭК «Газпром» поднял добычу на 10%, до 508,7 млрд м³. При условии сохранения темпов роста экономики руководство компании рассчитывает вывести добычу на докризисный уровень в 2011 году. Стимулом для расширения добычи, помимо увеличения внутреннего спроса в России на 15%, был рост спроса в странах СНГ. По данным ЦДУ ТЭК, поставки в ближнее зарубежье увеличились на 23,05 млрд м³, до 63,6 млрд м³, компенсировав снижение экспорта в дальнее зарубежье.

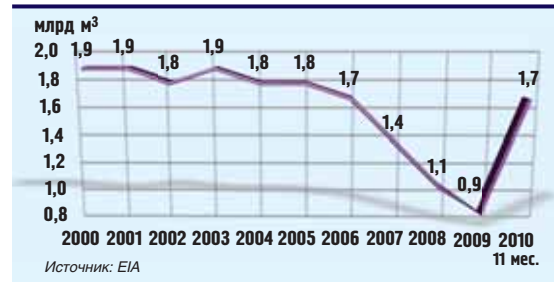
Спрос, международная торговля, цены

Сланцевый газ, переориентация СПГ на Европу и низкие цены оставались главными факторами газового рынка в 2010 году. Большинство региональных рынков характеризовались избыточным предложением газа. Импортёры российского газа в Европе один за другим поднимали вопрос о пересмотре условий ценообразования по долгосрочным контрактам, в том числе о включении в формулу расчета значения цен на спотовом рынке.

В течение года спрос на газ, вслед за восстановлением мировой экономики, практически на всех рынках постепенно увеличивался. Не исключая США, где в 2010 году, в помесечном сравнении с 2009 годом, отмечается определенный рост конечного потребления. Темп роста спроса и добычи газа, наметившийся в 2010 году, обещает, что полное восстановление до докризисного уровня может произойти раньше, чем в 2014 году.

Суммарное потребление стран ОЭСР увеличилось на 5,7% (см. «Баланс газа в странах ОЭСР»).

Экспорт СПГ из США



Источник: EIA

В Европе при снижении добычи на 1,5% и росте спроса на 6,8% нетто-импорт увеличился на 19 млрд м³. Особенно значительно выросли поставки СПГ: из Катара на 94%, Нигерии на 56% и Тринидада и Тобаго на 55% (см. «Импорт газа в Западную Европу по источникам»).

Сланцевый газ, переориентация СПГ на Европу и низкие цены оставались главными факторами газового рынка в 2010 году

В 2010 году расширилось внутрирегиональное трансграничное движение газа по трубопроводам в Европе. Объемы поставок увеличили не только традиционные экспортёры Норвегия и Нидерланды, но и Великобритания и Германия.

В течение года спрос на газ, вслед за восстановлением мировой экономики, практически на всех рынках постепенно увеличивался

Весь прошлый год продолжалась активная работа по двум конкурирующим газопроводам

Суммарное потребление стран ОЭСР увеличилось на 5,7%, особенно значительно выросли поставки СПГ

«Южный поток» и Nabucco. По каждому из них решены отдельные рабочие вопросы, но ни тот

Динамика спотовой цены на газ на рынках США и Европы по месяцам 2010 г., в среднем в месяце, \$/тыс. ф³ (\$/тыс. м³)

(в скобках)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Henry Hub	5,83 (206)	5,32	4,29	4,03	4,14	4,80	4,63 (164)	4,32	3,89	3,43	3,71	4,25 (150)
Zeebrugge	7,65 (270)	7,23	6,54	6,91	8,07	8,69	9,72 (343)	8,89	9,41	9,92	10,13	12,41 (438)

Источник: Henry Hub — EIA; Zeebrugge — APX-EINDEX

ни другой проект не вышел на стадию принятия инвестиционного решения. Поскольку точка

В 2010 году расширилось внутрирегиональное трансграничное движение газа по трубопроводам в Европе. Объемы поставок увеличили не только традиционные экспортеры Норвегия и Нидерланды, но и Великобритания и Германия

невозврата не достигнута, остается надежда на слияние двух грандиозных проектов в один, более отвечающий здравому смыслу.

Поскольку точка невозврата по «Южному потоку» и «Набукко» не достигнута, остается надежда на слияние двух грандиозных проектов в один более отвечающий здравому смыслу

В США, по данным EIA, в течение 11 месяцев потребители использовали 606,4 млрд м³, что в пересчете за год составляет 661,5 млрд м³ — на 2,7% больше, чем в 2009 году (см. «Импорт/экспорт и потребление газа в США»). При этом импорт газа сократился на 0,8%, а экспорт вырос на 2,6%.

Темп роста спроса и добычи газа, наметившийся в 2010 году, обещает, что полное восстановление до докризисного уровня может произойти раньше, чем в 2014 году

По последним данным EIA, сокращение импорта связано исключительно с СПГ, в то время как поставки по трубопроводам из Канады и Мексики немного

В мае 2010 года эксперты Центра геофизических данных (США) представили итог своих 16-летних наблюдений за сжиганием газа на факелах: в России сгорает 46,6 млрд м³...

увеличились (см. «Импорт газа в США по источникам»). Наибольшие объемы СПГ поступили из Тринидада и Египта.

Сожженный газ, млрд м³

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Россия	58,3	50,0	52,3	42,0	46,6
Нигерия	21,3	18,6	16,3	15,5	14,9
Иран	11,7	12,2	10,7	10,9	10,9
Ирак	7,0	7,2	6,7	7,1	8,1
Казахстан	6,2	6,2	5,5	5,4	5,0
Алжир	5,7	6,4	5,6	6,2	4,9
США	2,8	2,8	2,8	4,0	4,0
Саудовская Аравия	3,4	3,7	3,8	3,8	3,5
Ливия	4,6	4,4	3,8	4,0	3,5
Ангола	4,7	4,0	3,5	3,5	3,4
Мексика	1,9	2,1	2,7	3,6	3,0
Венесуэла	2,2	2,1	2,2	2,7	2,8
Индонезия	3,0	3,2	2,6	2,5	2,5
Китай	3,0	2,9	2,6	2,5	2,4
Катар	2,3	2,3	2,4	2,3	2,2
Оман	2,6	2,3	2,0	2,0	1,9
Канада	1,3	1,7	2,0	1,9	1,8
Египет	1,7	1,7	1,5	1,6	1,8
Кувейт	2,5	2,5	2,2	2,0	1,8
Узбекистан	2,7	2,9	2,1	2,7	1,7
20 стран	149,0	139,0	133,0	126,0	127,0
Остальной мир	23,0	22,0	21,0	20,0	20,0
Весь мир	172,0	162,0	154,0	146,0	147,0

Источник: NOAA National Geophysical Data Center

Идет много сообщений о том, что США якобы «начали» экспортировать СПГ. На самом деле США всегда экспортировали небольшие объемы СПГ, в основном в Японию и немного в Мексику (см. «Экспорт СПГ из США»). В 2010 году начались поставки по новым адресам — в Южную Корею, Испанию. По сообщениям в декабре должна была состояться поставка первой партии в Великобританию. Суммарный объем экспорта СПГ из США остался на обычном для последнего десятилетия уровне.

Следует отметить, что США покупает СПГ по вдвое меньшей цене, чем продает (см. «Изменение среднегодовых цен на газ в США»). Резонно ожидать, что до тех пор, пока такая вилка цен будет сохраняться, американские компании будут стремиться расширять экспорт СПГ.

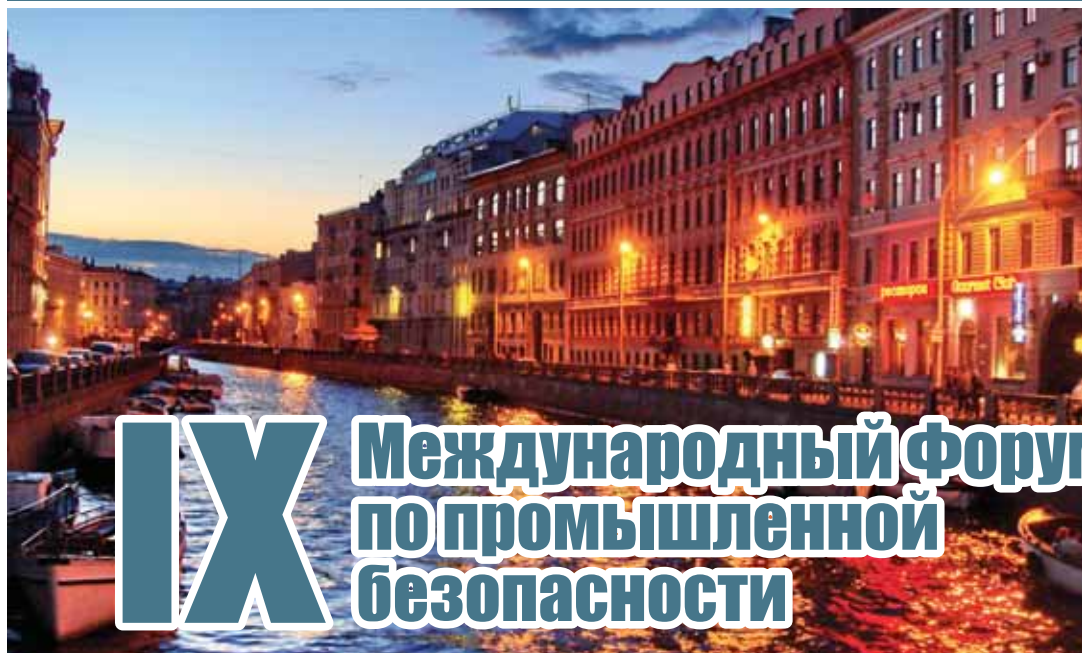
Средняя спотовая цена на газ на хабе Henry в течение 2010 года колебалась в интервале \$5,83–3,43 за тыс. ф³ (см. «Дина-

мика спотовой цены на газ на рынках США и Европы по месяцам 2010 г.»). После снижения до минимального уровня в октябре в последние два месяца цены начали подниматься. Среднемесячные цены на европейском хабе в Zeebrugge, находясь в значительно более высоком диапазоне, начали подрастать в августе и достигли годового максимума в декабре.

В заключение о факелах газа. В мае 2010 года эксперты Earth Observation Group (Центр геофизических данных NOAA, США) представили итог своих 16-летних наблюдений. За последние пять лет глобальный объем сжигаемого газа сократился на 25 млрд м³ (см. «Сожженный газ»). В нескольких странах показатели ухудшились (Ирак, США, Канада, Мексика, Венесуэла и Египет). Россия и Нигерия остаются первыми в списке по объему сжигания, однако они же сумели в наибольшей степени его сократить. 



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ



IX Международный Форум по промышленной безопасности

31 мая - 3 июня 2011 г.

**Гостиница
«Парк Инн Прибалтийская»**

Проведение Международного Форума по промышленной безопасности поддерживают Исполнительный комитет стран СНГ и Организация Объединенных Наций. За минувшие годы Форум посетили делегации промышленных корпораций 24 стран. Среди них – представители промышленных корпораций: ТНК-ВР, Arcelor Mittal, Газпром, Русгидро, Роснефть, МРСК Холдинг, Росэнергоатом и многие другие.

В рамках IX Международного форума по промышленной безопасности состоится **выставка «HSE-Expo»** (промышленная безопасность, экология, охрана труда).



РЕГИСТРАЦИЯ

ОТДЕЛ КОНФЕРЕНЦИЙ
Группы компаний
«Городской центр экспертиз»

+8 (812) 331-83-53, 334-55-61
www.conference.gce.ru | mp@gce.ru

Основные темы конференции

- ✓ 1. Промышленная безопасность: мировой опыт государственных органов надзора, транснациональных корпораций, экспертных и научно-исследовательских организаций.
- ✓ 2. Техногенные катастрофы. Причины и уроки: катастрофа в Мексиканском заливе и отдельные случаи разлива нефти.
- ✓ 3. Безопасность в атомной энергетике. 25 лет после Чернобыля.
- ✓ 4. Оценка рисков и страхование гражданской ответственности.
- ✓ 5. Борьба с пожарами. Аудит пожарной безопасности.
- ✓ 6. Научные достижения в области прогнозирования аварий, безопасности, снижения технологических рисков на предприятиях.
- ✓ 7. Охрана труда. Снижение профессиональных рисков. Практика обеспечения жизни, здоровья и безопасности персонала.
- ✓ 8. Реализация международных стандартов менеджмента в сфере здоровья, безопасности, экологии. ISO 31000 «Менеджмент риска – Принципы и руководящие указания по выполнению».
- ✓ 9. Техническая диагностика зданий и промышленного оборудования. Предотвращение обрушений.

АЛЬЯНС РЕПУТАЦИЙ



АНДРЕЙ МЕЩЕРИН
«Нефтегазовая Вертикаль»

«Роснефть» произвела фурор, объявив о «глобальном стратегическом альянсе» с одним из мировых лидеров нефтегазового бизнеса компанией BP. Главным практическим делом для совместной работы назван проект, ориентированный на поиск и добычу нефти в Карском море. Однако за последнее время «Роснефть» трижды объявляла о совместных с мировыми гигантами морских проектах, но только партнерство с BP стало отраслевой сенсацией международного масштаба. Намерение партнеров обменяться пакетами акций это очень мощный ход, который позволил BP «малой кровью» восстановить последствия вынужденной распродажи активов, а также уберечься от враждебных поглощений. В свою очередь, «Роснефть» добилась реального прогресса на пути в международный клуб отраслевой элиты, наглядно демонстрируя на примере сделки улучшение инвестиционного климата в стране. Конечно, стороны займутся поиском нефти и газа в Карском море. Однако потребуются экстраординарные усилия, чтобы эта работа стала прологом к добыче углеводородного сырья в экстремально тяжелой ледовой обстановке: очень дорогое и технологически сложное это удовольствие.

«Роснефть» научилась виртуозно использовать предпочтения, которые ей дает законодательство для укрепления собственных позиций. Искусно создавая громкие информационные поводы, «Роснефть» привлекает к себе внимание и уверенно формирует образ устремленной в будущее энергетической компании мирового класса.

Никто не может предсказать, будет ли удачной попытка покорить углеводородные ресурсы Арктики. Совершенно очевидно, что при самом благоприятном стечении обстоятельств начало добычи нефти и газа в Карском море — событие отнюдь не ближайшего десятилетия.

Будет ли эта добыча еще не найденных запасов углеводородного сырья коммерчески состоятельной и экологически допустимой? Все в будущем. Но сегодня «Роснефть» является главным отраслевым ньюсмейкером, а это дорогого стоит.

Вне сомнений, объявление о стратегическом альянсе «Роснефти» и BP выстрелило удачно. Выгоды обещают быть весьма значимыми и многоплановыми.

Взаимное проникновение

При всей амбициозности «карского» проекта, о старте которого объявили в середине января «Роснефть» и BP, не он является «изюминкой» зародившегося стратегического партнерства. В этом нетрудно убедиться. Арктический альянс — одна из трех за короткий период времени партнерских программ, инициированных контролируемой российским государством нефтяной компанией.

Чуть более чем полгода назад «Роснефть» и Chevron договорились по Валу Шатского в Черном море с ресурсами нефти около 860 млн тонн. В конце января 2011 года флагман российской нефтедобычи объявил о начале еще одного крупного совместного с ExxonMobil проекта в Черном море — на Туапсинском прогибе, где ресурсы составляют порядка 1 млрд тонн нефтяного эквивалента.

Однако из трех морских проектов, к участию в которых за по-

следние месяцы «Роснефть» привлекла majors, громкой сенсацией стал лишь альянс с BP. И это притом, что черноморские проекты выглядят куда более реалистично, чем перспектива промышленной добычи углеводородов Арктики.

Отнюдь не близкая и весьма туманная перспектива совместной добычи нефти в Карском море стала громкой отраслевой сенсацией планетарного масштаба. Резонансным событием стало решение «Роснефти» и BP обменяться пакетами акций.

Напомню, по условиям сделки «Роснефть» получает 5% обыкновенных голосующих акций BP в обмен на 9,5% своих акций. Каждый из пакетов акций, которыми решили обменяться партнеры, стоит около \$7,8 млрд. Они договорились не продавать полученные в результате обмена акции в течение двух лет с момента совершения сделки, а затем соблюдать оговоренные ограничения при продаже или ином использовании обмениваемых пакетов акций.

Подлежащие обмену акции российской компании в свое время принадлежали ЮКОСу, были выкуплены на торгах в рамках процедуры банкротства опальной компании и в последние годы находились у дочерней «РН — Развитие». В свою очередь, BP согласилась выпустить в пользу «Роснефти» 988,7 млн обыкновенных акций. В ходе IPO «Роснефти» BP израсходовала \$1 млрд на приобретение акций российской компании, и теперь она увеличивает свой пакет до 10,79%.

Доли взаимного проникновения не столь значительны, чтобы можно было ожидать корректировки корпоративной политики и бизнес-стратегий компаний. Это, скорее, символический жест, говорящий о том, что компании породнились. На практике это означает, что на российском рынке BP сможет чувствовать себя более комфортно и, возможно, ей будет проще получить доступ к нашим месторождениям и объектам инфраструктуры.

Впрочем, BP уже несколько лет является крупнейшим иностранным акционером «Роснеф-

ти», но ее лояльность российскому правительству, продемонстрированная в ходе IPO, мало помогла и в урегулировании споров с российским партнером в ТНК-BP, и в решении судьбы Ковыкты, и в допуске к объектам нефтегазового бизнеса.

Поэтому более значимым для транснациональной компании практическим результатом обмена акциями является возможность улучшить корпоративную статистику по запасам углеводородного сырья. Ликвидация последствий крупнейшей аварии в Мексиканском заливе потребовала от BP колоссальных расходов: компании пришлось продать значимые производственные активы с запасами 1,7 млрд баррелей н.э.

В то же время вместе с акциями «Роснефти» BP получает эквивалент 1,6 млрд баррелей. К тому же этот прирост акций обойдется компании вдвое дешевле, чем было выручено от масштабной распродажи активов. Не говоря уже о том, что активы были проданы за «живые деньги», а российские запасы оплачиваются допэмиссией акций.

Альянс с «Роснефтью» является для BP определенной страховкой от враждебных поглощений со стороны американских энергетических гигантов, которые гипотетически могут воспользоваться слабостью конкурента после аварии в Мексиканском заливе в своих интересах. Сам факт зарождения столь крупного альянса должен убедить и акционеров, и конкурентов в том, что BP не заикнется на проблемах, уверенно смотрит в будущее, активно занимается развитием бизнеса.

Кроме того, по мнению вице-премьера Игоря Сечина акции «Роснефти» недооценены рынком в 2–3 раза. Однако и более умеренный рост обеспечит BP немалые финансовые выгоды.

Национальный интерес

Конечно, финансовые мотивы не чужды и BP. После мексиканской катастрофы ее акции подешевели более чем наполовину, хотя к настоящему времени они отыграли часть потерь. Однако

потенциал роста все еще высок: 30%-ное увеличение стоимости компании — вполне реальная и не столь уж далекая перспектива.

Искусно создавая громкие информационные поводы, «Роснефть» уверенно формирует образ устремленной в будущее энергетической компании мирового класса

Но не это главное. Новый стратегический альянс является для «Роснефти» входным билетом в вождельный клуб транснациональных гигантов. Естественно, вхождение в этот клуб не будет быстрым, но процесс пошел.

На российском рынке BP сможет чувствовать себя более защищенной, и, возможно, ей будет проще получить доступ к нашим месторождениям и объектам инфраструктуры

Стратегическое партнерство с BP имеет для России и «Роснефти» и очень большое имиджевое значение. Второй процесс по «делу ЮКОСа», выход из акционерного капитала «Газпрома» Е.ON Ruhrgas, развод ConocoPhillips с ЛУКОЙЛом стали событиями, которые сильно подпортили и без того небезупречную инвестиционную репутацию России.

Новый стратегический альянс является для «Роснефти» входным билетом в вождельный клуб транснациональных энергетических гигантов

Стратегическое партнерство с авторитетной BP позволяет и стране, и ее крупнейшей нефтяной компании уменьшить репутационные издержки. Как известно, majors проявляют большую щепетильность и обычно не стремятся заключить в объятия партнера с небезупречным прошлым.

Но после аварии имидж BP уже мало что может сильно испортить, в то время как перспектива решить ряд прагматичных вопросов вполне реальна. Можно сказать, авария и «Роснефти» дала уникальный шанс, который на-

ша компания и наше правительство отыграли по максимуму.

Много говорится о том, что благодаря стратегическому партнерству «Роснефть» получает доступ к новейшим технологиям, на которые богата BP, работающая на шельфе уже свыше 40 лет. Такого рода ожидания имеют под собой основания, но тесно увязаны с расчетом BP получить особый статус на территории России. Кроме того, технологическая поддержка BP возможна исключительно в рамках совместных проектов.

Стратегическое партнерство с авторитетной иностранной компанией позволяет и стране, и ее крупнейшей нефтяной компании уменьшить репутационные издержки

Требуется серьезной работы и намерение «Роснефти» получить допуск к проектам BP в третьих странах. Такое возможно, но в результате серьезных торгов: нужно будет предложить иностранному партнеру что-то очень заманчивое в России, чтобы получить приглашение к участию в проектах других стран.

Сделка является крупной победой и куратора ТЭК в правительстве И.Сечина, который теперь имеет неплохие шансы отправить в кресло члена совета директоров BP представителя Роснефти.

Опыт и поддержка BP крайне необходимы «Роснефти», чтобы справиться с грандиозными лицензионными обязательствами по поиску и разработке запасов углеводородного сырья на шельфе

Хороший стартовый капитал заработал и новый президент «Роснефти» Э.Худайнатов — возглавив компанию, именно он начал превращать ее из флагмана отечественной нефтедобычи в члена клуба ведущих мировых энергетических компаний.

Вместе в море

И все же главным связующим звеном формирующегося стратегического альянса «Роснефти» и

А ЕСТЬ ЛИ ЭКОНОМИКА?

Коммерческая сторона арктического партнерства может оказаться непреодолимым препятствием для реализации этого амбициозного проекта. Карское море практически все время покрыто льдами до 3 метров. К тому же это зона айсбергов, от которых придется все время защищать буровую платформу (как — пока не понятно). Условия ведения работ беспрецедентно сложны, а это значит, что потребуются очень дорогие технологические решения.

Недавно в германском еженедельнике Der Spiegel были опубликованы со ссылкой на Геологическую службу США (USGS) оценки экономической целесообразности разработки месторождений нефти на северо-востоке Гренландии. В частности, делается вывод, что при цене нефти \$100 за баррель возможна добыча 2,5 млрд баррелей нефти, то есть примерно треть предполагаемых запасов. И даже если стоимость нефти вырастет до \$300 за баррель, добыча 3,4 млрд баррелей нефти из 7,5 млрд баррелей все равно не будет экономически целесообразной. Причем, это еще без учета налогов и прибыли недропользователя.

Кстати, Канада, с большим энтузиазмом начинавшая в 1970-х годах обширную программу ГРП в Арктике, впоследствии свернула работы: добывать здесь нефть оказалось слишком дорогим удовольствием. Вопрос экономической целесообразности стал камнем преткновения для покорения Арктики нефтяниками.

Заслуживает внимания и тот факт, что правительства США и европейских стран в значительно большей степени заинтересованы в освоении углеводородных ресурсов Арктики у своих берегов, чем Россия. В отличие от нас, иностранцы могут поступиться коммерческими выгодами, для того чтобы уменьшить зависимость от импорта углеводородного сырья. Соответственно, у России еще немало других месторождений — труднодоступных, но не требующих столь экстремальных усилий и затрат, как покорение Арктики. Поэтому развитие последнего направления — скорее один из векторов отечественной энергополитики.

BP является договоренность о создании СП, которое займется геологоразведкой на трех лицензионных участках в Карском море с перспективой последующей добычи. Речь идет о Восточно-Приновоземельских участках 1, 2 и 3. Они занимают площадь 125 тыс. км² восточнее острова Новая Земля. По площади и прогнозным ресурсам участки сопоставимы с британским сектором Северного моря.

Участки в Карском море «Роснефть» получила от правительства в конце прошлого года без проведения конкурсов и аукционов, заплатив за них более 1,6 млрд рублей. Согласно советской оценке ресурсов, здесь залегает 49,7 млн тонн нефти, 1,8 трлн м³ газа и 49 млн тонн конденсата. Сейчас речь идет уже о прогнозных ресурсах в объеме 5 млрд тонн нефти и 10 трлн м³ природного газа, но это очень приблизительные оценки, основанные на результатах сейсмозондирования.

Геологоразведка будет проводиться в течение 10 лет. Программа работ включает проведение сейсмики 2D в объеме 3 тыс. км и 3D — на площади 4,1 тыс. км². На сейсмику отводится пять лет. Далее на каждом из участков недропользователь обязан пробурить не менее двух поисковых скважин. Первая скважина должна быть готова в 2015 году, а этап ГРП по графику должен завершиться в 2020 году. Условиями лицензии на «Роснефть» возложены конкретные обязательства по проведению дальнейших работ в случаях открытия месторождений.

Пользуясь новой редакцией закона «О недрах» и законом «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства», «Роснефть» довольно легко получает в пользование крупные морские участки недр. Сейчас у ком-

пании 17 таких лицензий. В ближайшее время она рассчитывает получить в пользование еще 25 участков шельфа.

Все это замечательно, но с участками недр нужно работать быстрыми темпами. Причем, объем обязательств столь велик, что, по оценкам МПР России, «Газпрому» и «Роснефти» потребуется 165 лет на их выполнение при нынешних темпах. Это первая причина, по которой госкомпания вынуждена искать и привлекать иностранных партнеров для работы на шельфе.

По предварительным оценкам, на финансирование поискового этапа работ на лицензионных участках в Карском море потребуются порядка \$1,8 млрд. Кроме того, для работы в беспрецедентно сложной ледовой обстановке нужны уникальные технологии. Готовых технических решений нет ни у ВР, ни у других компаний. Но, в от-

личие от российских компаний, ВР имеет богатый опыт организации работ на шельфе вообще и в северных морях в частности.

Опыт, технологическая и финансовая поддержка ВР (либо другой компании соответствующего уровня) крайне необходимы «Роснефти» для того, чтобы справиться с грандиозными лицензионными обязательствами по шельфу. Идея В.Путина резко ограничить допуск иностранцев к стратегическим месторождениям оказалась крайне полезной для контролируемых государством компаний на этапе получения контроля над наиболее перспективными участками нераспределенного фонда недр.

Но самостоятельно переварить такое богатство ни «Газпром», ни «Роснефть» не в состоянии — неизбежная необходимость широкого привлечения к работам на шельфе иностранных

инвесторов сегодня уже, пожалуй, ни у кого не вызывает сомнения. И в последнее время партнерство на шельфе развивается все активнее.

ВР приходится идти на уступки от безысходности: другой возможности поправить имидж ресурсным приобретением у нее попросту нет

СП для работы в Карском море планируется создать в течение двух лет. Как и в черноморских СП, доли участия распределяются в соотношении 2 к 1 в пользу «Роснефти». Однако на этапе ГРП управление будет паритетным, а в

Коммерческая сторона карского партнерства может оказаться непреодолимым препятствием для реализации этого амбициозного проекта

последующем российская компания получит больше прав и возможностей. Предполагается, что на первом этапе ГРП финансирование возьмет на себя ВР, которая вложит первый миллиард долларов, а потом уже к инвестированию подключится «Роснефть».

Проблем и препятствий на пути арктического проекта «Роснефти» и ВР так много, что говорить о нем как о реальном источнике поставок на рынок нефти пока не приходится

Такая схема, вне сомнений, очень выгодна для «Роснефти». ВР же идет на альянс для обеспечения собственных ресурсных потребностей. Кроме того, компании необходимо доказывать свою эффективность после аварии в Мексиканском заливе, и в этом контексте выход на российскую Арктику — достаточно сильный ход для британской компании.

И хочется, и колется

Встретившись с руководителями ВР и «Роснефти» перед подписанием «арктического» соглашения, В.Путин пообещал иностранцам в обмен на десятки миллиардов долларов инвестиций и самые

РЕВНИВАЯ «ДОЧКА»

Атмосферу триумфа, окутывающую объявление В.Путина о создании «глобального стратегического альянса» ВР и «Роснефти», подпортила скандальная реакция на сделку партнеров ВР по компании ТНК-ВР. Российских бизнесменов, входящих в консорциум ААР, которому принадлежит 50% в ТНК-ВР, обидело, что соглашение между ВР и «Роснефтью» не было с ними согласовано заблаговременно. Между тем, при создании СП было оговорено, что ТНК-ВР имеет эксклюзивное право на реализацию нефтегазовых проектов в России и на Украине.

Ревнивая «дочка» потребовала через суд приостановки сделки между ВР и «Роснефтью» и заблокировала выплату дивидендов ТНК-ВР за 4-й квартал 2010 года. Высокий Суд Лондона, куда обратилась ААР, ходатайство поддержал, предоставив арбитражу Стокгольма разбираться в этом щекотливом вопросе: его решение ожидается до 25 февраля текущего года.

Без веских причин на такое противодействие не замахнешься. А они, видимо, есть, раз Фридман-Вексельберг-Блаватник, выждав паузу и обыграв ВР, не побоялись премьерского гнева...

Ладно бы, если ААР манила перспектива поиска нефти в Карском море. Ни опыта, ни технологий, ни желания гнаться за длинным рублем с его-то арктическими рисками за ТНК-ВР не числятся. Не дожить до прибыли — не в правилах учредителей консорциума.

Собственно, именно в этом и кроется обида нашего восставшего трио: столько лет готовить на продажу свою долю в ТНК-ВР и все коту под хвост? Свершившись, сделка выхолостит вероятность ее продажи, будь покупателем «Газпром» или «Роснефтегаз». Тем более что «Роснефть» в таком партнере абсолютно не нуждается.

Главный смысл демарша потому и видится в сохранении предпродажного статус-кво: «первым делом танки, ну а девушки потом». Ведь вопрос, нравится это или нет России и Великобритании, к финансовой прибыли «танкистов» никакого отношения не имеет...

На момент написания этих строк отраслевым экспертным сообществом обсуждаются различные варианты реанимации финансовой стратегии ААР. По выходу этого номера в свет читателю, возможно, уже будет известен тот, который сторонами поневоле будет взят за основу.

передовые технологии создание самого благоприятного административного режима при осуществлении проекта.

Работа в северных морях по российскому законодательству освобождена от НДС до достижения накопленной добычи 35 млн тонн на каждом месторождении, но льгота ограничена 15-летним периодом для участков, на которые выдана совмещенная лицензия. Скорее всего, одной лишь этой льготы будет недостаточно для обеспечения нормальной экономики.

Из имеющихся в арсенале правительства инструментов можно рассчитывать еще на ряд послаблений. Это, прежде всего, освобождение от импортных пошлин поставок оборудования для организации работ на арктическом шельфе. Более серьезной уступкой является освобождение от экспортной пошлины добытого углеводородного сырья, но здесь немало препятствий.

Во-первых, опыт применения льготы выявил, что она не вписывается в систему действующего законодательства, ее может пре-

доставить правительство на условиях, которые обеспечат экономическую эффективность проекта.

С другой стороны, если правительство освободит недропользователя от НДС и экспортной пошлины, в чем тогда интерес государства в разработке арктических месторождений? Федеральный бюджет практически ничего не получит, что неминуемо вызовет раздражение у представителей государства, которые, как показывает опыт сахалинских СРП, способны в этом случае создать инвестору невыносимые условия для работы.

Еще одним фактором неопределенности и риска является соотношение нефти и газа в морских кладовых Арктики. Велики шансы, что в структуре запасов лицензионных участков в Карском море будет преобладать газовая составляющая.

Технологически организовать добычу и поставку покупателям газа будет значительно сложнее, чем при добыче нефти. Это и подводные газопроводы, и строительство завода и терминалов СПГ вдали от цивилизации.

Кроме того, добыча газа — вотчина «Газпрома». «Роснефти», если она подпишется на реализацию газового проекта в Карском море, придется решать вопросы маркетинга газа через «Газпром» — этот вопрос будет трудно обойти на пути совместного проекта ВР и российской нефтяной компании.

Наконец, очень большой проблемой на пути освоения углеводородных ресурсов Арктики является чрезвычайно уязвимая экология. Авария, вызвавшая экологическую катастрофу в Мексиканском заливе, в Карском море имела бы абсолютно необратимые последствия. Экологи жестко требуют отложить разработку месторождений в Арктике на самый крайний случай. И меньше всего они хотят видеть в Арктике ВР.

Словом, проблем и препятствий на пути арктического проекта «Роснефти» и ВР так много, что говорить о нем, как о реальном источнике поставок на рынок нефти, пока не приходится. Все же, здесь больше политики, чем экономики, хотя ТНК-ВР и придерживается иного мнения (см. «Ревнивая "дочка"»).



**16-18
МАРТА**

СИБИРСКИЙ ПРОМЫШЛЕННО-ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

ПРОМТЕХЭКСПО

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
Министерства промышленности и торговли РФ
Сибирского Федерального округа
НП «Сибирское машиностроение»

В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭКСПОЗИЦИИ ВЫСТАВКИ:

- **СИБМАШТЭК**
- **СИБЗАВОД**
- **ЭНЕРГОСИБ**
- **АГРЕГАТЭКСПОСИБ**



Организатор: МВЦ «ИнтерСиб»,
тел./факс : (3812) 25-84-87; 25-14-79; 25-72-02
e-mail: ivan@intersib.ru, ssg@intersib.ru
www.intersib.ru

**ОМСК
2011**



Международная выставка
машин, оборудования,
технологий и продукции
металлургической
промышленности
и литейного производства

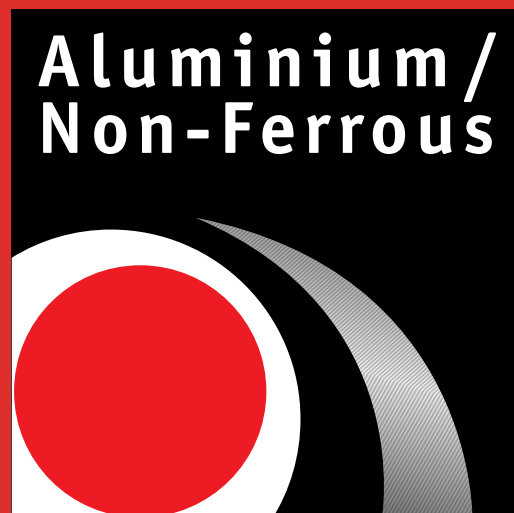


Международная выставка
производителей
труб и трубопроводов



23-26 мая 2011 г.

Россия, Москва,
ЦВК «Экспоцентр»



Международная выставка
оборудования, технологий
и продукции из алюминия,
цветных металлов и их сплавов

При содействии
ЦВК «Экспоцентр»



О Р Г А Н И З А Т О Р Ы :



129085, Россия, г. Москва, ул. Б. Марьинская, д. 9, стр. 1
Тел./факс: (495) 734-99-66
E-mail: info@metal-expo.ru
[Http://www.metal-expo.ru](http://www.metal-expo.ru)



Messe Düsseldorf GmbH
P.O. Box 10 10 06
40001 Düsseldorf, Germany
Tel.: +49 (0) 2 11/45 60-77 93
Fax +49 (0) 2 11/45 60-77 40
www.messe-duesseldorf.de
RyfishD@messe-duesseldorf.de

Металлургия-Литмаш. Россия '2011 Трубы. Россия '2011 Алюминий/Цветмет. Россия '2011

НАЛОГОВАЯ ГОМЕОПАТИЯ



Начало 2011 года оказалось как никогда урожайным на законодательные инициативы, посвященные улучшению налогового климата в нефтедобыче. Обычно подобные законопроекты если и появляются, то ближе к осени. На этот раз в первые рабочие дни января в Госдуму РФ поступили из правительства два законопроекта, предлагающие льготы по НДС для нефтяников. Но это не попытка без промедления улучшить условия нефтедобычи. Законопроекты, появление которых ожидалось еще осенью, задержались в правительстве. Вероятно, Минфин хотел убедиться, что его предложения по поэтапному увеличению базовой ставки НДС будут приняты, а потом уже соглашаться на некоторые послабления. Первый законопроект несколько уменьшает платежи по НДС при разработке малых нефтяных месторождений. Радует сам факт, что правительство после многолетних раздумий все же обратило внимание на необходимость развития «малой» нефтедобычи. Но предлагаемые меры, пожалуй, слишком робки и эпизодичны, чтобы рассчитывать на серьезную отдачу. Второй законопроект включает в зону действия налоговых каникул по НДС нефтяные месторождения на севере ЯНАО. Вряд ли эта территория даст много новой нефти, но она является частью большого и перспективного региона в Западной Сибири, где правительство рассчитывает создать крупный региональный центр нефтедобычи. В обоих случаях правительство рассчитывает, что малыми локальными уступками можно достичь значительного экономического эффекта. Надежд на это немного. Но позволить себе большее в условиях острой нефтегазовой зависимости власть не может. Страна продолжает падать в ресурсную яму...

Добившись в конце прошлого года принятия поправок в Налоговый кодекс, поэтапно увеличивающих размер налога на добычу нефти, Минфин согласился на незначительные уступки по НДС. Они призваны повысить заинтересованность нефтяников в разработке малых месторождений, а также крупных месторождений на севере ЯНАО.

Вдогонку за тенденцией

В первый рабочий день января в Госдуму РФ поступил правительственный законопроект, предусматривающий снижение налога на добычу по нефти, добываемой из новых месторождений с извлекаемыми запасами менее 5 млн тонн. Если при прохождении законопроекта не возникнут бюрократические препоны, льгота может начать действовать уже летом 2011 года. И это будет первый случай, когда на федеральном уровне предпринимаются реальные шаги по стимулированию разработки малых месторождений нефти.

На протяжении десятилетий отечественная нефтедобыча базируется на разработке крупных месторождений, что обусловлено структурой запасов. Более четверти разведанных запасов нефти России сосредоточено в 11 уникальных месторождениях с извлекаемыми запасами более 300 млн тонн, еще более 30% — в 74 крупных объектах с извлекаемыми запасами 60–300 млн тонн.

Согласно ЭС-2030, текущая добыча нефти на 77% обеспечивается отбором из крупных месторождений, разработка которых ограничена периодом 8–10 лет. Соответственно, проблема вовлечения в разработку небольших по объему месторождений нефти с течением времени становится все более актуальной для России.

По состоянию на начало 2009 года государственным балансом учтено 2750 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. В том числе в распределенном фонде — 2186 объектов, заключающих 93,4% разведанных запасов нефти. Причем, в нераспределенном фонде остаются, в основном,

мелкие месторождения, на которые, как показала лицензионная компания последних лет, спрос крайне невысок.

По официальным данным, на государственном учете стоит около тысячи месторождений с извлекаемыми запасами до 5 млн тонн нефти, выработанностью менее 5% и суммарными запасами 1 млрд тонн нефти. То есть правительственный законопроект о льготах затрагивает практически каждое третье из известных месторождений.

Он особенно актуален для регионов, где доля мелких месторождений наиболее высока. Так, на Северном Кавказе к мелким относятся более 70%, в Поволжье — около 50%, на Урале — свыше 40%, на юге Западной Сибири — порядка 35%.

Проблема усугубляется тем, что если текущая добыча обеспечивается преимущественно разработкой крупных месторождений, то восполнение ресурсной базы происходит путем постановки на баланс мелких месторождений. Так, в 2008 году на госучет было поставлено 62 мелких месторождения с суммарными извлекаемыми запасами нефти 37,1 млн тонн (в среднем, 0,6 млн тонн), из которых 33 — в Волго-Уральском регионе с суммарными запасами 8,3 млн тонн (в среднем, 0,25 млн тонн).

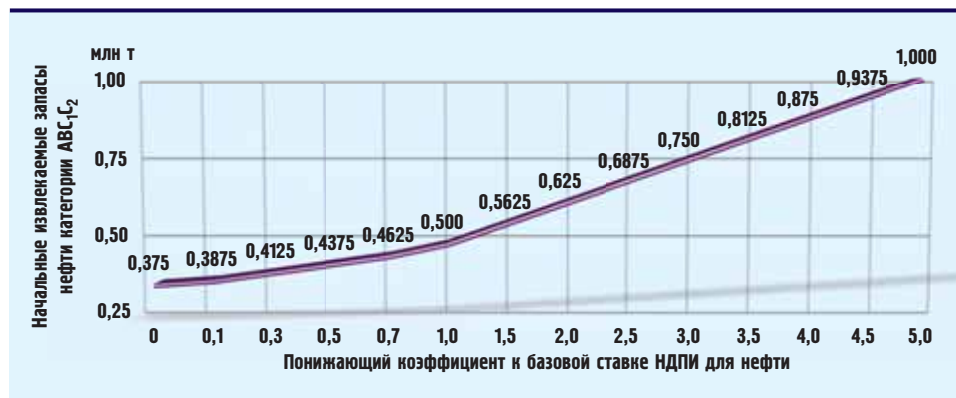
В разработку в том же году было вовлечено 35 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами категорий ABC₁ 125,9 млн тонн (без учета Южно-Хыльчюского и Ярейского месторождений — 43,4 млн тонн на 33 месторождения; в среднем, по 1,3 млн тонн).

В малых месторождениях сконцентрирована значительная часть нефтяных запасов России. Однако зачастую их разработка недропользователям не выгодна из-за высоких удельных капитальных и эксплуатационных затрат. Изменить отношение к таким месторождениям правительство предлагает через дифференциацию налога на добычу.

Прирост на скидку

Для поощрения разработки участков недр с незначительными

Зависимость уровня льготы от запасов месторождения



начальными извлекаемыми запасами нефти, а также ускорения вовлечения в разработку дополнительных объемов запасов нефти и повышения уровня конкурентоспособности нефтедобывающих организаций предлагается установление к ставке НДС понижающего коэффициента.

Первоначально МПР России предложило ополовинить налог для месторождений с извлекаемыми запасами нефти менее 1 млн тонн и установить 25%-ную скидку к НДС, взимаемому с нефти, добытой из месторождений с извлекаемыми запасами нефти от 1 до 3 млн тонн.

Шлифуя эту идею, Минэнерго рекомендовало установить плавную шкалу, устанавливающую более тесную зависимость между уровнем льготы и масштабами месторождения. Одновременно была озвучена идея расширить круг охваченных льготой месторождений за счет участков недр с извлекаемыми запасами нефти от 3 до 5 млн тонн (см. «Зависимость уровня льготы от запасов месторождения»).

Из пояснительной записки к законопроекту следует, что для определения минимального необходимого размера понижающего коэффициента к ставке НДС были проанализированы технико-экономические характеристики 134 нефтяных месторождений с извлекаемыми запасами до 5 млн тонн, предоставленные нефтяными компаниями.

Причем, расчеты экономической эффективности разработки малых месторождений проводились как в постоянных ценах 2010

года, так и по прогнозам Минэкономразвития России с учетом изменений цены нефти на внешнем рынке, курса рубля к доллару США и инфляции.

Добившись в конце прошлого года поэтапного увеличения размера налога на добычу нефти, Минфин согласился на незначительные уступки по НДС

Результаты этой работы убедили правительственных чиновников в том, что предлагаемая в законопроекте шкала поправочных коэффициентов обеспечит привлекательность разработки месторож-

Впервые на федеральном уровне предпринимаются реальные шаги по стимулированию разработки малых месторождений нефти

дений с извлекаемыми запасами менее 5 млн тонн, а более крупные месторождения в дополнительных стимулах разработки не нуждаются — чиновники считают, что в регионах с развитой инфраструктурой добывать из таких месторождений нефть выгодно и при действующей ставке НДС.

Правительство рассчитывает, что в результате введения понижающего коэффициента дополнительная добыча уже в первый год использования льготы составит 10,2 млн тонн, а за 10 лет — 214 млн тонн

Правительство рассчитывает, что в результате введения пони-

жающего коэффициента дополнительная добыча уже в первый год использования льготы составит 10,2 млн тонн, а за 10 лет — 214 млн тонн. При этом выпадающие доходы федерального бюджета от применения понижающего коэффициента к нефти малых месторождений, которые могли разрабатываться и без льготы, оцениваются в 161,8 млрд рублей за 10 лет.

Дополнительные поступления в казну правительство оценивает в 1043,7 млрд рублей за 10 лет. Впечатляет?! Вот только обещанные казне дополнительные выгоды завышены в несколько раз

Эта сумма с лихвой перекрывается дополнительными доходами от вовлечения в разработку новых, простаивающих сейчас месторождений. Дополнительные поступления в казну правительства оцениваются в 1043,7 млрд рублей за 10 лет.

Да и надежды на то, что льгота позволит дополнительно добывать порядка 20 млн тонн нефти в год из малых месторождений, представляются завышенными, как минимум, вдвое

Вероятно, столь точный прогноз призван деморализовать последних скептиков. Однако он производит обратный эффект, когда понимаешь, что обещанные казне дополнительные выгоды завышены в несколько раз.

Тем более что и вес льготы не так уж и велик. Следует учесть, что в течение двух следующих лет ставка НДС на нефть вырастет на 12,25%. Это очень сильно обесценит эффект льготы, вводимой для малых месторождений

Ведь для того чтобы с 214 млн тонн дополнительной нефти получить более триллиона рублей, льготная ставка налога должна составлять 4877 рублей за тонну, а полная — порядка 9754 рубля. Но, по официальным оценкам, в 2011 году средняя ставка НДС ожидается на уровне 2938 рублей

РОБКАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ

Немаловажную роль в вовлечении в разработку малых месторождений будет играть и такой вопрос, как возможность подключения к магистральным трубопроводам и другим инфраструктурным объектам. Это очень серьезная проблема для малого нефтяного бизнеса, и она не решается введением льготного режима.

В связи с этим, конечно, жаль, что правительство выбрало самую простую, но далеко не самую эффективную модель господдержки малого нефтяного бизнеса. Больше пользы принесло бы принятие закона «О развитии малого и среднего предпринимательства нефтегазового комплекса в Российской Федерации», который на протяжении нескольких последних лет безуспешно продвигали «единороссы» Югры.

Он в дополнение к налоговым льготам включал довольно-таки широкий перечень преференций малому бизнесу: закрытые торги по участкам недр, доступ к производственной инфраструктуре, передачу законсервированных скважин. Кстати, и сами льготы предлагались более значительные: полное освобождение «малой» нефти от НДС и НДСПИ.

В России уже был удачный опыт вовлечения в разработку малых месторождений нефти. В свое время в Татарстане были введены меры поддержки малого отраслевого бизнеса средствами, доступными тогда региону. В частности, добыча нефти из новых мелких месторождений стимулировалась снижением ставки акциза на 50% (с 50 до 25 рублей на тонну), а также полным освобождением от платы за недропользования и отчислений в фонд ВМСБ.

Вес этой льготы был вне сомнений более высоким, чем предлагается сейчас. Благодаря налоговым льготам, предоставленным Республикой Татарстан нефтедобывающим компаниям, за 1995–1999 годы было дополнительно добыто 35,8 млн тонн нефти.

Сомнительно, что предложенное правительством налоговое послабление в отношении «малой» нефти принесет значительную отдачу. Очень уж осторожничают правительственные модернизаторы.

В то же время сама по себе попытка протестировать интерес к малым месторождениям является очень важным прецедентом. За годы применения НДСПИ это всего лишь вторая попытка обеспечить хоть какую-то дифференциацию размера налога в зависимости от характеристик разрабатываемых месторождений.

В настоящее время применяется понижающий коэффициент к налоговой ставке, учитывающий выработанность конкретного участка недр. По официальным оценкам, льгота по месторождениям с выработанностью более 80% обойдется казне в 29,23 млрд рублей недополученных в 2011 году доходов. Это около 2% ожидаемых поступлений от НДСПИ.

Как уже было сказано, льгота в отношении «малой» нефти потребует от правительства менее значимых жертв. Наверное, и эффект будет соответствующим — в меру скромным. Но, пожалуй, самое важное в данном случае — прецедент. Правительство очень медленно, но неотвратимо подходит к реализации дифференцированного подхода к налогообложению нефтедобычи.

на тонну нефти, а в 2013 году — 3573 рубля.

Похоже, что уровень обещаний дополнительных поступлений в бюджет завышен раза в четыре. Это при условии, что дополнительные объемы нефти будут соответствовать правительственному прогнозу. Однако и надежды на то, что льгота позволит дополнительно добывать порядка 20 млн тонн нефти в год из малых месторождений, представляются

завышенными, как минимум, вдвое.

В свое время высказывались мнения, что на 25 млн тонн увеличить годовую добычу способен комплекс мер по вовлечению в разработку малых месторождений и простаивающих скважин. Но та концепция предлагала куда более широкий перечень мер, нежели осторожное снижение ставок НДСПИ для малых месторождений.

Кроме того, нужно учитывать, что льгота будет распространяться не на все, а только на те месторождения, разработка которых еще не начиналась. Трудно ожидать, что в разработку разом будут введены сотни мелких месторождений.

Тем более что и вес льготы не так уж и велик. Относительно солидная скидка по НДС (50–60%) предусмотрена исключительно для месторождений с запасами не более 1 млн тонн. Это 10–12% цены нефти марки Urals.

Для месторождений с запасами 3 млн тонн эта выгода уменьшается до 5% цены Urals, 4 млн тонн — 2,5%. То есть при цене нефти марки Urals \$90 за баррель цена льготы составит для совсем крохотных месторождений не более \$7,5 за баррель, для месторождений с запасами 3 млн тонн — около \$4,5 за баррель, с запасами 4 млн тонн — \$2,3 за баррель.

Следует учесть, что в течение двух следующих лет ставка НДС на нефть вырастет на 12,25%. Это

очень сильно обесценит эффект льготы, вводимой для малых месторождений. Например, те месторождения с запасами 4 млн тонн, которые не выгодно разрабатывать сейчас, останутся невостребованными и после введения льготы — экономика этих проектов практически не изменится, когда на льготу наложится увеличение НДС.

Каникулы для северян

В январе Госдума РФ приняла к рассмотрению правительственный законопроект, предлагающий ввести налоговые каникулы по НДС для нефти, добытой на месторождениях, расположенных на территории ЯНАО севернее 65° северной широты. Оговаривается, что новая льгота не будет действовать на территории полуострова Ямал, для которой налоговые каникулы были установлены ранее.

Принятие соответствующего закона запланировано на весен-

нюю сессию. Соответственно, льготой можно будет воспользоваться с лета 2010 года, если не случится задержки в процедурах принятия закона.

Самое важное в данном случае — прецедент. Правительство очень медленно, но неотвратимо осваивает дифференцированный подход к налогообложению нефтедобычи

Представляя законопроект, правительство утверждает, что южнее 65° северной широты

По расчетам правительственных экспертов, на севере ЯНАО инвестиции в обустройство месторождения окупаются при достижении накопленной добычи в объеме 25 млн тонн. Вывод не бесспорный

производственная инфраструктура уже создана и там можно вести рентабельную добычу

V Международная конференция "Космическая съемка – на пике высоких технологий"

13–15 апреля 2011 г.
Москва

Целью конференции является широкий обмен опытом использования данных дистанционного зондирования Земли для решения картографических задач, для целей кадастра, для создания геоинформационных систем (ГИС), решения тематических задач для нефтегазовой отрасли, энергетики, городского, административного и муниципального управления и т.д.

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
"Атлас Парк-Отель", Московская область, Домодедовский район

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Состояние и перспективы развития национальных программ ДЗЗ, совершенствование технологий космической съемки в мире.
- Космический мониторинг — источник актуальной и объективной пространственной информации, группировки спутников ДЗЗ для решения мониторинговых задач.
- Использование данных ДЗЗ в качестве основы для создания и обновления топографических, навигационных и тематических карт.
- Информационно-аналитическое обеспечение ситуационных центров на базе геоинформационных технологий и программно-аппаратных комплексов визуализации данных.
- Практическая реализация проектов на основе комплексных технологических решений с использованием данных ДЗЗ.
- Базы геоданных и серверные геоинформационные решения, геопорталы и распределенные ГИС.



УЧАСТНИКИ:

- ОАО "Российские космические системы" (Россия)
- ГКНПЦ им. Хруничева (Россия)
- ЦСКБ "Прогресс" (Россия)
- Госцентр "Природа" (Россия)
- ФГУП "НПО им. С.А. Лавочкина" (Россия)
- DigitalGlobe (США)
- GeoEye (США)
- RapidEye (Германия)
- Infolera (Германия)
- REStEC (Япония)
- ESRI Inc. (США)
- ITT VIS (США, Франция)
- Trimble / INPHO (Германия)

ОРГАНИЗАТОР:
Компания "Совзонд"

Тел: +7 (495) 988-7511, 988-7522, 514-8339. E-mail: conference@sovzond.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:














Налоговые каникулы по НДПИ для нефти новых месторождений

Регион	Предельный срок налоговых каникул	Максимальный безналоговый объем добычи с участка недр
Действующие льготы		
Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край	10 лет (лицензия на разведку и добычу), 15 лет (лицензия на поиск, разведку и добычу)	25 млн тонн
Морские месторождения севернее Северного полярного круга		35 млн тонн
Азовское и Каспийское море	7 лет (лицензия на разведку и добычу), 12 лет (лицензия на поиск, разведку и добычу)	10 млн тонн
Ненецкий АО, п-ов Ямал в ЯНАО		15 млн тонн
Законопроекты		
Черное море		20 млн тонн
Охотское море	10 лет (лицензия на разведку и добычу), 15 лет (лицензия на поиск, разведку и добычу)	30 млн тонн
ЯНАО севернее 65° северной широты, за исключением п-ва Ямал		25 млн тонн

нефти и без налоговых преференций.

Налоговые каникулы для месторождений севера ЯНАО завершают формирование льготного режима для крупного региона, где правительство намерено создать новый центр нефтедобычи

По расчетам правительственных экспертов, на севере ЯНАО инвестиции в обустройство месторождения окупаются при достижении накопленной добычи в объеме 25 млн тонн. Вывод не

В ситуации, когда нефтедобыча является основным донором государственной казны, вряд ли стоит надеяться на то, что льготы по НДПИ будут расширяться и дальше

бесспорный, но именно он использован для обоснования предельного объема добычи нефти, не облагаемого НДПИ на одном месторождении.

Сомнительно, что предложенное правительством налоговое послабление в отношении «малой» нефти принесет значительную отдачу. Очень уж осторожничают правительственные модернизаторы

Кроме того, установлено, что налоговые каникулы действуют не более чем 10 лет по лицензии на добычу и 15 лет по совмещенной лицензии. Такие сроки приме-

няются чаще всего. Лишь в отношении месторождений в Азовском и Каспийском морях, Ненецком АО и на полуострове Ямал продолжительность налоговых каникул по НДПИ снижена до 7 лет по лицензии на добычу и 12 лет по совмещенной лицензии (см. «Налоговые каникулы по НДПИ для нефти новых месторождений»).

Месторождения полуострова Ямал, на которые налоговые каникулы уже установлены, ограничены в применении льготы не только по срокам, но и по объемам накопленной добычи на одно месторождение. Если на севере ЯНАО освобождать от НДПИ предлагается до 25 млн тонн нефти, то на полуострове Ямал только 15 млн тонн.

Налоговые каникулы для месторождений севера ЯНАО завершают процесс формирования льготного режима для крупного региона, на территории которого правительство намерено создать новый центр нефтедобычи, который призван обеспечить углеводородным сырьем потребности национальной экономики, а также расширить экспортные поставки нефти и продуктов ее переработки.

Большие ожидания

Программа комплексного освоения месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, представленная Минэнерго год назад, предусматривает увеличение добычи нефти и конденсата в регио-

не почти в три раза: с 40 млн тонн до 115 млн тонн ежегодно. В том числе добыча нефти может вырасти до 78 млн тонн.

На территории региона работают 73 компании, которые имеют 176 лицензий на разработку и 54 лицензии на геологическое изучение участков недр. В том числе у «Газпром нефти» 41 лицензия, у «Роснефти» — 30, у ТНК-ВР — 17, у ЛУКОЙЛа — 13.

Вне сомнений, развитие нефтедобычи в этом регионе является масштабной государственной задачей, в решении которой заинтересованы все основные действующие лица российской нефтедобычи. Очень важно, что в данном случае речь идет не о лоббировании интересов отдельных приближенных к власти компаний, а об общепромышленном тренде.

Однако вовлечение в промышленный оборот нефти севера Западной Сибири потребует очень больших затрат и создания новой транспортной инфраструктуры. Соответственно, масштабные планы осуществимы только при условии строительства новых магистральных нефтепроводов и предоставления налоговых льгот нефтедобывающим компаниям.

К настоящему времени север ЯНАО остался последней территорией региона, которая еще не охвачена налоговыми льготами. Очередной правительственный законопроект восполняет этот пробел. Условия предоставления налоговых каникул на севере

ЯНАО будут такими же, как для Красноярского края.

Цена уступок

Нужно признать, что север ЯНАО — не тот регион, где нефтедобыча будет развиваться особенно активно. По официальным оценкам, в 2011 году здесь будет добыто немногим более 50 тыс. тонн «новой» нефти, в 2012-м — около 160 тыс. тонн, в 2013-м — порядка 260 тыс. тонн. Соответственно, и цена льготы пока невелика: 1,6 млрд рублей за три года.

Возможно, именно необременительность для государственной казны обеспечит законопроект «зеленый коридор». На примере предыдущего законопроекта, также обещающего нефтяникам налоговые каникулы по НДС, можно убедиться, что даже поддержка В.Путина не гарантирует успешное принятие закона, когда речь идет о бюджетных потерях.

Проект закона о введении налоговых каникул по НДС в от-

ношении нефти, добытой на новых месторождениях в Черном и Охотском морях, был внесен правительством в Госдуму РФ еще в августе 2009 года. Спустя месяц законопроект был принят в первом чтении. Теперь о нем не вспоминают уже почти полтора года.

Не желая заняться серьезной модернизацией системы налогообложения нефтедобывающих компаний, правительство загоняет себя в тупик. Очевидно, что существующая налоговая система в большинстве случаев не позволяет с нормальной нормой рентабельности инвестировать в разработку новых месторождений.

Правительство вынуждено идти на уступки, предлагая налоговые каникулы по НДС для отдельных регионов. Для выравнивания инвестиционных условий власти приходится все время расширять круг льготных территорий, порождая уравниловку на новом уровне.

В то же время уступки обходятся государственной казне все дороже. Ожидается, что в 2011 году в зоне действия налоговых каникул будет добыто 26 млн тонн нефти. С этого объема федеральный бюджет недополучит НДС в сумме 65 млрд рублей.

В ситуации, когда нефтедобыча является основным донором государственной казны, для власти неприемлемо, что объемы добычи растут, а налоги уменьшаются. Поэтому вряд ли стоит

Не желая заняться серьезной модернизацией системы налогообложения нефтедобывающих компаний, правительство загоняет себя в тупик

надеяться на то, что льготы по НДС будут расширяться и дальше. Для начала экономика страны должно излечиться от острой нефтегазовой зависимости. А это, по всей вероятности, вопрос не скорого будущего. ■

Мероприятия ГИС-Ассоциации

16–18 февраля

12-я Всероссийская научно-практическая конференция

«Геоинформатика в нефтегазовой отрасли»

Основные темы конференции:

- Современное состояние информационного обеспечения в нефтегазовой и горной отраслях.
- Ведение геоинформационных проектов с целью управления нефтегазодобывающими территориями.
- Программное обеспечение для ведения ГИС-проектов.
- Кадастр земли и объектов недвижимости нефтегазовых предприятий и территорий России.
- ГИС и САПР при обустройстве месторождений, проектировании, строительстве и эксплуатации локальных и региональных нефтегазовых сооружений и коммуникаций.
- Использование данных дистанционного зондирования и современного геодезического оборудования для получения и мониторинга пространственных данных.
- Оборудование и ДДЗ для ведения ГИС-проектов.
- Геоинформационные технологии в нефтегазовой геологии, геофизике и экологии.
- Современные геоинформационные технологии в нефтегазовой маркшейдерии.
- Вопросы лицензирования в области картографической и геодезической деятельности, работы с секретными данными и решение проблем защиты пространственных данных

Москва

Организаторы —
ОАО «НК «Роснефть» и
ГИС-Ассоциация



Оргкомитет

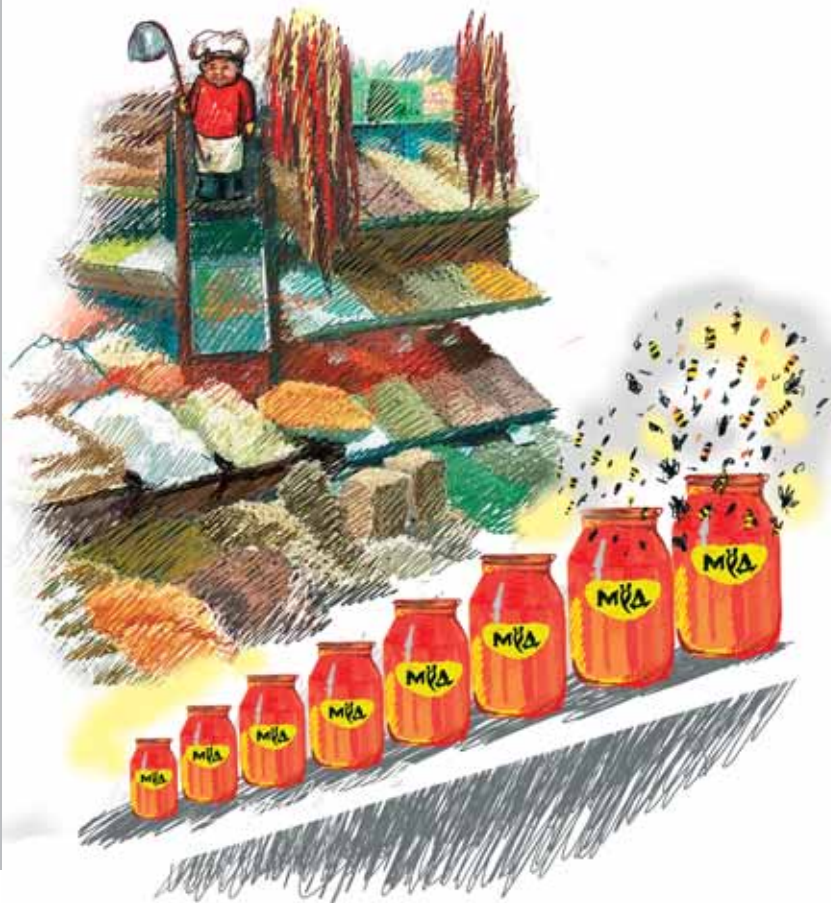
Тел: (499) 135-25-55,
(499) 137-37-87

E-mail: gisa@gubkin.ru

Интернет:

http://gisa.ru/oil_2011.html

СПЕКУЛЯНТЫ НЕ ВЕРЯТ В НЕФТЯНКУ



В 2010 году вложения в акции нефтегазового сектора России в большинстве случаев оказались неудачной инвестиционной идеей. Бурный рост стоимости акций НОВАТЭКа и «Транснефти» стал нетипичным исключением из общей тенденции. Капитализация «Газпрома», ЛУКОЙЛа и «Татнефти» за год выросла очень незначительно. А «Роснефть» и «Газпром нефть» даже серьезно подешевели.

Таким образом, динамика стоимости нефтегазовых компаний оказалась хуже, чем российский фондовый рынок в целом. То есть нефтегазовый сектор в прошлом году не был локомотивом рынка.

Снижение интереса инвесторов к акциям нефтегазового комплекса произошло на фоне улучшения ключевых производственных показателей. Инвесторы тонко чувствуют состояние отрасли и, в отличие от правительственных чиновников, не питают иллюзий относительно устойчивости позиций нефтегазового комплекса.

Сырьевая база ухудшается, расходы на добычу и транспортировку растут. Кроме того, жесткая налоговая система, административные барьеры и диктат чиновников не позволяют частным компаниям раскрыть свои возможности. Все это отражается на температуре фондового рынка, который стал с прохладцей относиться к акциям большинства компаний сектора.

За прошлый год роль ТЭК в экономике России заметно выросла. В частности, в структуре российского экспорта по итогам 10 месяцев 2010 года доля сектора увеличилась до 68,3% по сравнению с 66,5% годом ранее. Мировые цены на нефть оказались выше ожидаемых, что обеспечило дополнительный приток в страну нефтедолларов.

Однако популярности самому сектору все это не прибавило. За редким исключением, акции компаний нефтегазового комплекса предпочтением инвесторов не пользовались. Как следствие, стоимость этого сегмента фондового рынка росла медленнее, чем отечественный рынок в целом. Даже притом что медленный выход российской экономики из кризиса вообще не вызывал у инвесторов оптимизма.

Ниже рынка

За год индекс ММВБ вырос на 23,2%, а отраслевой индекс «ММВБ нефть и газ» — лишь на 17,6%. Акции нефтегазового сектора более чем наполовину формируют корзину индекса ММВБ. Ни один другой сектор не имеет столь серьезного влияния на общий индекс. Тем более значимым является отставание «нефтегазового» индекса от интегрированного показателя.

В качестве позитива можно отметить, что к середине 2010 года рынок определился с выбором направления движения. Если в первом полугодии отечественный фондовый рынок заметно лихорадило (4,9% роста средней стоимости индекса O&G в январе, его снижение на 6,2% в феврале, 10%-ный взлет за март-апрель и падение на 9,8% в мае), то во второй половине года был отмечен стабильный рост среднемесячной стоимости «нефтегазового» индекса.

Причем, в каждом следующем месяце позитивная динамика была более выраженной, чем в предыдущем: в июле среднемесячное значение индекса выросло на 0,1%, в октябре — на 3,0%, а в декабре — на 5,7% (см. «Среднемесячные значения индексов ММВБ и ММВБ нефть и газ...»).

30 декабря к закрытию биржевых торгов «нефтегазовый» индекс ММВБ достиг годового максимума — 2981,75. То есть год завершен на оптимистичной ноте. С 25 мая, когда значение индекса было минимальным (2200,77), рост составил 35,5%.

Отдавая должное установившейся во втором полугодии позитивной динамике подъема фондового рынка РФ и его нефтегазового сегмента, нужно все же оговориться, что темпы роста были скромными. По оценке Минэкономразвития РФ, средняя за январь–ноябрь цена нефти марки Urals составила в 2010 году \$77,2 за баррель, что в 1,3 раза выше среднего уровня сопоставимого периода 2009 года.

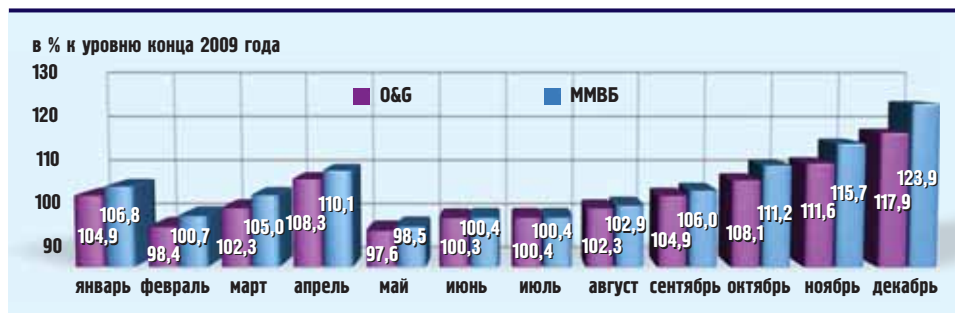
То есть рост мировых цен на нефть на 1,7% увеличивал рыночную стоимость торгуемых на бирже акций предприятий нефтегазового сектора лишь на 1,0%. Получается, что даже дорожающая нефть не является для инвесторов значимым аргументом в пользу увеличения вложений в нефтегазовый сектор.

Впрочем, это не удивительно. Ведь основные выгоды от роста цен на нефть получают не нефтяные компании, а федеральный бюджет. Фискальная система чрезвычайно жестока в отношении нефтегазовых компаний, что также не прибавляет привлекательности сектору.

В целом по России добыча нефти выросла. Однако новые значимые проекты разработки месторождений единичны, а отдача от старых месторождений уменьшается прогрессирующими темпами. Ресурсная база ухудшается, добыча дорожает. Все это также сказывается на рыночной стоимости компаний сектора.

Получается, что простой рост количественных параметров, таких как объем добычи и цена реализации сырья, не является самодостаточным фактором, определяющим динамику нефтегазового сегмента фондового рынка. Инвесторам не доставало сигналов, свидетельствующих об убедительных позитивных перспективах развития нефтегазового ком-

Среднемесячные значения индексов ММВБ и ММВБ нефть и газ (O&G) в 2010 году



плекса страны, его доходности и экономической эффективности.

Впрочем, и группа нефтегазовых компаний неоднородна. Здесь есть свои фавориты и аутсайдеры (см. «Динамика курса акций нефтегазовых компаний за 2010 год на ММВБ»).

Газпром

«Газпром», самая дорогая российская компания с капитализацией порядка 4,7 трлн рублей, в течение прошлого года на фондовом рынке не блистал. За весь 2010 год стоимость акций газового гиганта выросла всего лишь на 5,6% (см. «Среднемесячные котировки акций «Газпрома» на ММВБ в 2010 году»).

Столь вялая динамика не вяжется с заметным улучшением ситуации с экспортом российского газа, в отношении которого «Газпрому» принадлежат исключительные права. По данным за январь–октябрь 2010 года, экспорт физического объема поставок природного газа за рубеж увеличился на 10,3%, в стоимостном выражении — на 17,9%.

Добычу газа газовый концерн увеличил аж на 10%, до 506,8 млрд м³. Однако это значительно меньше рекордных результатов 2007–2008 годов, когда «Газпром» добывал по 550 млрд м³ газа.

Производственный потенциал «Газпрома» позволяет компании вернуться к максимумам добычи, однако определяющим фактором является потребительский спрос. В Европе он восстанавливается после кризиса довольно медленно. Рост экспорта обеспечивался преимущественно за счет резкого — более чем в 1,5

Динамика курса акций нефтегазовых компаний за 2010 год на ММВБ



раза — увеличения поставок в ближнее зарубежье, которое отмечалось на фоне продолжающегося сокращения поставок в дальнее зарубежье.

Если в первом полугодии отечественный фондовый рынок заметно лихорадило, то во второй половине года был отмечен стабильный рост среднемесячной стоимости «нефтегазового» индекса

Помимо обусловленного кризисом снижения потребления газа, на европейских рынках «Газпром» столкнулся и с новой для себя ситуацией — компании при-

Инвесторам не доставало сигналов, свидетельствующих об убедительных позитивных перспективах развития нефтегазового комплекса страны, его доходности и экономической эффективности

шлось конкурировать с резко возросшим предложением СПГ по значительно более выгодным для покупателей ценам. К такой со- стязательности российский газо-

вый гигант не был готов. Теряя на объемах зарубежных продаж, «Газпром» вынужден идти на ценовые уступки постоянным зарубежным партнерам, а они ведут себя все более напористо.

С августа по декабрь акции «Газпрома» восстанавливались после потерь — особенно результативно в последнем месяце года, когда среднемесячная капитализация выросла на 12,6%

В то же время на внутреннем рынке «Газпром» чувствует себя более уверенно в отсутствие достойных соперников. Тем более что система магистральных газопроводов подконтрольна «Газпрому». На российском рынке цены на газ уверенно растут, в последние годы работа на внутреннем рынке стала для «Газпрома» прибыльным бизнесом и не вызывает сомнений, что компания будет охранять свои позиции на нем.

И без того ухудшившиеся позиции «Газпрома» на европейском рынке в середине прошлого года были подпорчены очередным газовым конфликтом с Белоруссией, связанным с разногласиями по цене поставок и транзита. К счастью, этот конфликт разразился в июне и перебои с транзитом российского газа в Европу не были катастрофическими для потребителей.

В то же время конфликт в очередной раз обострил тему альтернативных поставок. Если наиболее радикально настроенная часть европейских потребителей пытается диверсифицировать не только маршруты, но и самих поставщиков, то «Газпром» и руководство страны получили дополнительную аргументацию в пользу форсированного строительства Северного и Южного потоков. Что касается «Северного потока», то в прошлом году в его практической реализации произошли очень серьезные подвижки.

В 2010 году «Газпром» заметно активизировал международную деятельность. Обсуждались поставки российского газа в Южную Корею и Китай. Начато бурение скважин в Алжире и на шельфе Израиля. Велись активные пере-

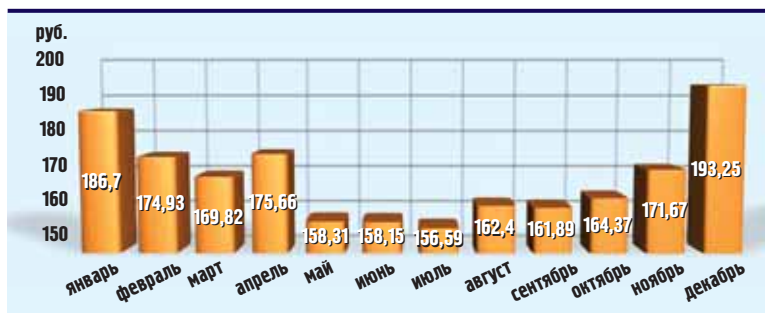
СЮРПРИЗ ОТ E.ON

В начале декабря 2010 года E.ON Ruhrgas, крупнейший иностранный партнер «Газпрома», объявил о решении продать 3,5% акций российского газового концерна. Это известие не стало потрясением для рынка. Смена владельца основной части этого пакета произошла «из рук в руки»: 2,7% акций «Газпрома» приобрел контролируемый государством Внешэкономбанк на средства Фонда национального благосостояния. Остальные 0,8% рынок переварил без напряжения.

За неделю до подписания соглашения 3,5% акций «Газпрома» оценивались рынком в 3,24 млрд евро. E.ON устроила цену сделки 3,4 млрд евро, а к моменту объявления о сделке пакет подорожал на рынке до 3,65 млрд евро. Так что сделка оказалась выгодной и для продавца, и для покупателя.

На ММВБ акции «Газпрома» за первую половину декабря подорожали на 13%. Хорошая встряска для ценных бумаг, которые до этого в течение 2010 года особого интереса у биржевых спекулянтов не вызывали.

Среднемесячные котировки акций «Газпрома» на ММВБ в 2010 году



говоры с Катаром и Ливией, по участию в проектах широкого спектра других стран.

Однако все эти усилия, как уже отмечалось, не произвели сильного впечатления на участников фондового рынка. В первый день торгов 2010 года стоимость акции подскочила до 194,77 рубля. На протяжении практически всего года эта цена оставалась для акционеров приятным воспоминанием. Обновить годовой рекорд удалось лишь в середине декабря. Но последняя сделка года было совершена по цене 193,28 рубля.

На фондовом рынке «Газпром» прошел за минувший год три периода. С февраля по май доверие к акциям компании практически непрерывно снижалось. Июнь-июль стал периодом стабилизации цен на минимальном уровне. А с августа по декабрь акции восстанавливались после потерь — особенно результативно в последнем месяце года, когда среднемесячная капитализация «Газпрома» выросла на 12,6%.

В ноябре «Газпром» представил консолидированную финансовую отчетность по МСФО за первое полугодие 2010 года, которая приятно удивила участников фондового рынка. В частности, прибыль, относящаяся к акционерам «Газпрома» и доле меньшинства, выросла до 508,23 млрд рублей по сравнению с 305,76 млрд рублей годом ранее. Публикация отчета помогла развеять предубеждений по отношению к акциям газового гиганта.

Поддержку газовому гиганту оказали и оптимистичные ожидания международного рейтингового агентства Standard & Poor's, которое обнаружило признаки грядущего увеличения денежного потока и повысило прогноз рейтинга компании до «стабильного».

Да и премьер-министр В.Путин пообещал иностранным инвесторам, что капитализация «Газпрома» будет расти. От главы правительства зависит очень многое в судьбе «Газпрома»: и дальнейший рост цен на газ на внутреннем

рынке, и передача без конкурсов и аукционов крупнейших месторождений из нераспределенного фонда, и налоговые льготы...

А что касается случившегося повышения ставок НДС на газ, то финансовые потери «Газпрома» в связи с этим минимальны. Это, скорее, символический жест, позволивший несколько ослабить волну раздражения, которую вызывает привилегированное положение «Газпрома». Теперь у компании больше шансов получить новые налоговые послабления.

Роснефть

Вложения в акции «Роснефти» оказались в прошлом году одним из самых неудачных решений для биржевых спекуляций на «голубых фишках». За год акции крупнейшей нефтяной компании страны с капитализацией на уровне 2,6 трлн рублей подешевели на 13,14%. И это еще можно считать относительно благопо-

лучным финишем: в июле цена падала до 185,11 рубля, а это 73,5% итоговой цены предыдущего года (см. «Среднемесячные котировки акций Роснефти на ММВБ в 2010 году»).

Надо признать, что это не самый ожидаемый результат для флагамена отечественной нефтедобычи. В 2010 году компания добыла 112,36 млн тонн, что на 6,2% превышает результат предыдущего года в сопоставимой структуре добывающих активов ВИНК. В абсолютном выражении прирост составил 6,5 млн тонн.

Это очень хороший результат. В целом по России добыча нефти выросла на 2,2%, или на 11 млн тонн. В течение прошлого года компания успешно развивала Ванкорский проект — его реализация стала крупнейшим отраслевым событием десятилетия.

Компания стала автором главного геологического открытия года — месторождения им. Севостьянова в Восточной Сибири. Знаковым событием явилось начало поста-

вок нефти по ВСТО в Китай — сырья «Роснефти», которая стала ведущим поставщиком российской нефти в Поднебесную, фактически открыла для отрасли новый и очень перспективный рынок.

Кроме того, компания получила в подарок от государства несколько «вкусных» участков недр без конкурсов и аукционов: у берегов Сахалина, на шельфах Баренцева и Карского морей, в Черном море. Контролируемая государством компания договорилась с Chevron о совместной разработке Вала Шатского в Черном море.

По итогам 9 месяцев «Роснефть» заработала чистую прибыль в размере \$7,4 млрд. Этот результат превосходит соответствующий показатель годичной давности более чем в 1,5 раза. И все это не помогло компании даже просто удержать уровень капитализации, не говоря уже о его увеличении.

Вложения в акции «Роснефти» оказались в прошлом году одним из самых неудачных решений для биржевых спекуляций на «голубых фишках»

В течение прошлого года «Роснефть» сопровождала события, формирующие ореол нестабильности. Во-первых, долгое время сохранялась неопределенность с таможенной льготой на экспорт ванкорской нефти. Освобождение от экспортной пошлины соответствующих объемов нефти имело очень большой вес, но не было понятно, как долго и в каком объеме льгота сохранится.

Инвесторов насторожили заявления топ-менеджеров компании, заявивших (одному из них это стоило должности президента), что без льготы развитие Ванкорского проекта — главного для ВИНК — задохнется. Ситуация прояснилась лишь к середине года, и эта определенность принесла запоздалую успокоенность инвесторам.

Еще одним крупным раздражителем стало ожидание смены главы компании и продолжавшееся практически в течение всего года обновление команды топ-менеджеров. Опять же, никаких значительных изменений не про-

АРКТИЧЕСКИЙ БОНУС «РОСНЕФТИ»

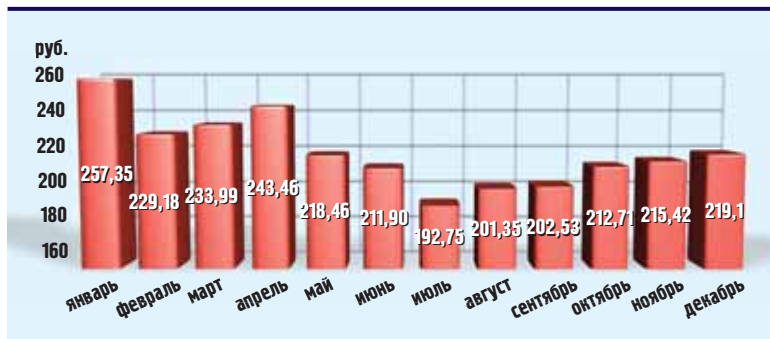
Крупнейшим событием начала года стало создание «глобального стратегического альянса», о котором объявили «Роснефть» и ВР. Нефтяные компании обмениваются акциями и создадут СП для геологоразведки и разработки месторождений в Карском море.

Естественно, столь громкое заявление не осталось незамеченным рынком. «Быки» попытались приподнять акции «Роснефти». Но большого скачка не случилось. За первые два дня акции выросли на 6,6%, до 247,11 рубля.

За три недели после объявления об альянсе российской госкомпании и ВР акции «Роснефти» подорожали на 10,7%, а «Татнефти» и «Газпрома» — на 10,5% и 8,9% соответственно. Правда, несколько отстал ЛУКОЙЛ, прибавивший за три недели 4,1%.

Биржевые аналитики считают, что новость полностью отыграна рынком, для поддержания роста нужны более весомые аргументы. Тем более что разработка арктических месторождений — дело затратное и нескорое.

Среднемесячные котировки акций «Роснефти» на ММВБ в 2010 году



изошло: новые руководители и на словах, и практическими шагами подтвердили преемственность стратегического курса компании, что также с удовлетворением было воспринято рынком.

И, наконец, серьезным раздражителем для инвесторов остается дело ЮКОСа, отголоски которого сказываются и на репутации, и на финансовой стабильности «Роснефти».

Но, пожалуй, не меньшее значение для рыночного роста имеют прорывные бизнес-идеи. Карта Ванкора в свое время уже была разыграна, а с новыми козырями у флагамена отечественной нефтедобычи пока дела обстоят неважно.

Январь-2010 был самым удачным для «Роснефти» на фондовом рынке месяцем года. Тогда акцию контролируемой государством компании можно было продать почти за 270 рублей. В последний биржевой день 2010 года за нее предлагали менее 219 рублей.

Учитывая, что дивиденды «Роснефти» щедростью не отличаются, народным акционерам флагманской нефтяной компании страны разбогатеть опять не удастся.

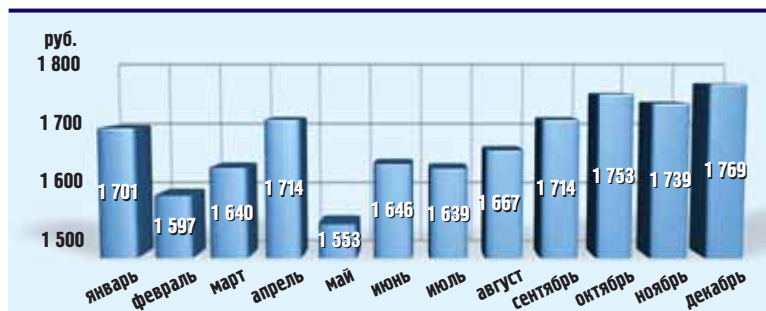
ЛУКОЙЛ

В 2010 году ЛУКОЙЛу, крупнейшей в стране ВИНК без госучастия, так и не удалось удержать положительную динамику нефтедобычи. По итогам года компания добыла на территории РФ 90,1 млн тонн нефти, что на 1,1 млн тонн, или на 2,3%, меньше результата предыдущего года.

Мирный развод с ConocoPhillips несмотря на то, что стороны проявили максимум осмотрительности и такта, существенно ослабил позиции ЛУКОЙЛа на фондовом рынке

Одним из самых заметных отраслевых событий прошлого года стал ввод в эксплуатацию месторождения им. Ю. Корчагина. ЛУК-ОЙЛ стал первопроходцем морской добычи в российском секторе Каспия. Но этого, как и

Среднемесячные котировки акций ЛУКОЙЛа на ММВБ в 2010 году



развития проектов в перспективном Тимано-Печорском регионе, оказалось недостаточно для успешной борьбы с падающей добычей. В Западной Сибири, где ЛУКОЙЛ добывает более половины объемов нефти, ситуация ухудшается столь стремительно, что новые проекты помогают лишь притормозить, но не остановить сокращение нефтедобычи.

Обновленная корпоративная стратегия ЛУКОЙЛа ставит во главу угла не рост физических объемов, а оптимизацию расходов и рост прибыли. С этой задачей компания справляется довольно успешно. На фоне падающей добычи чистая прибыль за 9 месяцев выросла на 29% к соответствующему периоду предыдущего года, до \$6,82 млрд, что на \$1,54 млрд превосходит результат января-сентября 2009 года.

Финансовая результативность пригласила скепсис участников фондового рынка относительно перспектив развития компании. Во втором полугодии на бирже преобладали умеренные повышательные движения по акциям ЛУКОЙЛа. К этому времени биржевые игроки уже свыклись с шокировавшей рынок весной новостью о выходе из капитала российской нефтяной компании ее стратегического зарубежного партнера — ConocoPhillips.

Этот мирный развод, несмотря на то, что стороны проявили максимум осмотрительности и такта, существенно ослабил позиции ЛУКОЙЛа на фондовом рынке. Причем, давление на стоимость акций, связанное с реализацией объемного пакета акций, смикшировать было много проще, чем

нейтрализовать репутационный негатив.

В этом разводе инвесторы увидели еще одно свидетельство ухудшения инвестиционного климата в российском недропользовании, безнадёжности перспектив даже крупной частной компании получить недискриминационный доступ к наиболее привлекательным участкам недр из нераспределенного фонда, а также пробиться к контролируемым госкомпаниями объектам транспортной инфраструктуры.

Собственно, и топ-менеджмент ЛУКОЙЛа, похоже, и не питает иллюзий относительно перспектив развития профильного бизнеса в России. Компания все более откровенно делает ставку на зарубежные проекты. В прошлом году ЛУКОЙЛ получил контракт на разработку месторождения Западная Курна - 2 в Ираке. Компания очень активна в Африке и развивает бизнес в других регионах мира.

Совокупность всех названных факторов не позволила ЛУКОЙЛу уронить стоимость акций, но о существенном прогрессе говорить не приходится. За год компания подорожала всего лишь на 2,62%. В начале декабря акции несколько дней торговались дороже 1800 рублей за штуку, а к концу года подешевели до 1736,55 рубля (см. «Среднемесячные котировки акций ЛУКОЙЛа на ММВБ в 2010 году»).

В 2009 году акции ЛУКОЙЛа выросли на 76%: с 961 до 1692 рубля. В 2008 году стоимость акций достигала 2646 рублей. Резкое торможение темпов восстановления капитализации компании, свидетелем которого мы ста-

ли в прошлом году, может означать, что на восхождение к докризисным высотам ЛУКОЙЛу понадобится еще много времени.

Сургутнефтегаз

Спекулянты фондового рынка традиционно недолюбливают «Сургутнефтегаз» за отсутствие авантюризма и приверженность рутинной работе. Однако по итогам прошлого года именно «Сургутнефтегаз» показал лучшую среди российских нефтедобывающих компаний динамику роста капитализации.

Обыкновенные акции компании подорожали за год на 18,83%, а привилегированные — на 7,22% (см. «Среднемесячные котировки акций «Сургутнефтегаза» на ММВБ в 2010 году»). Показательно, что позитивная динамика по обыкновенным акциям «Сургутнефтегаза» наблюдалась практически в течение всего года — за исключением февраля и мая, когда акции временно проседали.

Динамика по привилегированным акциям не была однородной, что связано со спекулятивным фактором: перед закрытием реестра «префы», по которым начисляются неплохие дивиденды, традиционно дорожают, а после этого — дешевеют.

В прошлом году «Сургутнефтегаз» добился серьезных успехов в стабилизации уровней нефтедобычи. За 2010 год компания добыла 59,55 млн тонн нефти, что всего лишь на 80 тыс. тонн, или на 0,13%, меньше результата предыдущего года. В 2009 году компания уронила добычу на 3,3%, а за 2007–2009 годы — на 9%. На этом фоне производственный результат 2010 года выглядит как долгожданный позитивный сигнал.

За год компания практически удвоила добычу в Якутии, получив здесь 3,32 млн тонн нефти. Это всего лишь 5,6% корпоративной добычи. Однако эти быстро растущие объемы стали важным стабилизирующим фактором. Немаловажно и то, что на всю добытую «Сургутнефтегазом» в регионе нефть распро-

Среднемесячные котировки акций «Сургутнефтегаза» на ММВБ в 2010 году

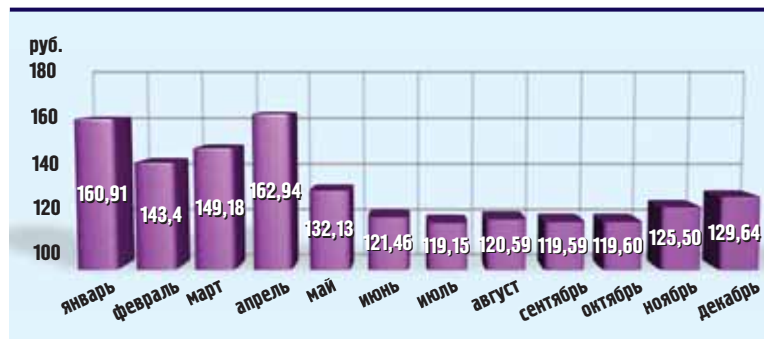


страняется льготный таможенный режим, что приносит компании хорошую экономию на экспортной пошлине.

«Сургутнефтегаз» обладает уникальными финансовыми резервами, которые обеспечивают компании беспрецедентную защищенность. Единственное, что традиционно не нравится биржевым спекулянтам, это нежелание компании заниматься скупкой активов. Впрочем, после того как «Сургутнефтегаз» приобрел пакет акций венгерской компании MOL, критики поутихли: пусть уж лучше «Сургутнефтегаз» сидит на денежных мешках, а не множит по велению политиков число столь экзотических покупок.

Результативность 2010 года с точки зрения увеличения капитализации значительно уступает итогу 2009 года, когда обыкновенные акции «Сургутнефтегаза» выросли с 16,4 до 26,8 рубля за штуку, на 63,4%. Но, с другой стороны, капитализация компании уже полностью восстановилась после кризиса и в прошлом году даже обновила максимумы.

Среднемесячные котировки акций «Газпром нефти» на ММВБ в 2010 году



Газпром нефть

Фондовый рынок выставил «Газпром нефти» крайне жест-

По итогам прошлого года именно «Сургутнефтегаз» показал лучшую среди российских нефтедобывающих компаний динамику роста капитализации

кую оценку. За год компания подешевела на 21,63%. Но это компания еще несколько восстановилась. В июле стоимость акции «Газпром нефти» падала до 113,07 рубля, то есть на 30,8% с начала года (см. «Среднемесячные котировки акций «Газпром нефти» на ММВБ в 2010 году»).

Фондовый рынок выставил «Газпром нефти» крайне жесткую оценку. За год компания подешевела на 21,63%

Годом ранее капитализация компании восстанавливалась после кризиса завидными темпами: акции подорожали с 62,22 до



163,46 рубля, то есть в 2,6 раза. До исторического максимума — 189,49 рубля за акцию — было рукой подать. Однако в 2010 году оптимизм инвесторов сменился пессимизмом.

Казалось бы, парадоксально: производственные результаты деятельности компании значительно улучшились, а отношение рынка стало откровенно недружелюбным. Действительно, в 2009 году добыча упала на 2,8%, а в 2010 году — менее чем на 0,2%.

Однако борьба с падающей добычей обходится компании все дороже, что не нравится биржевым спекулянтам. В 2009 году компании удалось несколько снизить операционные затраты, но в прошлом году они опять пошли в рост.

У государства есть в «Транснефти» более значимые для него интересы, чем рыночная стоимость «префов». Акции могут подешеветь чуть ли не наполовину

«Фонтаны», отработка которых в свое время принесла «Славнефти» любовь и признание инвесторов, иссякли. Теперь компании приходится идти на значительные траты, чтобы не уронить еще больше производство. Но это не лучшим образом сказывается на капитализации.

Татнефть

«Татнефть» — самая стабильная ВИНК России. За последние 10 лет она ни разу не уменьшила годовые объемы добычи нефти. Правда, динамика роста хотя и устойчивая, но незначительная.

За 10 лет добыча нефти выросла с 24,34 млн тонн до 26,11 млн тонн, на 7,3%. В том числе за прошлый год добыча нефти увеличилась на 0,02%.

Компания работает преимущественно на старых месторождениях Татарстана, она успешно справляется с магистральной задачей — сохранить уровень добычи. В корпоративном отчете за 2009 год впервые заявлено, что стратегической задачей компании является увеличение объемов рентабельной добычи нефти и газа. Раньше речь шла о стабилизации добычи углеводородного сырья.

Такая перемена может свидетельствовать о стремлении компании более решительно заниматься развитием бизнеса. У «Татнефти» один из лучших среди ВИНК уровень затрат на рубль товарной продукции и высокая доходность продаж.

В прошлом году «Татнефть» ввела в эксплуатацию первую очередь нефтеперерабатывающего комплекса ТАНЕКО в Нижнекамске. Комплекс ориентирован на переработку высокосернистой нефти, и его работа позволит улучшить экономику производственной деятельности «Татнефти».

Стабилизировав объемные показатели, «Татнефть» настойчиво работает над эффективностью своей деятельности. Это не осталось без внимания со стороны участников фондового рынка. Акции компании понемногу растут.

За 2010 год обыкновенные акции «Татнефти» прибавили 5,31%. Привилегированные — 13,05%. Практически все время обыкновенные акции торговались

дороже конца 2009 года: их среднемесячный уровень просел лишь в мае (см. «Среднемесячные котировки акций «Татнефти» на ММВБ в 2010 году»).

В кризисном 2008 году обыкновенные акции «Татнефти» дорожали до 188,74 рубля и дешевели до 27,6 рубля. За 2009 год они довольно уверенно прошли путь от 55,56 до 139,62 рубля, подорожав в 2,5 раза. После столь резкого скачка они вели себя в течение 2010 года очень спокойно.

Транснефть

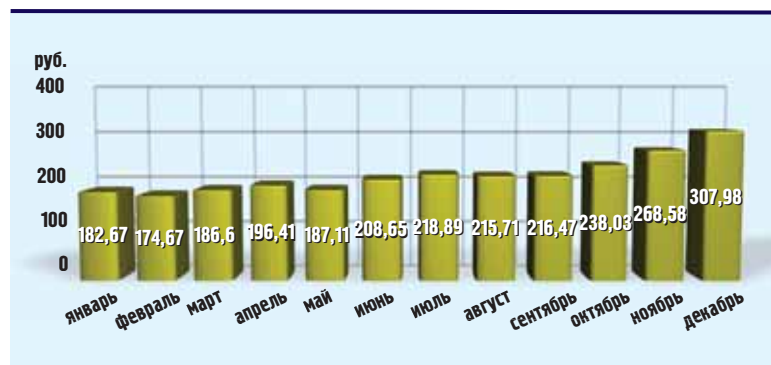
Привилегированные акции «Транснефти» уверенно дорожали практически в течение всего года. Уже в апреле они обновили исторический максимум, поднявшись в цене до 38,4 тыс. рублей, после чего в течение 1,5 месяцев дешевели до 25,4 тыс. рублей — практически на треть.

С этого уровня «префы» поднимались в цене почти до 42 тыс. рублей. А в целом за год акции «Транснефти» подорожали в 1,6 раза. И это притом, что в 2009 году «префы» выросли в цене в 3,4 раза (см. «Среднемесячные котировки привилегированных акций «Транснефти» на ММВБ в 2010 году»).

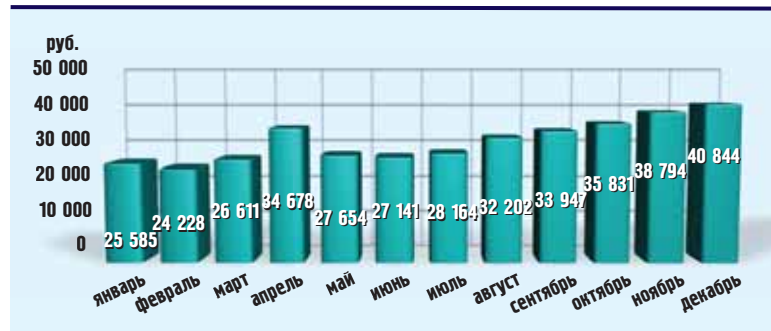
Конечно, участникам фондового рынка не очень нравятся диктаторские методы управления, характерные для госмонополии. Но, с другой стороны, регулярно растущие тарифы позволяют не заморачиваться оптимизацией хозяйственной деятельности. Государство всегда поможет получить выгодные кредиты и инвестиционные предложения. Стоило государству намекнуть на готовность повысить прозрачность деятельности госмонополии, и рынок повысил стоимость компании.

Аналитики предупреждают, что рост «префов» не имеет под собой твердой почвы. У государства есть в «Транснефти» более значимые для него интересы, чем рыночная стоимость «префов». Для него важно, чтобы развивалась и поддерживалась в рабочем состоянии транспортная система — а это значительные инвестиции с невятной перспективой окупаемости.

Среднемесячные котировки акций НОВАТЭКа на ММВБ в 2010 году



Среднемесячные котировки привилегированных акций «Транснефти» на ММВБ в 2010 году



БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



www.ngv.ru

Транспортный тариф должен быть посильным для нефтяников и не должен угнетать заинтересованность недропользователей расширять добычу — и это может стать поводом ограничить аппетиты «Транснефти» и, соответственно, размер дивидендов по «префам». Аналитики ФК «Уралсиб» не исключают, что привилегированные акции «Транснефти» могут подешеветь чуть ли не наполовину.

НОВАТЭК

НОВАТЭК — безусловный фаворит российского фондового рынка 2010 года. Акции компании за год выросли в цене на 94,54%. Причем, к концу года ценовая гонка только ускорилась: средняя цена декабря превосходила сентябрьскую на 42% (см. «Среднемесячные котировки акций НОВАТЭКа на ММВБ в 2010 году»).

НОВАТЭК — безусловный фаворит российского фондового рынка 2010 года. Акции компании за год выросли в цене на 94,54%

Добыча газа у компании в 2010 году выросла до 37,65 млрд м³ по сравнению с 32,67 млрд м³ годом ранее. Однако отнюдь не 15%-ный рост добычи газа стал для НОВАТЭКа главной подьемной силой.

Компания совершила ряд крупных покупок, которые фактически приведут к удвоению бизнеса. Это, прежде всего, приобретение по 51%-ной доли участия в ОАО «Сибнефтегаз» и ООО «СеверЭнергия». Компания добилась больших успехов в продвижении проекта СПГ на Ямале, пролоббировала серьезные налоговые льготы, конкурирует с «Газпромом» на внутреннем газовом рынке...

У НОВАТЭКа много свежих идей, и компания обладает возможностями для их реализации. Прежде всего, это, конечно, административный ресурс. Но он пока несопоставим с влиянием «Газпрома» и «Роснефти». Все же, НОВАТЭК покоряет здоровым азартом, энергией развития. Надежная «крыша» — удачное подспорье.



«Вертикаль» задала инвестиционным аналитикам вопрос
«Считаете ли вы, что снижение интереса инвесторов к акциям
нефтегазового комплекса на фоне улучшения ключевых производственных
показателей является итогом государственной политики?»

Публикуем отклики экспертов...



ОЛЕГ АБЕЛЕВ

Начальник аналитического отдела ИК «РИКОМ-ТРАСТ»

ЕСЛИ ИНВЕСТИЦИИ, ТО ТОЛЬКО СПЕКУЛЯТИВНЫЕ?

В последнее время ситуация в нефтяной отрасли для фондового рынка развивается не самым лучшим образом по структурным глубинным причинам. Казалось бы, рост цен на нефтяных рынках до уровня почти в \$100 за баррель должен привести к столь же существенному росту котировок нефтяных бумаг на российском рынке. Тем не менее, существенного роста за последний месяц на нефтяных рынках инвесторы так и не увидели.

Основной рост был вызван всплесками в ряде бумаг исключительно на корпоративных новостях (сделка «Роснефти» и BP с участием Exxon Mobil, участие «Газпрома» в газовых проектах в Таджикистане и т.д.) в конкретных бумагах. «Длинных инвестиций» в нефтяной сектор, по сути дела, российские участники в 2010-м году так и не увидели.

Основной причиной сложившейся ситуации видится постоянно растущие затраты большинства нефтяных компаний (государство пытается противодействовать этому путем предоставления льгот, но данная мера кратковременная, которая даст эффект на незначительный срок) вкупе с постоянно усложняющимися условиями добычи.

Западные «длинные деньги» будут поступать в нефтяной сектор только на условиях взаимовыгодного сотрудничества по принципу «технологии за ресурсы», но подобный вариант привлечения капитала не имеет развития в глобальном плане.

**Необходимо коренным образом изменять
ассортимент производимых нефтепро-
дуктов, повышая их добавленную стои-
мость именно в России, а не за рубежом**

Большинство российских ВИНК очень сильно страдают от инфляции издержек, и даже текущие мировые цены — лишь временная компенсация.

Только в этом случае будет происходить одновременное увеличение как основных производственных показателей большинства российских нефтяных компаний, так и объема стратегических инвестиций в денежном выражении.

В противном случае инвестиции в российский нефтяной сектор будут либо спекулятивными под конкретные проекты и новости, либо только в об-

мен на владение долями в капиталах компаний, что будет подрывать национальную и экономическую безопасность страны.



ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВ

Начальник отдела аналитических исследований ИГ «УНИВЕР»

РЕЖИМ БЛАГОПРИЯТСТВОВАНИЯ, АУ!

Госполитика в отношении нефтегазовых компаний, конечно, не может считаться соответствующей режиму повышенного благоприятствования. Инвесторы это видят и, более того, экстраполируют нынешний тренд в будущее: при усилении бюджетных проблем в России именно нефтегазовые активы будут нести основное бремя повышенной нагрузки в виде растущих отчислений по налогам, акцизам и пошлинам.

Разумеется, что это сильно давит на прогнозируемые денежные потоки, которые рискуют не увеличиваться даже при растущих нефтяных ценах, а значит, снижает прогнозную отдачу на инвестиции.

**При этом долгосрочно, конечно, налого-
вые инициативы остаются на сегодня
главным негативным драйвером для
нефтяников и газовиков**

Так что неблагоприятные налоговые изменения, касающиеся как всех компаний, так и избранных «счастливых», а также сохраняющаяся неопределенность относительно дальнейших перспектив этих изменений, в прошедшем году были основными факторами, сдерживавшими рост котировок компаний сектора.

Вместе с тем, на примере конца января — начала февраля мы видим, что действительно сильные восходящие движения цен на сырьевом рынке способны перебороть опасения инвесторов и они, возможно спекулятивно, готовы активно покупать российские активы на фоне дорожающего «черного золота».



ДЕНИС БАРАБАНОВ

Начальник аналитического отдела ИК «Грандис Капитал»

2010 ГОД НЕ СТАЛ ПРОРЫВНЫМ

Действительно, нынешнее состояние дел в отрасли оставляет желать лучшего. Однако падение спроса со стороны как российских, так и, в особенности, иностранных инвесторов связано не с этим.

2010 год не стал прорывным, макроэкономическая ситуация в стране очень сложная, инфляция набирает обороты,

ВВП восстанавливается минимальными темпами. Непонятна политика ЦБ в отношении рубля, ставок и так далее. Россия — по факту слабейшая страна в BRIC.

Это и произошло в прошлом году, и, на мой взгляд, интерес к отрасли вернется не ранее второй половины 2011 — начала 2012 года. При ценах на нефть выше \$100 за баррель ситуация может измениться, но предпосылок к закреплению цен выше этой отметки нет.

Россия в глазах западного инвестора — это, прежде всего, нефть и газ. Если российский рынок сам по себе не слишком интересен, то, в первую очередь, это отражается на бумагах нефтегазового сектора



ДЕНИС БОРИСОВ

Старший аналитик Банка Москвы

И ПЕРСПЕКТИВ НЕМНОГО

Уходящий год едва ли можно занести российским нефтегазовым компаниям в актив: темпы прироста капитализации большинства из них оказались ниже среднерыночных показателей (индекс Нефть и Газ вырос на 15% при увеличении индекса ММВБ на 21%).

При этом ключевой вопрос, связанный с необходимостью снижения нынешней высокой налоговой нагрузки на нефтяные компании, остается нерешенным, а значит, перспектив изменения ситуации в следующем году (особенно на фоне сохраняющегося дефицита российского бюджета) немного.

Как следствие, надежды инвесторов в нефтяном секторе могут быть связаны исключительно с продолжением ралли на сырьевом рынке, однако я не вижу достаточного количества фундаментальных факторов, способных вызывать глобальную переоценку стоимости нефти.

В течение года возникали отдельные инвестиционные идеи (покупка акций TNBP на информации о допуске бумаг компании к торгам на ММВБ, продажа ROSN — на сокращении Ванкорских льгот, продажа SIBN — на исключении из индекса MSCI Russia и т.п.), т.е. ни о какой глобальной переоценке сектора речи не шло. Возможно ли изменение отношения инвесторов к сектору в следующем году? Скорее нет, чем да.

Как следствие, я ожидаю, что ставка участников рынка на точечные инвестиционные идеи (такие, например, как ожидаемое к маю завершение продаж американской ConocoPhillips акций ЛУКОЙЛа или сохранение нынешних налоговых преференций в нефтепереработке, что является особо благоприятным для «Башнефти») будет сохранена.

Несмотря на то, что контуры новой налоговой системы уже известны (переход к profit base tax system), общее снижение налоговой нагрузки на компании выглядит маловероятным



ВИТАЛИЙ ГРОМАДИН

Старший аналитик «Арбат Капитал»

ЦЕНА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Несомненно, охлаждение интереса инвесторов к акциям нефтяных компаний в 2010 году связано с неопределенностью дальнейших тенденций в налогообложении отрасли. На фоне дефицитного бюджета логично ожидать повышения налогов, что в будущем неминуемо приведет к росту темпов падения добычи в традиционных регионах.

С наступлением 2011 года определенности стало больше. Правительство определилось с изменениями, которые предполагают увеличение налогообложения в сегменте нефтепереработки и продолжение послаблений в добывающем сегменте. Эта стратегия предполагает стимулировать модернизацию переработки без ущерба добыче.

Минэнерго РФ выступает за снижение предельной ставки экспортной пошлины на нефть с 65% до 60% и унификацию ставок пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66% от ставки пошлины на нефть. Проект должен быть представлен в правительство в марте 2011 года.

Предположительно Минфин настаивает на повышении уровня унификации ставок пошлин на нефтепродукты до 70%. При этом в новом году цена нефти в Европе превысила \$100 за баррель, что подразумевает возможность сокращения дефицита бюджета и, соответственно, отсутствие явной необходимости повышать налоги.

То есть рост налогов нефтяные компании, скорее всего, предпочтут нивелировать сокращением инвестиционных программ



АЛЕКСАНДР ЕРЁМИН
Аналитик ИК «ФИНАМ»

КОГДА ОБРАТЯТ ВНИМАНИЕ НА НЕДООЦЕНЕННУЮ РОССИЮ?

Государство в 2010 году кому-то предоставляло льготы (ЛУКОЙЛ и Каспий), у кого-то отбирало («Роснефть» и Восточная Сибирь). Но и те и другие показали плохой рост стоимости акций. Думаю, это потому, что иностранные инвесторы больше концентрировались на остальных трех странах БРИК.

В результате, на их фондовых рынках уже все переоценено, P/E зашкаливают. Следует ожидать, что в этом году тенденция может развернуться и все обратят внимание на «недооцененную» Россию.



РУШАН ЗАРИПОВ
Доверительный управляющий ИК «Битца-Инвест»

РАБОТАЯ ВНЕ РЫНКА...

Я думаю, что государство, наоборот, попыталось сделать все возможное для того, чтобы сохранить инвестиционную привлекательность нефтегазовых компаний. Однако рынок обмануть сложно. Сырьевой сектор, по-прежнему, остается одним из наиболее политически уязвимых, поскольку является основой российской экономики.

В результате, с одной стороны, он имеет достаточно комфортные условия для ведения бизнеса, однако, с другой — должен за это пополнять казну государства.

А это связано с большими рисками, которые невозможно просчитать инвесторам с достаточной долей вероятности. Дополнительным негативным сигналом для фондового рынка стали возбужденные ФАС дела и огромные штрафы, в результате чего нефтяные компании потеряли статус «священных коров» в глазах инвесторов.

Естественно, все это негативно сказывается и на производственной деятельности нефтяников, которые также не могут просчитать все перспективы и риски от своих долгосрочных инвестиций в новые проекты, в результате чего добыча нефти в стране по итогам 2010 года повысилась всего на 2%, а уже в наступившем году не исключено ее снижение.

Как следствие, отрасль фактически работает вне рыночной экономики, ориентируясь на заявления и действия правительства



АРИФ ЗЕЙНАЛОВ
Аналитик БД «ЮНИТИ ТРАСТ»

НЕ ТОЛЬКО ГОСПОЛИТИКА

Мы не думаем, что снижение интереса инвесторов к акциям компаний нефтегазового сектора (или, иначе говоря, динамика акций нефтегазового сектора слабее рынка) связано только с государственной политикой.

Акции сектора показали очень хорошую динамику в 2009 году, когда цены на нефть выросли с \$40 до \$75, и отчасти по этой же причине показали слабую динамику в 2010 году, когда цены на нефть находились в коридоре \$70–80. Уже только по этой причине динамика акций сектора понятна и не вызывает удивления.

Сейчас, с выходом цен на нефть с начала 2011 года выше \$90 и выше \$100 в конце января, мы видим, что цены акций начинают расти. Мы не исключаем, что в 2011 в силу ряда причин (долларовая инфляция и уход в commodities, геополитические риски, восстановление мировой экономики, рост спроса со стороны развивающихся экономик) цены на нефть и бумаги нефтегазового сектора могут показать динамику не хуже рынка.

Кроме того, следует учитывать укрепление рубля — оно оказывает сдерживающее влияние на доходы экспортеров и динамику их акций, а также и определенные корпоративные истории, как-то: пошрины по Ванкору или СП «Роснефти» с рядом мейджоров (плюс) или же выход Сопосо из ЛУКОЙЛа (минус).



АНДРЕЙ КИНЯКИН
Ведущий эксперт ИА «Финмаркет»

ПОВЕДЕНИЕ ИНВЕСТОРОВ КАК ИНДИКАТОР РЫНКА

На мой взгляд, снижение интереса инвесторов к акциям компаний нефтегазового комплекса обусловлено целым рядом факторов, а не только действием государственной политики (хотя, забегая вперед, можно сказать, что это также имеет место).

Напомним, что в разгар кризиса наблюдался массовый отток капитала с развивающихся рынков, в том числе и с российского фондового рынка.

Причем в нашем случае этот процесс был в значительной мере катализирован снижением цен на сырьевые товары, и в первую очередь, на нефть (стоимость «черного золота» с июля 2008-го по январь 2009 года упала более чем в три раза — со \$126,77 до \$39,06). В результате российский фондовый рынок, для которого, как и в

целом для отечественной экономики, нефтегазовый комплекс имеет определяющее значение (вес нефтянки в расчетной базе российских фондовых индикаторов составляет порядка 50%) «схлопнулся» более чем в три раза.

Динамика фондового рынка на протяжении 2009 года, на мой взгляд, не является показательной в плане оценки рыночных перспектив. В этот год произошло «техническое» восстановление рынка, который ликвидировал свою значительную «перепроданность» (то есть имеет место эффект низкой базы).

Минувший год, напротив, во многом показал потенциал отечественного фондового рынка. Долгое время рынок, в том числе и акции нефтяных компаний, «топтались» на месте, испытывая недостаток ликвидности. В первую очередь, со стороны зарубежных инвесторов.

Последние на фоне сохраняющейся неопределенной ситуации с мировой экономикой отнюдь не спешили вкладывать средства в emerging markets, предпочитая дожидаться четких сигналов. Причем те вложения, которые осуществлялись в развивающиеся рынки, делались в основном там, где рентабельность активов и инвестиций (мультипликаторы ROA и ROE) являлась высокой (к примеру, в Китай, Индию). Российский фондовый рынок в этом плане, как и в плане инвестиционных идей, значительно уступает.

Для многих инвесторов сдерживающим фактором являлось то, что цены на нефть на протяжении 2010 года оставались стабильными (среднегодовая цена нефти WTI составляла чуть более \$77). Лишь ближе к концу года, когда наметилась тенденция к росту цен на нефть на мировых рынках, инвестиции в российскую нефтянку значительно увеличились.

Период кризиса многие инвесторы использовали для закрытия открытых еще в 2004–2005 годах (в связи с присвоением России инвестиционного кредитного рейтинга и либерализации рынка акций «Газпрома») долгосрочных позиций и фиксации по ним ранее полученной прибыли.

Тем более что прибыль по некоторым из них оказалась весьма неплохой. В частности, бумаги «Газпрома» в период с 2005-го по 2010 год выросли в цене более чем в 2,5 раза (с 75 до 190 рублей за акцию), а, к примеру, НОВАТЭКа — в 5 раз (с 60 до 300 рублей за акцию с учетом проводившегося сплита в 2006 году).

Таким образом, зафиксировав прибыль по долгосрочным позициям, инвесторы предпочли выйти в кэш и в течение более чем года дожидаться, пока цены по бумагам компаний нефтегазового сектора опустятся до более привлекательных ценовых уровней. Однако этого пришлось ждать фактически до конца 2010 года, когда возобновился активный рост цен на нефть, что вновь повысило инвестиционную привлекательность отечественной нефтянки.

При этом нельзя исключать возможности того, что часть инвесторов, ранее вкладывавшаяся в акции российских нефтегазовых компаний, переориентировалась на другие сектора отечественного фондового рынка (в частности, электроэнергетику, телекоммуникации), учитывая их более высокий потенциал роста (upside), общее снижение интереса к акциям нефтяных компаний после аварии на платформе BP в Мексиканском заливе, а также уже упомянутую неопределенность относительно ситуации в мировой экономике.

Продолжающийся процесс огосударствления ТЭКа, выражающийся в предоставлении искусственных преференций государственным и квазигосударственным компаниям, а также выдавливании иностранных инвесторов из сектора, увеличение фискальной нагрузки на нефтегазовый комплекс, который становится все более непрозрачным, отсутствие новых инвестиционно привлекательных проектов и неопределенность в отношении существующих (к примеру, Штокман) — все это, в конечном счете, привело к тому, что инвесторы проголосовали «деньгами» не в пользу отечественной нефтянки.

Особенно это касается государственных и квазигосударственных компаний, таких как «Роснефть», «Газпром» и «Сургутнефтегаз», характеризующихся своей непрозрачностью и в ряде случаев неэффективностью.

В то же время увеличение объема добычи и экспорта нефти до рекордных значений, а также рост тарифов на прокачку закономерно повысили интерес инвесторов к «Транснефти». Однако вряд ли ее можно назвать «белым» пятном на общем невзрачном фоне, учитывая то, насколько снизилась в последнее время привлекательность отечественной нефтянки, индикатором чего как раз является поведение инвесторов (особенно зарубежных).

Во-первых, стоит отметить, что минувший год (особенного его вторая половина) прошел под знаком восстановления мировой экономики после кризиса

Во-вторых, на мой взгляд, снижение интереса к нефтянке может быть обусловлено и чисто техническими моментами

Наконец, в-третьих, на снижение инвестиционной привлекательности отечественной нефтянки, безусловно, повлияли и действия отечественных властей



ВАСИЛИЙ КОПОСОВ
Аналитик ИК «Энергокапитал»

СУРОВО. НО СПРАВЕДЛИВО ЛИ?

Вопрос взаимоотношений между российскими нефтяными компаниями и государством действительно является сегодня наиболее острым. Сырьевая зависимость бюджета обуславливает необходимость применения весьма сурового налогового законодательства применительно к нефтяным компаниям. Что, несомненно, находит отражение как в финансовых результатах НК, так и в оценке отрасли рынком.

При условии сопоставимых с зарубежными аналогами удельных затрат на добычу в совокупности с наметившимся трендом на наращивание инвестиций в переработку и сбыт, российские нефтяные компании торгуются с очень существенным дисконтом по P/E к зарубежным аналогам, оцениваемым до 50%.

Реализация столь существенного потенциала роста затрудняется из-за целого комплекса проблем, прямо или косвенно связываемых с госполитикой и вызывающих серьезные опасения инвесторов.

Это и уже существующий налоговый режим, и возможность дальнейшего ужесточения фискальных мер, а также непредсказуемость монопольных тарифов на транспортировку продукции и, зачастую, не до конца прозрачный режим доступа к разработке новых месторождений.



АЛЕКСЕЙ ЛОГВИН
Главный экономист УК «Русь-Капитал»

ОТСТАВАНИЕ ОТЫГРАЕТСЯ

Наверное, очень немногие из опубликованных за последнее время обзоров не называли налоговую политику и некоторые другие действия государства в качестве факторов, неблагоприятных для роста капитализации компаний нефтегазового сектора.

Вместе с тем, говорить о том, что данные бумаги не интересны для инвесторов было бы неправильно — отраслевой индекс ММВБ показал в прошедшем году прирост, намного превышающий прирост по депозитам или по надежным облигациям. При этом на стороне акций нефтегазовых компаний остается очень важное преимущество — высокая ликвидность.

Почти идеальные условия для этого сложились в начале наступившего года. Мы считаем, что в ближайшие месяцы акции нефтегазовых компаний окажутся в числе лидеров рынка, а наилучшие шансы, вероятно, имеют бумаги «Газпрома» и «Роснефти».

Особенности налогового режима проявляются в том, что нефтегазовый сектор может некоторое время отставать от рынка, но затем значительную часть этого отставания отыгрывать за короткий промежуток времени



ВИКТОР МАРКОВ
Старший аналитик ИК «ЦЕРИХ Капитал Менеджмент»

РОСТ КАПИТАЛИЗАЦИИ ВОЗМОЖЕН

Основной причиной слабой динамики акций нефтяных компаний в прошлом году стала высокая налоговая нагрузка на отрасль, которая привязана к ценам на нефть. Поэтому дорогая нефть за последний год слабо повлияла на капитализацию нефтяного сектора.

Другим фактором невнимания инвесторов к российской нефтянке остается низкая конкурентоспособность компаний, поскольку отечественные нефтяники работают в основном на территории РФ, а за пределами страны не могут составить конкуренцию мировым игрокам.

С другой стороны, акции российских нефтегазовых компаний показали хороший рост в 2009 году, поэтому в первой половине 2010 года акции компаний корректировались вниз. При сохранении высоких цен на нефть в 2011 году российский нефтегазовый сектор может продемонстрировать рост капитализации.



ВАДИМ МИТРОШИН
Аналитик нефтегазового сектора, Банк «ОТКРЫТИЕ»

КАК АУКНЕТСЯ, ТАК И ОТКЛИКНЕТСЯ

Неубедительная динамика котировок акций нефтегазового сектора в 2010 году действительно отчасти связана с политикой правительства, в частности, с кардинальным изменением позиции в отношении льготных экспортных пошлин для месторождений Восточной Сибири (в особенности, для Ванкорского месторождения «Роснефти») в середине года.

Также многие инвесторы скептически относились к «Газпрому», и это отношение все еще довлеет над рынком, хотя позиции монополии значительно улучшились ввиду продолжающегося роста спроса на природный газ в Европе и сближении спотовых и контрактных цен.

Инвесторы ждут более внятной и артикулированной позиции от правительства. Рынок живет плохо, когда взгляды на налогообложение нефтяного сектора радикально меняются в течение года.



АЛЕКСЕЙ МОИСЕЕВ
Заместитель начальника аналитического отдела Инвестиционной компании БФА

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ: ОСНОВНОЙ ДРАЙВЕР

Недостаточная последовательность государственной политики в вопросе налогообложения нефтегазовой отрасли, проявившаяся в 2010 году в виде неожиданного возвращения тренда на увеличение налоговой нагрузки на сектор, в среднесрочной перспективе действительно является одним из негативных факторов для динамики акций отрасли.

Тем не менее, мы считаем, что основным драйвером котировок нефтегазовых акций были в 2010 году и остаются сейчас цены на нефть. Превышение диапазона \$70–82, состоявшееся в четвертом квартале 2010 года, способствовало существенному росту интереса инвесторов к российскому нефтегазовому сектору, что видно по росту оборота торгов.

В январе 2011 года индекс «ММВБ Нефть и Газ» прибавил 3,86%, обогнав по приросту индекс ММВБ (+2,1%).



АЛЕКСАНДР МОСКАЛЕНКО

Президент группы компаний «Городской центр экспертиз»

ДАВАЙТЕ НЕМНОГО ПОДОЖДЕМ...

Динамика стоимости акций — процесс непредсказуемый, никакие аналитики не могут, разложив карты, дать четкую картинку происходящего на ближайшее будущее. Их анализ заключен в словах М.Жванецкого: «Будет лучше... или хуже».

Поэтому нужно реагировать на каждое событие отрасли, чтобы понять внутренние механизмы рыночных отношений: почему все кидаются покупать одно, бросая другое. В этом свете изменение цен на акции — процесс, я бы сказал, логичный. Ничего фантастического на нефтяном рынке не происходит, все имеет свои причины и следствия. Разнонаправленное развитие «королей» отрасли — вполне штатная ситуация для финансового мира.

Рост акций НОВАТЭКа подкреплен новыми проектами, «Транснефть» поддерживают серьезные заявления руководителей государства о готовности повысить прозрачность работы корпорации, о чем аналитики не преминули заявить, — вот вам и причины.

Некоторое снижение интереса инвесторов к акциям «Газпрома», ЛУКОЙЛа и «Татнефти» тоже удивления не вызывает. Нефть «поперла» вверх только к концу года (сравните колебания стоимости нефти с приведенными графиками котировок акций наших ведущих компаний — они замечательно накладываются друг на друга).

Как отмечают аналитики, на фоне роста индекса ММВБ подъем отраслевого индекса по нефти и газу кажется незначительным, но негативным показателем я бы данную ситуацию не назвал.

Прочие отрасли, формирующие индекс ММВБ на 50%, начали подъем позднее, но почему-то именно глядя на их подъем, финансисты говорят о невыигрышном положении нефтегазовой отрасли.

Давайте немного подождем — скоро по всем отраслям наступит та же полоса стабильности, некий потолок, пробить который сможет только комплекс событий на мировом рынке и в политике самих компаний (авторы статьи метко окрестили их прорывными бизнес-идеями).

Супротив мнения аналитиков «Нефтегазовой Вертикали» хочу отметить, что акции «Роснефти» подпрыгнули после объявления о сделке с британской BP (при этом посмотрите на акции ТНК-BP!).

Отдельно хотелось бы сказать о «Газпроме». На мой взгляд, к заведомому снижению привлекательности акций для инвесторов привело перенесение сроков реализации одного из крупнейших проектов компании и споры по нему с партнерами (речь, конечно, идет о вводе в эксплуатацию Штокмановского месторождения).

Нефтянка стала подниматься раньше, например, металлургии или химпрома, и сейчас она вступила в естественную полосу стагнации или, вернее будет сказать, спокойного существования на одном ценовом уровне

На основе вышесказанного резюмирую: тотального снижения интереса инвесторов к акциям наших нефтегазовых гигантов не наблюдается, как и злой воли государства, стремящегося к такому итогу



ВИКТОР ТУНЁВ

Руководитель аналитического отдела ЗАО «Управляющая компания «Ермак»

ЕСТЕСТВЕННЫЙ РЕЗУЛЬТАТ

Пока государство считает проблемой дефицит бюджета и ради этого повышает ставки налогов, в первую очередь, для нефтегазовой отрасли, инвесторы будут осторожно подходить к инвестициям в акции компаний отрасли.

Поэтому худшая динамика акций нефтегазовых компаний в 2010 году — естественный результат государственной фискальной политики. Однако в 2011 году ситуация может в корне измениться, если государство согласится на снижение совокупного налогового бремени на нефтяные компании.

При высоких ценах на нефть дефицит бюджета сокращается сам по себе, а частью дополнительных доходов бюджета вполне можно поделиться ради стимулирования новых инвестиций в добычу нефти.



ТИМУР ХАЙРУЛЛИН

Заместитель начальника аналитического отдела ИК «Грандис Капитал»

НЕ ФЕНОМЕН, НО ТЕНДЕНЦИЯ

Вообще непопулярность акций российских нефтегазовых компаний для инвесторов это не свежий феномен, а тенденция, наблюдающаяся более пяти последних лет. Подобное отношение участников рынка к российской нефтянке сложилось в 2004 году, когда была введена прогрессивная система налогообложения. До этого индекс РТС — Нефть и Газ стабильно обгонял весь российский рынок.

И даже рост добычи нефтяниками, сам по себе, не способен изменить ситуацию. По большому счету, для участников фондового рынка важен не столько рост производственных показателей, сколько денежные потоки, генерируемые компаниями.

Для инвестора нефтяная компания, которая максимизирует денежные потоки, отсекая не самые привлекательные инвестиционные проекты и сокращающая капиталовложения, может быть существенно более интересна, чем просто компания, показывающая рост добычи углеводородов.

Но с 2004 года, несмотря на значительный рост цен на нефть, российский фондовый рынок вырос в 3,2 раза, а РТС — Нефть и Газ — примерно на 80%. Проще говоря, акции нефтянки отстали от рынка на 140%

Для финансистов разница в темпах роста добычи в 2–3% не так критична, как «прогрессивная» налоговая система, чистая рентабельность в районе 12%, а также риски, связанные с разбирательствами ФАС и ростом тарифов «Транснефти».

Именно поэтому инвесторы и не особенно жалуют сверхдешевую нефтянку, которая сейчас торгуется с дисконтом в 50–70% к рынку и аналогам.

Более того, опасения по поводу динамики добычи у российских нефтегазовых компаний в ближайшие годы вовсе не беспочвенны.



ЭЛИК ХАЛИМОВ

Член Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, профессор, д.г.-м.н., академик РАЕН, заместитель генерального директора по научной работе ВНИГРИ

ИЛЛЮЗОРНОЕ БЛАГОПОЛУЧИЕ

1. Иллюзорным является благополучие нефтегазовой отрасли, установленное по улучшению отраслевого индекса «ММВБ нефть и газ». Текущие показатели нефтегазового производства (годовые, месячные, суточные) зависят не только от объективных факторов.

На них существенно влияют многие внешние факторы, искажая реальную картину. Экономические показатели формируются под действием еще и стихии рынка, и государственного участия.

Лишь для игроков фондовой биржи — спекулянтов — при покупке-продаже акций отраслевые индексы являются удобным и возможно достаточным ориентиром

Акулы нефтяного бизнеса при оценке нефтяных инвестиционных проектов обращают внимание на фундаментальные вопросы: обеспеченность проекта активными доказанными запасами, производительность скважин, доступность (наличие инфраструктуры), себестоимость добычи, капвложения. Очень важна динамика добычи (возможная, расчетная) и срок (период)

разработки. Непременнo нужно учесть и различные риски, в том числе и политический.

2. Снижение интереса к акциям нефтегазового комплекса напрямую связано с неблагоприятным состоянием отрасли и является закономерным результатом отсутствия в течение двух десятилетий внятной энергетической стратегии государства.

В этот период ни одна из застарелых проблем не была решена, еще более возросла диспропорция между добычей и запасами в результате интенсивного проедаания активной части запасов, не компенсируемого приростами.

Некогда единая и централизованно управляемая отрасль, ориентированная на гармоничное развитие системы «запасы–добыча», сейчас представляет собой более 400 самостоятельных нефтедобывающих предприятий,

каждое из которых в предпринимательской деятельности руководствуется своей «стратегией развития», прибыльностью, рентабельностью предприятия и мало заинтересовано общегосударственными долгосрочными проблемами.

К сожалению, государство устранилось от управления нефтегазовым комплексом и занимает пассивную роль, предпочитая заниматься системой изъятия в бюджет нефтяных доходов

В результате ключевая отрасль экономики страны обречена на непредсказуемое, спонтанное развитие в соответствии со стихией рынка.



КОНСТАНТИН ЮМИНОВ

Аналитик по нефти и газу Rye, Man & Gor Securities

ПОД ВЛИЯНИЕМ ГОСУДАРСТВА

Действительно, низкий интерес инвесторов к акциям нефтегазовых компаний был во многом продиктован усилившимся государственным влиянием на сектор, которое привнесло большую неопределенность в планы большинства ВИНК.

Итоговые изменения в системе налогообложения прояснились только ближе к концу года, хотя и по сей день Минфин и Минэнерго ведут дискуссии, продлить ли льготные экспортные пошлины, например, для Ванкорского месторождения «Роснефти».



АЛЕКСАНДР ХУРШУДОВ

к.т.н., член-корреспондент МАНЭБ, независимый эксперт

БИРЖА ЦЕНИТ ОБЪЕКТИВНО

Посткризисная ситуация с котировками нефтегазовых акций сильно отличается от той, что была лет пять назад. Тогда все наши нефтяные компании были сильно недооценены, и покупка их дешевых акций приносила гарантированный доход. Сейчас рыночные котировки компаний примерно соответствуют стоимости их активов и приобретенной репутации.

Конечно, газовые запасы «Газпрома» огромны, но разве все они легко доступны для освоения? «Газпром» щедро платит своим же подрядчикам, но скуп на дивиденды акционерам. ЛУКОЙЛ все же пострадал от развода с «Коноко», кроме того, компания испытывает трудности с покупкой и разведкой новых запасов.

Акции «Роснефти» подешевели из-за опасений по искам акционеров ЮКОСа, сейчас ситуация, похоже, исправляется. У «Газпром нефти» не видно активной стратегии, в России добыча падает, а за рубежом (в Ираке) перспективы туманны. «Сургутнефтегаз» располагает громадными денежными запасами, но зато не раскрывает состав своих акционеров.

И вовсе не спекулянты тут будут определять биржевые цены, а долгосрочные портфельные инвесторы, последователи Баффета, страховые и пенсионные фонды, инвестиционные компании.

Период перехода к рыночной экономике в России заканчивается, скидок на молодость нам больше не будет. Придется соответствовать мировым стандартам со всеми вытекающими отсюда обстоятельствами. Да это и к лучшему.

Не удивительно, что в лидеры роста котировок вышли именно те компании, которые добросовестно и в полной мере исповедуют принципы рыночной экономики: «Татнефть», НОВАТЭК, на очереди рост ТНК-ВР и «Башнефти»



9-я международная специализированная выставка
9th international specialized exhibition

АНТИКОР И ГАЛЬВАНОСЕРВИС

ANTICOR AND GALVANIC SERVICE

17-19 МАЯ 2011
MAY 17-19

МОСКВА, ВВЦ, ПАВИЛЬОН №69 • ALL-RUSSIA EXHIBITION CENTER, HALL #69

В РАМКАХ ВЫСТАВКИ ПРОЙДЕТ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ»

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE «MODERN METHODS AND TECHNOLOGIES OF CORROSION PROTECTION» WILL BE HELD WITHIN THE FRAMEWORK OF EXHIBITION



ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ :

- Методы коррозионного мониторинга и диагностики
- Коррозионностойкие стали и сплавы, биметаллы
- Полимерные и лакокрасочные покрытия
- Электрохимическая защита
- Ингибиторы коррозии
- Защита от коррозии бетонных и железобетонных конструкций
- Современные технологии металлических противокоррозионных покрытий
- Современные технологии электроосаждения металлов
- Оборудование, приборы и материалы для гальванических производств
- Экологическое обеспечение гальванических производств
- Современные технологии и оборудование для цинкования и алюминирования
- Сварка, пайка и антикоррозионная защита соединений
- Современные методы и средства защиты от износа.

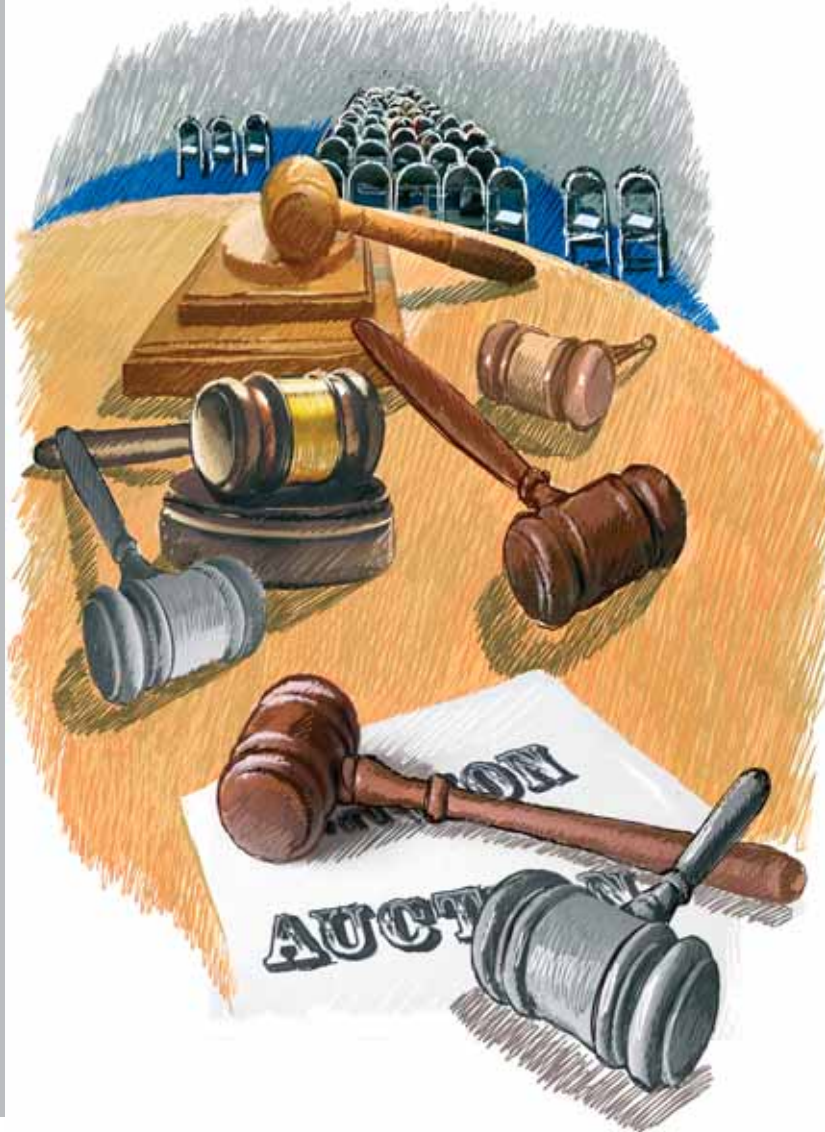
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР:

КОРРОЗИЯ ИНТЕРТЕХ

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ВНИИКоррозии, ГНЦ РФ ЦНИИЧермет им. И.П.Бардина, НПК «ЦРЦ», НПО «Рокор», ФГУП НИЦ «Строительство» - НИИЖБ, Институт физической химии и электрохимии им. А.Н.Фрумкина РАН, ФГОУ ВПО Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», НПП «ЭКОМЕТ», ФГУП «НИИХИ им.Л.Я.Карпова», «Ассоциация КАРТЭК», ОАО «ВНИИСТ», ГАО ВВЦ

Телефон/факс: (495)258-8768
E-mail: anticor@expo-design.ru
<http://www.anticorexpo.ru>
ЭКСПОИЗДАЙН-ХОЛДИНГ
ДИРЕКЦИЯ ВЫСТАВКИ

БИРЖЕВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ: ЕСТЬ ЛИ ЗОЛОТАЯ СЕРЕДИНА?



ПАВЕЛ СТРОКОВ
Директор по развитию ИАЦ «КОРТЕС»

Объективно повышая осуществляемыми налоговыми мерами цены на топливные ресурсы, власть, тем не менее, пытается втиснуть цены в регулируемый коридор. Затянув компании в биржевую торговлю, государство там их и оставило, предоставив ВИНК самим формировать биржевой процесс, формально не устанавливая ни количественных, ни качественных показателей. Те — в своем большинстве — ситуацией незамедлительно воспользовались, приближая объем торгов к 10% от общих продаж, когда-то озвученных в качестве минимального предела «честного» ценообразования, и предпочитая аффилированных трейдеров. Предлагаемые поправки в ФЗ «О защите конкуренции» прозрачности не добавляют: четких, обоснованных и выполнимых требований к биржевым сделкам, при соблюдении которых цена будет соответствовать антимонопольному законодательству, все еще нет...

В позапрошлом году биржевая торговля нефтепродуктами в режиме спот показала, что может быть интересной участникам российского товарного рынка. В 2009 году на биржах было продано 2,1 млн тонн основных нефтепродуктов. В течение года мы увидели рост ликвидности биржевого рынка с почти нулевого уровня в январе до 5–9% от поставок нефтепродуктов на рынок России в декабре. В целом по итогам 2009 года доля биржевого рынка от поставок на внутренний рынок составила 1,8–4,2% в зависимости от вида нефтепродукта.

В 2010 году биржевому рынку нефтепродуктов хватило пяти месяцев, чтобы объем торгов превзошел результат предыдущего года. Биржевой рынок снова осуществил рывок вперед, в результате для некоторых НПЗ биржевые цены приобрели очертания репрезентативных индикаторов спотового рынка.

Но не все так гладко, как может показаться на первый взгляд. При детальном рассмотрении становится очевидно, что 7,87 млн тонн реализованных на биржах нефтепродуктов отнюдь не означают, что Россия получила объективную биржевую котировку.

Итоги года

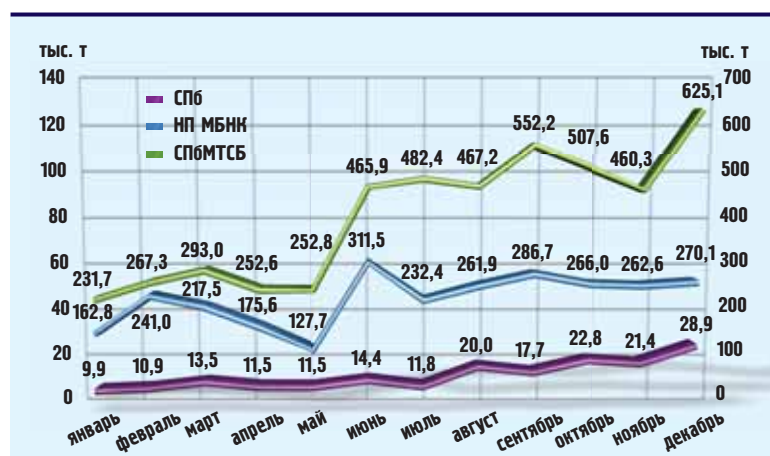
Всего за прошедший 2010 год на трех биржах продано почти 7,87 млн тонн основных нефтепродуктов (см. «Итоги работы биржевого рынка», «Динамика продаж, количества сделок и среднего объема сделки»). Крупнейшей площадкой по объему

Итоги работы биржевого рынка нефтепродуктов за 2010 г.

Показатель	Объем продаж нефтепродуктов, тыс. т	Доля в суммарном объеме продаж, %	Доля от поставок на внутренний рынок, %
Всего	7 868,3	100,0	9,0*
В том числе по биржам:			
СПбМТСБ	4 858,1	61,7	—
НП МБНК	2 815,9	35,8	—
СПб	194,3	2,5	—
В том числе по продуктам:			
Автомобильный бензин	2 278,5	29,0	7,0
Авиационный керосин	1 172,4	14,9	15,0
Дизельное топливо	2 788,2	35,4	8,7
Топочный мазут	1 494,4	19,0	10,8
Прочие нефтепродукты	134,8	1,7	—

* для суммы основных нефтепродуктов

Динамика продаж нефтепродуктов в 2010 г.



торгов была СПбМТСБ. На этой бирже за год реализовано 4,86 млн тонн нефтепродуктов, или 61,7% от суммарного объема (эта цифра включает продажи в ходе торгов, аукционов «на повышение» и адресных сделок). На НП МБНК реализовано 2,82 млн тонн нефтепродуктов, что составило 35,8% от совокупного объема торгов. На бирже «Санкт-Петербург» продано 194,3 тыс. тонн товаров, или 2,5% от объема реализации нефтепродуктов на биржах.

Наибольший объем торгов пришелся на дизельное топливо. В 2010 году на биржах реализовано 2,79 млн тонн этого продукта, что составило 35,4% от общего объема продаж. Вторую строчку рейтинга самых торгуемых нефтепродуктов занял автомобильный бензин — его реализовано 2,29 млн тонн (29,0%).

Рынки автомобильного бензина и дизельного топлива в России — самые емкие. В 2010 году производители отгрузили на внутренний рынок 32,6 млн тонн автомобильного бензина и 32,0 млн тонн дизельного топлива. Таким образом, за прошедший год на биржах реализовано 7% отгруженного на внутренний рынок автобензина и 8,7% дизельного топлива.

За 2010 год на биржах реализовано 1,49 млн тонн топочного мазута, или 19% от суммарного объема продаж нефтепродуктов. За тот же период производители поставили на внутренний рынок 13,9 млн тонн топочного мазута, следовательно, на биржах продано 10,8% от внутреннего потребления продукта.

Продажи авиакеросина на биржах в 2010 году составили 1,17 млн тонн, или всего 14,9% от

объема торгов нефтепродуктами. Емкость рынка авиакеросина минимальная среди основных нефтепродуктов, поэтому доля продаж на биржах от поставок на внутренний рынок оказалась максимальной и по итогам года составила 15%.

Действующие лица

Пять крупнейших ВИНК — «Роснефть», ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» — в 2010 году реализовали на биржах 6,95 млн тонн нефтепродуктов, что составило 88,3% от суммарного объема торгов (см. «Реализация нефтепродуктов основными продавцами в 2010 г.»). На товары этих же пяти продавцов за отчетный год пришлось 17155 сделок, или 91,2% от общего количества.

В 2010 году биржевому рынку нефтепродуктов хватило пяти месяцев, чтобы объем торгов превзошел результат предыдущего года: объем реализации отнюдь не означает, что Россия получила объективную биржевую котировку

За прошедший год «Роснефть» продала на биржах 2,99 млн тонн нефтепродуктов, что составило 38,1% от суммарного объема торгов. Кроме того, по нефтепродуктам «Роснефти» было заключено 12170 сделок, или 64,7% от общего числа.

Вторую строку в тех же рейтингах уверенно занимала ТНК-ВР.

Как и «Роснефть», ТНК-ВР уделяла много внимания увеличению объема продаж нефтепродуктов на биржах, и результат налицо. За прошедший год ТНК-ВР реализовала 1,43 млн тонн нефтепродуктов, причем компания продавала в основном автомобильный бензин и дизельное топливо. По продукции ТНК-ВР заключено 2366 сделок.

«Газпром нефть» заняла третью строчку рейтинга по объему продаж с результатом 1,04 млн тонн нефтепродуктов, но оказа-

В прошлом году на трех биржах продано почти 7,87 млн тонн основных нефтепродуктов; крупнейшей площадкой по объему торгов стала СПБМТСБ

лась на последнем месте по количеству сделок. За прошедший год было заключено всего лишь 480 сделок по продукции «Газпром нефти», или 2,6% от общего количества, — неприятные издержки продаж нефтепродуктов собственным «сбытам».

ЛУКОЙЛ, вторая по величине ВИНК, оказался лишь на четвертом месте по объему продаж нефтепродуктов на биржах, и на третьем по количеству сделок. В свою очередь, «Сургутнефтегаз» занял последнее место рейтинга по объему продаж нефтепродуктов и предпоследнее — по количеству сделок.

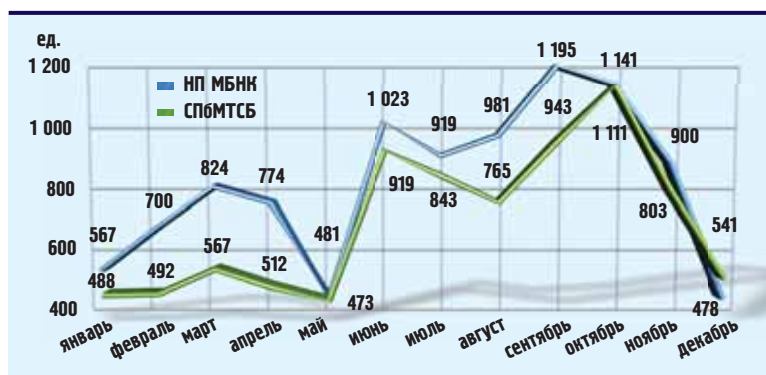
Наибольший объем торгов пришелся на дизельное топливо: 2,79 млн тонн, или 35,4% от общего объема продаж.

Вторую строчку рейтинга самых торгуемых нефтепродуктов занял автомобильный бензин — 2,29 млн тонн, или 29,0%

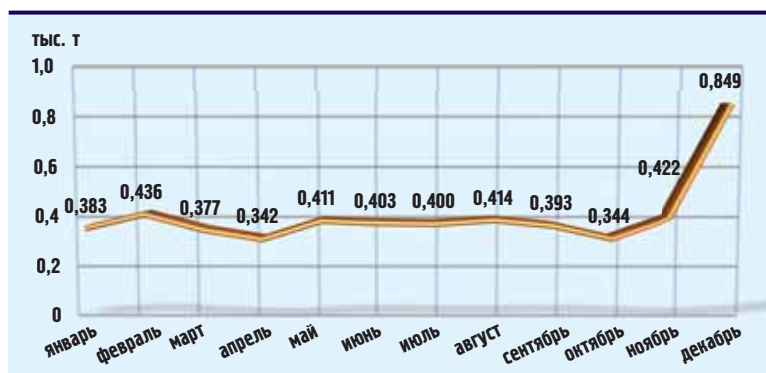
Несмотря на то, что львиную долю ликвидности биржам обеспечила пятерка крупнейших ВИНК, следует уделить внимание остальным участникам торгов.

«Альянс» на протяжении года реализовывал продукцию Хабаровского НПЗ на НП МБНК. Компания значительно увеличила объем реализации топлив с июня и по итогам года продала 81,8 тыс. тонн нефтепродуктов.

Динамика количества сделок по нефтепродуктам в 2010 г.



Динамика среднего объема сделки в 2010 г.



«Башнефть», владеющая Уфимской группой НПЗ с объемом переработки нефти более 20 млн тонн в год и максимальным для отрасли выходом автобензина на сырье, начала активно реализовывать продукцию Уфимской группы НПЗ на биржах во втором полугодии, а всего за год компания продала только 62,8 тыс. тонн нефтепродуктов.

ТАИФ-НК регулярно участвует в торгах на НП МБНК, бирже «Санкт-Петербург» и ЭТП Online-contract. В 2010 году компания реализовала на биржах 42,5 тыс. тонн нефтепродуктов.

«РуссНефть» участвовала в торгах на НП МБНК и за 2010 год реализовала на бирже 31,5 тыс. тонн нефтепродуктов.

А был ли прогресс?

В отношении объема торгов нефтепродуктами биржевой рынок в 2010 году следует разделить на два периода. С января по май на трех биржах реализовывалось по 460 тыс. тонн нефтепродуктов в среднем за месяц. Мини-

мальный объем торгов был зафиксирован в мае, он составил 392 тыс. тонн, максимальный — в марте, 524 тыс. тонн.

С июня по декабрь 2010 года на биржах ежемесячно реализовывалось в среднем по 800 тыс. тонн нефтепродуктов. Минимальный объем был продан в июле (726,7 тыс. тонн), максимальный — в декабре (924 тыс. тонн). С июня по декабрь ежемесячно реализовывалось в 1,7 раза больше нефтепродуктов, чем с января по май.

В наблюдавшийся рост объема торгов внесли свой вклад все пять крупнейших ВИНК, но в разное время. Так, «Роснефть» с января по май продавала на биржах 234 тыс. тонн нефтепродуктов в среднем за месяц, а с июня по декабрь — по 261 тыс. тонн.

В те же сроки значительно увеличили среднемесячные объемы продаж на биржах ТНК-ВР и «Газпром нефть». ТНК-ВР в январемаре продавала в среднем по 62 тыс. тонн нефтепродуктов в месяц, а в июне-декабре — по 159 тыс. тонн в месяц. «Газпром нефть» увеличила среднемесяч-

Рейтинг 1 — ТОП-5 продавцов по объему реализации нефтепродуктов

Место	Компания	Объем продаж нефтепродуктов, тыс. т	Доля в суммарных продажах, %
1	Роснефть	2 994,2	38,1
2	ТНК-ВР	1 426,2	18,1
3	Газпром нефть	1 041,6	13,2
4	ЛУКОЙЛ	891,5	11,3
5	Сургутнефтегаз	592,7	7,5

Рейтинг 2 — ТОП-5 продавцов по количеству сделок

Место	Компания	Количество сделок	Доля от суммарного количества сделок, %
1	Роснефть	12 170	64,7
2	ТНК-ВР	2 366	12,6
3	ЛУКОЙЛ	1 276	6,8
4	Сургутнефтегаз	863	4,6
5	Газпром нефть	480	2,6

ные объемы продаж с 32 до 126 тыс. тонн.

ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» увеличили продажи нефтепродуктов на биржах только в третьем квартале 2010 года. С января по июль «Сургутнефтегаз» ежемесячно продавал в среднем по 22 тыс. тонн нефтепродуктов, а в августе-декабре — по 87 тыс. тонн. ЛУКОЙЛ в январе-августе 2010 года продавал на биржах по 58 тыс. тонн нефтепродуктов в месяц, а в сентябре-декабре — уже по 108 тыс. тонн.

Количество ежемесячно заключаемых сделок — еще один ключевой показатель ликвидности биржевых торгов — в целом улучшался с января по октябрь 2010 года. Лучшими месяцами в отношении количества сделок стали сентябрь и октябрь отчетного года, когда на трех биржах было заключено соответственно 2177 и 2315 сделок по нефтепродуктам.

В ноябре и декабре, вопреки крупным объемам проданных нефтепродуктов, количество сделок значительно снизилось. Так, в ноябре на биржах заключено 1765 сделок по нефтепродуктам, а в декабре — лишь 1088 сделок. В декабре заключено в 2,1 раза меньше сделок по сравнению с аналогичным показателем октября.

Худшим месяцем с точки зрения количества сделок стал январь, но тогда на биржах было реализовано 404,5 тыс. тонн неф-

тепродуктов — минимум за 2010 год, а не 924 тыс. тонн — соответственно, максимальный месячный объем торгов.

Средний объем сделки, рассчитываемый как объем реализованных за месяц нефтепродуктов деленный на суммарное количество сделок, с января по ноябрь 2010 года был близок к 0,4 тыс. тонн. Минимумы этого показателя зафиксированы в апреле — 0,342 тыс. тонн и в октябре — 0,344 тыс. тонн. В декабре прошлого года средний объем сделки вырос до 0,849 тыс. тонн, более чем в два раза превысив усредненный показатель за предыдущие 11 месяцев (см. «Средний объем сделки»).

По итогам года средний объем сделки значительно вырос у трех крупнейших ВИНК. «Газпром нефть» начала год с 0,566 тыс. тонн, а завершила — на 2,821 тыс. тонн. У «Сургутнефтегаза» в январе 2010 года средний объем сделки составлял 0,342 тыс. тонн, а в декабре — 1,166 тыс. тонн.

Средний объем сделки, заключаемой на биржах «Роснефтью», в январе-ноябре 2010 года составлял от 0,189 до 0,342 тыс. тонн, однако в декабре этот показатель вырос до 0,769 тыс. тонн. По словам участников рынка, «Роснефть» в четвертом квартале прошлого года изменила свой подход к торговле на биржах, и результаты смещения приоритетов мы увидели уже в декабре.

У ЛУКОЙЛА и ТНК-ВР средние объемы сделок за прошедший год изменились незначительно по сравнению с остальными ВИНК.

Пять крупнейших ВИНК — «Роснефть», ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» — реализовали на биржах 6,95 млн тонн нефтепродуктов, что составило 88,3% от суммарного объема торгов

Средний объем сделки показывает, какими партиями ВИНК предпочитает реализовывать нефтепродукты. Типичными для спотового рынка России являются объемы от одной цистерны до 1000 тонн. Небольшие трейдер-

Типичными для спотового рынка России являются объемы от одной цистерны до 1000 тонн. Чем меньше средний объем сделки, тем выше ликвидность биржевого рынка и репрезентативность биржевых цен как рыночных индикаторов

ские компании, как правило, за одну сделку закупают несколько цистерн топлива — это существенно меньше даже по сравнению с тысячей тонн.

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru

Сделки объемом от 1000 тонн, как правило, заключают крупные трейдерские компании или собст-

Прошедший 2010 год, к сожалению, завершился на минорной ноте. Несмотря на рекордный объем продаж нефтепродуктов в декабре, «качество» сделок заметно снизилось

венные сбытовые структуры ВИНК. Так, «Газпром нефть», средний объем сделки у которой в декабре 2010 года составлял 2,821 тыс. тонн, на биржах реализует нефтепродукты в основном собственным сбытовым подразделением.

При прочих равных условиях, чем меньше средний объем сделки, тем выше ликвидность биржевого рынка и, соответственно, репрезентативность биржевых цен как рыночных индикаторов.

Прошедший 2010 год, к сожалению, завершился на минорной ноте. Несмотря на рекордный объем продаж нефтепродуктов в декабре, «качество» сделок заметно снизилось. Прodelанный биржевым рынком прогресс оказался перечеркнутым, и с точки зрения репрезентативности биржевых цен мы вернулись даже не в январь 2010 года, а где-то в середину 2009 года.

Типичные вопросы

Подводя итоги работы биржевого рынка нефтепродуктов за 2010 год, невольно задаешь эти типично российские вопросы: кто

Продажа на биржах от 10% до 15% нефтепродуктов, поставляемых на внутренний рынок, — этого вполне достаточно, но покупатель и продавец не должны быть аффилированными, а сделка не должна быть заранее согласованной

виноват и что делать?. Поиск виновных — дело неблагодарное, но давайте вспомним, как зарождался биржевой рынок.

В самом начале, где-то между первой и второй «волнами» антимонопольных дел, все, что слышали нефтяники-монополисты: 1) надо идти на биржу; 2) надо про-

Средний объем сделки у основных продавцов в 2010 г., тыс. тонн

Компания	Объем сделки
Всего	0,418
В том числе:	
Роснефть	0,246
ТНК-ВР	0,603
Газпром нефть	2,170
ЛУКОЙЛ	0,699
Сургутнефтегаз	0,687

ЗАРОЖДЕНИЕ СРОЧНОГО РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

16 апреля 2010 года состоялись первые в истории России торги фьючерсным контрактом на индекс «КОРТЕС-Газойль». Организаторами торгов выступают биржа «Санкт-Петербург» и Группа РТС. Индекс «КОРТЕС-Газойль» ежедневно рассчитывает и публикует Информационно-аналитический центр «КОРТЕС». «КОРТЕС-Газойль» представляет собой средневзвешенный индекс цены на летнее дизельное топливо на спотовом рынке Европейской части России.

С запуском торгов фьючерсным контрактом на индекс «КОРТЕС-Газойль» участникам российского рынка нефтепродуктов стали доступны операции хеджирования. Потребители дизельного топлива могут зафиксировать уровень издержек на закупку горючего, а производители — получить гарантированную норму рентабельности.

Участники рынка также могут рассчитывать на получение льготных условий кредитования в банках по застрахованным на бирже позициям. Срочный рынок нефтепродуктов позволяет создать структурные продукты на основе долгосрочных договоров поставки с фиксированной ценой, застрахованные фьючерсным контрактом.

В 2010 году объем торгов фьючерсным контрактом на индекс «КОРТЕС-Газойль» составил 1,39 млрд рублей, а оборот достиг 104,8 тыс. контрактов.

Цена фьючерсного контракта на индекс «КОРТЕС-Газойль» с момента запуска торгов выросла на 3449 рублей (на 19,9%) и 30 декабря составила 20799 рублей.

Индекс «КОРТЕС-Газойль» с момента запуска торгов вырос на 3409 рублей (на 19,9%) и 30 декабря составил 20547 рублей.

Рейтинг участников торгов фьючерсным контрактом по итогам 2010 года: 1) ОЛМА, 2) Питер-Траст, 3) Солид, 4) Ай-Ти Инвест, 5) Кит-Финанс, 6) АЛОР-Инвест, 7) Церих Капитал Менеджмент, 8) ОТКРЫТИЕ, 9) Финам.

дать на бирже, кто-то говорил — 10%, а кто-то — 15% от объема поставок нефтепродуктов на внутренний рынок.

При такой постановке вопроса становится очевидным, что прозрачный спотовый рынок нефтепродуктов должен был возникнуть самостоятельно, а биржа при правильной организации торгов должна была привести к снижению цен на нефтепродукты.

Планка в 10% была услышана, достигается элементарно —

продажей требуемого объема собственной сбытовой структуры. Тот факт, что цена не соответствует рыночному уровню, — сущий пустяк, ведь никто не определил требования к качеству сделок. Это один путь, он же легкий.

Второй путь, сложный, — увеличение продаж на биржах в адрес независимых трейдеров. Именно так поступала на протяжении большей части года «Роснефть», а сейчас из крупнейших

продавцов этого пути придерживается только ТНК-ВР.

Иными словами, в отсутствие прозрачных правил игры и четких ориентиров развитие биржевой торговли нефтепродуктами было отдано на откуп нефтяным компаниям. Процесс стал саморегулируемым, и цели начали определять сами ВИНК, чьи порой слишком вольные действия на рынке нефтепродуктов как раз и следовало бы поместить в четкие рамки.

Сами нефтяные компании тем временем указывают на пробелы в законодательстве. Производители хотят видеть на биржах госзаказчиков (сейчас госструктуры не могут участвовать в биржевых торгах). Также ВИНК желают получить гарантии, что биржевая цена не сможет быть признана монопольно высокой. Оба вопроса — приход на биржи госзаказчиков и четкая трактовка биржевой цены в законе «О защите конкуренции» — неоднократно обсуждались и в скором времени могут быть благополучно разрешены.

Тем не менее, обещанные поправки в законодательство не следует воспринимать как панацею и гарантию возврата биржевого рынка в русло прогресса. Они не принесут желаемого эффекта без четких критериев «качества торгов», которые должны были быть заданы еще при их запуске.

Продажа на биржах от 10% до 15% нефтепродуктов, поставляемых на внутренний рынок, — этого вполне достаточно, но покупатель и продавец не должны быть аффилированными, а сделка не должна быть заранее согласованной. Реализуемый за одну сделку объем должен соответствовать типичным «спотовым» объемам, торгуемым на рассматриваемом базисе поставки. Предложение нефтепродуктов должно быть относительно стабильным в течение месяца.

В идеальном случае участниками торгов должны быть ВИНК, а также крупные и мелкие независимые трейдеры, причем трейдеры должны обладать правом реализации нефтепродуктов на базисах нефтяных компаний.

При таком составе участников биржевая цена станет объективной котировкой, отражающей реальный баланс спроса и предложения.

Рецепт счастья?

Позицию регуляторов, в частности, ФАС в отношении биржевой торговли нефтепродуктами можно охарактеризовать проектом поправок в ФЗ «О защите конкуренции». В соответствии с проектом, статью 6 закона предлагается дополнить частями 5–8.

Часть 5 призвана задать ряд условий, при одновременном соблюдении которых цена сделки на товарной бирже не признается монопольно высокой. Среди этих условий — объем товара, который должен реализовываться на бирже, с формулировкой «не менее величины, установленной федеральным антимонопольным органом и федеральным органом исполнительной власти».

Проект поправок гласит, что заключаемые на бирже сделки должны соответствовать «требованиям, определяемым федеральным антимонопольным органом и федеральным органом исполнительной власти... в том числе к минимальному количеству участников торгов в течение торговой сессии».

Нефтяники-монополисты обязаны предоставлять бирже списки аффилированных лиц «в порядке, установленном федеральным антимонопольным органом». Действия монополистов не должны быть направлены на манипулирование рынком. Продажа топлива должна осуществляться «с равномерным распределением объема по торговым сессиям в течение календарного месяца».

Еще одна обязанность, вменяемая ВИНК, заключается в регистрации внебиржевых сделок в установленном правительством РФ порядке. Наконец, размер лота не должен создавать препятствия доступу на рынок, а сама биржа должна соответствовать требованиям законодательства РФ о товарных биржах.

Часть 6 гласит, что «не признается монопольно высокой цена товара, установленная в соответствии с согласованным антимонопольным органом порядком формирования стартовой цены на продукцию при ее продаже на товарной бирже».

Согласно части 7, не признается монопольно высокой цена товара, если она не превышает биржевую цену, установившуюся с соблюдением требований частей 5 и 6. Наконец, в части 8 ФАС оставляет за собой право при определении монопольно высокой цены учитывать биржевые и внебиржевые индикаторы цен, установленные на мировом рынке.

Обещанные поправки в законодательство не следует воспринимать как панацею и гарантию возврата биржевого рынка в русло прогресса. Они не принесут желаемого эффекта

Сама по себе разработка поправок к законодательству, определяющих требования к биржевому рынку нефтепродуктов и к биржевым ценам, — позитивная новость для рынка. Однако не стоит недооценивать и размытость «критериев». Так, в законе нет явным образом прописанного объема нефтепродуктов, который обязаны реализовывать на биржах нефтяные компании. Следовательно, ничего не мешает сегодня установить планку ликвидности на уровне 10% от поставок на внутренних рынок, а завтра поднять ее до 20%.

Основной вывод, который напрашивается после прочтения поправок в ФЗ «О защите конкуренции», следующий: все обозначенные меры, по своей сути, ближе к методам контроля, а не организации. Способ убедить отрасль в обратном один — консолидированно, силами всех ответственных министерств и ведомств, утвердить четкие, обоснованные и выполнимые требования к биржевым сделкам, при соблюдении которых цена будет соответствовать антимонопольному законодательству. 

8-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2011

20-22 АПРЕЛЯ 2011г., ОТЕЛЬ «РЕНЕССАНС МОСКВА»



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



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



Нефтяная промышленность России, январь-декабрь 2010 г.

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	90102.6	97.75	17361.1	117.40	28605	24416	4189
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	46073.7	96.08	12558.5	124.50	16147	14231	1916
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	26934.4	94.24	1618.1	97.15	8004	7048	956
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	6922.8	100.40	472.9	100.79	2419	2105	314
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	6322.7	100.92	396.5	101.47	2935	2543	392
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	5417.0	95.58	729.3	94.99	2648	2406	242
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз	476.9	87.17	9341.7	137.50	141	129	12
ЛУКОЙЛ-Пермь	11870.5	104.84	1239.6	104.01	6111	5274	837
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	55.3		38.4		2	2	0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	1205.2	91.59	31.6	93.87	313	307	6
ЛУКОЙЛ-Коми	13061.6	97.67	1510.4	104.60	3262	2165	1097
ЛУКОЙЛ-АИК	2660.2	96.87	226.1	100.42	369	339	30
РИТЭК	5736.0	99.30	767.9	98.49	1726	1505	221
УралОйл	514.4	80.91	55.8	78.17	394	345	49
Нарьянмарнефтегаз	7442.6	98.22	841.8	96.56	81	73	8
Битран	630.5	94.11			3	2	1
Волгодеминойл	441.0	98.47	68.9	98.59	15	15	0
Турсунт	140.6	95.83	7.0	100.85	80	69	11
ПермТотиНефть	166.0	103.36	3.8	102.53	79	73	6
НМНГ-МНА	40.3	137.62	4.4	237.45	12	5	7
ЯНТК	0.1	0.78					
КАМА-ойл	64.4	856.83	7.0	1072.15	11	11	0
Газпром нефть	29829.1	99.49	4904.4	115.02	5924	5322	602
Арчинское	491.3	101.82	394.6	310.74	48	38	10
Газпромнефть-Восток	412.4		52.1		65	59	6
СТС-сервис	132.1	129.04	22.1	228.79	21	15	6
Газпром нефть	1502.2	84.70	108.4	79.23	184	165	19
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	13305.2	89.96	2387.5	107.12	3443	3073	370
Заполярье	4173.1	101.75	1291.3	110.63	937	801	136
Газпромнефть-Хантос	437.1	202.39	20.7	147.61	63	62	1
Сибнефть-Югра	9375.6	112.65	597.3	112.80	1163	1109	54
Сибнефть-Чукотка			30.4	114.39			
Сургутнефтегаз	59548.3	99.86	13960.3	99.48	19207	17944	1263
Сургутнефтегаз (УФО)	56229.8	97.16	13612.4	98.44	19021	17762	1259
Сургутнефтегаз (Якутия)	3318.5	188.45	347.9	169.39	186	182	4
ТНК-ВР Холдинг	71653.5	102.46	13572.1	104.07	21174	15500	5674
Ваньеганнефть	1562.1	88.74	810.0	114.91	389	298	91
Варьеганнефтегаз	2540.6	87.85	1651.6	107.40	1278	578	700
Новосибирскнефтегаз	1185.3	63.67	139.0	66.54	92	80	12
ТНК-Нижевартовск	6780.3	88.80	634.8	92.13	2213	1871	342
Верхнеконскнефтегаз	2602.7	220.40	248.0	222.59	102	85	17
Бугурасланнефть	1505.5	103.61	34.3	105.53	364	326	38
Нижевартовское НГДП	3421.0	87.27	304.1	87.23	888	830	58
Самотлорнефтегаз	20213.2	95.35	5623.7	101.60	8582	6613	1969
ТНК-Нягань	6904.6	111.25	1409.8	113.12	4227	2334	1893
Пулытинское	1.6		0.1				
Сузун	0.8				4	0	4
Тюменнефтегаз	1894.3	91.54	81.2	89.70	714	493	221
ТНК-Уват	3927.5	199.06	96.2	221.77	123	116	7
Оренбургнефть	18383.4	108.45	2463.2	102.29	1981	1707	274
Малосикторское	106.3	415.27	13.2	412.75	13	13	0
Севернонефтегаз	148.8	81.88	22.5	82.60	12	8	4
Корп. Югранефть	475.5	89.54	40.5	94.09	187	148	39

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Тагульское	0.0	0.00			5	0	5
Татнефть	26112.0	100.02	835.5	99.66	22257	19560	2697
Абдулинскнефтегаз					3	0	3
Илекнефть	30.9	109.76	5.2	113.01	12	1	11
Калмтатнефть					4	0	4
Татнефть-Самара	212.5	95.46	6.2	36.89	57	46	11
Татнефть-Северный	5.1	96.60	4.5	71.34	7	3	4
Татнефть им. В.Д.Шашина	25863.5	100.05	819.6	101.10	22174	19510	2664
Башнефть	14144.6	115.62	480.8	109.93	17925	15568	2357
Башнефть	13932.6	115.74	465.1	110.02	17835	15489	2346
Башминерал	77.6	119.99	4.0	122.78	40	38	2
Зирган	7.4	103.68	0.3	103.65	33	25	8
Геонефть	126.9	102.26	11.5	103.00	17	16	1
Роснефть	112395.2	106.14	17292.8	112.97	25613	20853	4760
Роснефть-Пурнефтегаз	7201.1	92.17	4365.2	96.54	2080	1752	328
Полярное Сияние	698.8	76.64	71.3	72.95	29	27	2
Роснефть-Ставропольнефтегаз	956.8	95.66	98.3	99.30	458	312	146
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	1665.1	101.73	727.4	93.74	1373	1145	228
Роснефть-Дагнефть	162.2	98.21	28.3	126.33	74	68	6
Дагнефтегаз	31.4	104.30	297.3	97.59	27	25	2
Самаранефтегаз	10281.9	102.89	571.9	118.31	4763	3484	1279
Ванкорнефть	12700.1	348.89	3259.6	565.12	125	123	2
Востсибнефтегаз	63.0	136.96	12.0	136.97	8	4	4
Роснефть-Краснодарнефтегаз	949.6	90.16	2772.6	87.54	1569	1236	333
НК Роснефть	1011.8	64.88	490.5	83.62	214	189	25
Роснефть-Маланинская группа	80.4	82.22			17	17	0
Удмуртнефть	6398.6	100.70	95.2	123.58	4161	3841	320
РН-Юганскнефтегаз	66060.1	99.55	4079.2	100.30	10161	8285	1876
РН-Северная нефть	4083.2	85.80	418.8	84.58	290	269	21
Ингушнефтегазпром	51.0	81.87	5.2	85.88	264	76	188
Славнефть	18362.8	97.19	1189.9	93.43	4106	3658	448
Славнефть-Мегионнефтегаз	10988.2	91.58	823.1	91.35	3342	2957	385
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	944.4	81.39	66.2	80.00	88	85	3
Славнефть-Нижневартовск	1073.1	101.99	84.6	99.66	146	134	12
Славнефть-Красноярскнефтегаз	32.6	100.03	5.6		8	7	1
Славнефть (Собств.)	1225.4	91.17	76.1	91.31	62	56	6
Обьнефтегазгеология	3226.5	147.73	80.4	147.21	302	275	27
Обьнефтегеология	666.1	79.13	41.5	91.76	92	82	10
Соболь	206.5	73.75	12.5	57.27	66	62	4
РуссНефть	12985.7	101.32	1864.0	104.77	4464	3995	469
Западно-Малобалыкское	1210.0	80.49	41.5	81.24	149	141	8
Белкамнефть	2277.3	100.80	33.8	101.39	1316	1205	111
Варьеганнефть	1237.7	96.26	588.0	99.78	804	689	115
Аганнефтегазгеология	802.5	76.68	76.2	83.28	87	71	16
Регион-й нефтяной консорциум	1027.2	99.84	17.3	92.46	339	325	14
Саратовнефтегаз	938.6	101.41	485.5	97.55	352	322	30
Белые ночи	1205.5	124.62	432.6	138.72	377	320	57
Саратов-Бурение	65.6	52.65	21.0	56.06	18	17	1
Ульяновскнефть	401.4	113.58	4.1	114.88	127	121	6
Голойл	240.9	77.19	16.2	77.58	26	25	1
НАК АКИ-ОТЫР	1385.5	129.52	57.4	133.47	140	132	8
Мохтикнефть	547.1	107.86	30.4	109.00	32	31	1
Нафта-Ульяновск	177.3	88.33	0.8	76.05	65	64	1
Черногорское	123.3	94.39	8.6	93.73	75	66	9
Удмуртская ННК	135.0	101.27	1.7	110.28	84	81	3
Арчнефтегеология	94.4	82.53	7.1	80.05	57	51	6
НГДУ Пензанефть	189.9	119.73	1.7	117.95	40	36	4

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Удмуртгеология	132.0	97.74	1.3	97.30	58	51	7
Томская нефть	64.6	98.88	12.7	82.99	20	19	1
Удмуртская нефтяная компания	277.1	178.00	2.9	153.38	58	55	3
Уральская нефть	41.8	89.62	0.8	96.98	115	82	33
Соболиное	33.8	102.18	3.3	209.31	10	10	0
Столбовое	127.5	279.55	10.4	255.38	14	12	2
Грушовое	23.1	133.83	2.2	133.02	3	3	0
Дуклинское	30.3	129.25	1.7	121.91	3	3	0
Валюнинское	25.1	76.31	1.6	80.03	9	5	4
Федюшкинское	6.6	164.70	0.6	179.61	1	1	0
Окуневское	19.3	292.90	0.2	260.53	3	2	1
Севернефть-Ярайнер	0.2		0.1		4	0	4
Рябовское	120.6	114.42	2.1		54	46	8
РНК	23.9	99.24	0.5	99.17	10	8	2
Нефтеразведка	0.6				6	1	5
Ново-Аганское					8	0	8
Нефтяные компании, итого	435133.8	101.75	71460.9	108.67	149275	126816	22459
Газпром	13546.7	112.58	508999.3	110.08	169	169	0
Газпром добыча Астрахань	4094.8	124.23	11751.3	123.89			
Газпром добыча Краснодар	198.5	113.05	1200.0	94.02			
Газпром добыча Надым			55845.4	107.82			
Газпром добыча Ноябрьск	57.7	88.45	61052.7	113.20			
Газпром добыча Оренбург	394.1	100.77	17737.0	103.50			
Газпром добыча Уренгой	5188.9	105.20	107997.2	100.55			
Газпром добыча Ямбург	1451.0	101.36	203315.0	114.35			
Газпром нефть Оренбург	551.5	98.84	850.0	120.22	169	169	0
Газпром переработка	211.7	91.00	2522.9	99.24			
Газпром трансгаз Югорск			46.6	99.50			
Калмгаз			54.5	78.06			
Нортгаз	401.0	95.34	3031.3	106.36			
ПУРГАЗ			15144.3	127.90			
Севернефтегазпром			25359.0	112.29			
Сервиснефтегаз	15.0	113.90	16.4	118.19			
Томскагазпром (Востокгазпром)	982.4	190.36	3075.6	106.79			
НОВАТЭК	3830.5	116.39	37777.1	115.27	52	41	11
НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз	1519.2	98.32	13069.1	88.04	52	41	11
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	2311.3	132.73	24708.0	137.89			
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	72.0	85.28	105.2	105.01	10	9	1
Дулисьма	72.0	85.28	105.2	105.01	10	9	1
Зарубежнефть	229.5	5626.45	7.3	5143.26	20	15	5
РУСВЬЕТПЕТРО	229.5	5626.45	7.3	5143.26	20	15	5
ИНК	636.9	179.39	247.5	252.22	32	22	10
Данилово	32.7	159.75	3.7	157.13	3	1	2
УстьКутНефтегаз	604.2	180.60	243.8	254.58	29	21	8
Юкола-нефть	179.0	111.91	6.0	120.90	25	24	1
Богородскнефть	157.3	123.36	4.6	154.85	19	19	0
Поволжскнефть	21.7	66.96	1.3	68.32	6	5	1
Акмай	13.5	104.41	0.2	103.45	10	10	0
Алойл	274.4	101.61	7.7	159.78	173	168	5
АЛРОСА-Газ	4.5	100.38	234.7	100.41			
Альянснефтегаз	655.1	186.97	50.0	196.43	48	41	7
Арктикгаз	0.3		3.8		2	0	2
Арктикморнефтегазразведка	28.0	94.14	50.0	115.36	43	32	11
Арктикнефть	31.9	107.39	7.7	100.07	40	23	17
БайТекс	239.4	150.83	5.0	231.14	136	124	12
Бенталь	9.7	225.99	0.1	139.51	8	5	3
Благодаров-Ойл	109.0	120.63	0.5	117.89	25	22	3

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Богатовская СК	40.3	92.93	0.9	97.38	12	10	2
Братскэкогаз	0.3		3.8		3	2	1
Булгарнефть	195.0	103.89	3.6	99.70	113	111	2
ВЕЛЛойл	3.1	128.28			17	4	13
Верхнеомринская нефть	3.5	681.12			7	1	6
Винка	0.1	19.39	0.001	20.00	4	0	4
Войвожнефть					13	0	13
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	21.2	104.70			5	5	0
Восточная Транснациональная компания	340.7	84.27	14.8	75.70	51	45	6
ВУМН (Чишманефть)	187.9	99.79	1.1	85.37	99	92	7
Газнефтедобыча	17.5	243.65	56.3	258.20	2	2	0
Геология	193.0	94.29	2.7	92.22	156	137	19
Геолого-разведочный иссл. центр	106.3	100.37	0.7	95.33	108	107	1
Геотех	139.7	94.80	5.2	93.53	55	54	1
Геотрансгаз			168.7	179.25			
Геотэкс	3.8	97.69	40.5	115.12			
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	0.5	156.70	9.9		17	3	14
Диньельнефть	141.3	147.06	18.5	148.40			
Динью	131.3	96.00	15.4	115.47	18	17	1
Донгаздобыча			106.2	83.73			
Дружбанефть	20.3	96.94			29	26	3
Евро Альянс	0.3	345.00	0.03		2	0	2
Елабуганефть	17.7	101.20	0.1	103.39	25	23	2
Енисей	598.6	90.54	53.2	90.47	38	36	2
ЕНЭС	18.0	85.70	1.2	73.54	9	8	1
Живой исток	4.4	67.27	0.3	59.01			
Иделойл	160.4	101.72	0.7	98.50	183	158	25
Иджат	3.5	192.32	0.04	185.00	2	1	1
ИНГА	50.7	159.45	6.3	148.26	21	11	10
Ингеохолдинг	1.6		0.1		2	2	0
ИНК-НефтеГазГеология	19.7		85.8		1	0	1
Институт РОСТЭК	1.8	86.26			2	2	0
Иреляхнефть	100.4	111.04	13.0	132.06			
ИТАНЕФТЬ	2.8	405.56	0.03	560.00	8	3	5
ИТЕРА	7.9	110.42	0.3		4	4	0
Каббалкнефтеопром	3.2	124.04	0.3	123.65			
Калининграднефть	17.4	85.70					
Калмнефть	127.9	123.70	8.3	116.92	149	47	102
Калмпетрол	33.8	153.37	1.0	117.47	21	16	5
Камчатгазпром			62.9	544.32			
КанБайкал Резорсез Инк.	187.6	130.60	14.9	127.05	19	15	4
Кара-Алтын	480.0	100.00	2.8	105.44	361	342	19
Карбон	1.3	48.08	0.3	48.41	6	2	4
Карбон-Ойл	38.6	103.33			45	43	2
Квантум Ойл	6.2	49.97	0.4	49.93	9	0	9
КНГ-добыча	84.7		12.2		9	6	3
Колванефть	452.2	91.43	67.9	91.30	13	8	5
Комнедра (УПК Недра)	529.8	95.93	59.4	98.04	21	20	1
Кондурчанефть	53.7	81.57	0.3	2760.00	65	56	9
Кондурчанефть (Самара)	17.7	137.36	0.02		6	6	0
Косьюнефть	17.1		0.3		4	4	0
Кумская нефть	0.4		0.0		1	0	1
Ленск-Газ			18.4				
МАГМА	334.9	114.15	33.7	110.53	70	60	10
МакОйл	17.4	95.01	0.1	93.83	31	31	0
Матюшкинская вертикаль	149.3	147.62	8.6	120.39	27	23	4
МЕГАЛИТ	0.7						
Меллянефть	86.4	83.53	0.5	70.07	58	51	7

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Меретояханефтегаз	23.4	70.94	32.7	63.43	6	6	0
МНКТ	130.6	550.07			92	90	2
Назымская НГРЭ	54.9	98.14	8.9	97.98			
Негуснефть	583.6	88.85	186.6	75.50			
Недра-К	60.9	118.32	3.1	115.25	9	9	0
Нефтебурсервис	4.5	154.65	0.3	124.42	14	5	9
Нефтесервис	13.1	27.00	0.4	27.06			
НефтУС	178.0	83.37	26.8	83.37	7	6	1
Нефть (Саратовская обл.)	14.2	96.98					
Нефтьинвест	43.0	93.88	1.1	90.42	14	9	5
Нижневолжскгеология	89.4	88.48	184.1	86.93	18	12	6
Нижнеомринская нефть	14.9	99.22	1.2	85.27	96	28	68
Нократойл	6.3	104.42	0.1	107.04	10	8	2
Норд Империял	97.8	92.21	57.3	89.74	46	33	13
Норильскгазпром	3.2	97.88	1823.8	86.73			
Нурлатская нефтяная компания	4.5		0.02		6	0	6
Ойлгазтэт	27.8	96.73	1.3	95.17	4	3	1
Оренбургнефтеотдача	47.5	127.23	0.9	110.32	17	9	8
Охтин-Ойл	165.0	105.42	2.7	199.48	76	72	4
Петросах	70.6	82.29	52.4	94.05			
Печоранефтегаз	271.1	89.09	6.8	87.91	76	65	11
Печоранефть	144.7	71.59	12.1	71.54	18	13	5
Печорнефтегазпром	4.6	103.86	145.2	104.35			
Печорская энергетическая компания	28.5	82.09	0.8	84.97	9	9	0
Преображенскнефть	196.6	121.27	15.2	122.74	34	22	12
ПРОМГЕОТЭК		0.00		0.00	15	0	15
Пурнефть	72.3	232.75	27.6	192.69	29	10	19
Регион-Нефть	89.8	160.03	4.9	174.70	4	4	0
Регион-Сириус	4.2	70.12	0.1	60.12	3	3	0
Речер-Коми	97.3	74.04	1.2	71.79	19	18	1
РИТЭК-Внедрение	78.9	111.95	2.4	113.69	36	35	1
РИФЕКО	8.4	95.80	3.2	95.88			
Роспан Интернешнл	617.8	109.78	2878.6	115.51			
РУСИА Петролеум	1.9		40.1				
Салым Петролеум Дев. Н.В.	8269.8	108.10	317.4	104.33	356	322	34
Самараинвестнефть	139.0	95.05	1.3	95.84	59	56	3
Самара-Нафта	2086.1	111.76	72.7	120.92	117	99	18
Санеко	557.1	105.78	23.0	103.66	51	39	12
Саратовнефтегеофизика	40.2	84.25	2.4	17.22	10	10	0
Сахалинская нефтяная компания			33.5	109.07			
Сахатранснефтегаз			4.5	157.76			
Севернефть	126.0	100.55	645.2	100.16			
Северное Сияние	123.4	64.91	13.3	82.24	20	2	18
Севосетиннефтегазпром	0.8	65.15	0.01	66.67	15	7	8
Селена	4.9	156.09			15	12	3
Селена-Пермь	8.0	128.07	2.4	122.10	6	4	2
Селенгушнефть	12.7	100.13			27	22	5
Сиаль	53.0		0.6		8	8	0
СибИнвестНафта	1.7	34.09	0.1	33.66	4	1	3
Сибнефтегаз			9876.3	271.64			
Синко ННП	18.7	105.99	1.3	105.74	9	5	4
СМП-Нефтегаз	325.9	75.84			181	173	8
Соровскнефть	0.5		0.01		1	1	0
СпецКрит	2.3	250.96	0.1	3400.00	7	6	1
Средне-Васюганское	36.9	74.52	1.8	74.54	9	7	2
Стимул-Т	25.3		1.4		10	9	1
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	7.9	78.87			9	2	7
Таймыргаз	85.6	129.67	1725.8	123.08			

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, декабрь 2010 г., кол-во		
	С начала 2010 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2009 г.	С начала 2010 г., млн м³	% к соответств. периоду 2009 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
ТАКС	0.8	96.37					
Тарховское	364.2	120.60	23.3	122.72	541	170	371
TATEX	438.6	98.22	5.2	96.69	401	381	20
Татнефтеотдача	466.3	96.33	5.4	94.52	275	262	13
Татнефтепром	244.8	82.00	4.9	146.88			
Татнефтепром-Зюзеенефть	363.2	90.69	2.3	91.16	246	236	10
Татнефть-Геология	141.1	106.62	2.4	107.33	54	44	10
Татойлгаз	366.5	110.72	7.9	137.66	362	314	48
Тевризнефтегаз			6.6	63.67			
ТЕРРИГЕН	0.7	94.69	0.02	90.91	8	0	8
Технефтьинвест	3.1	61.73	0.6	61.87	11	4	7
Тиман-Печора Эксплорэйшн	30.9	224.09	5.9	230.87	5	3	2
ТНГК-Развитие	239.4	99.65			119	105	14
ТНС-Развитие	77.3	104.86	1.4	114.67	8	8	0
Томская нефтегазовая компания	9.3	71.07	0.4	67.56	6	3	3
Томскгеонефтегаз	13.0		0.8		2	2	0
Томскнефть (ВНК)	10300.1	98.48	1592.3	77.68	2927	2278	649
Трансойл	126.1	300.44	0.9	540.00	117	107	10
Транс-ойл	0.2	26.18	0.02	26.25	8	3	5
Троицкнефть	237.1	101.54	1.6	104.85	141	129	12
Ульяновскнефтегаз	14.3	94.92					
Уралнефтегазпром	59.0	90.19	338.0	104.21			
Уральская Нефтяная Компания	43.3	90.37			30	30	0
Уренгойл ИНК					1	0	1
Фроловское НГДУ	15.4	92.69	0.5	84.18			
Ханты-Мансийская НК	5.2	64.69	0.6	49.39			
Хвойное	564.4	114.33	26.6	126.12	69	56	13
ХИТ Р	48.8	1048.41	0.8	1107.89	10	5	5
ЦНПСЭИ	36.9	100.71	3.2	156.65	18	17	1
Чедтый нефть					5	0	5
Чепецкое НГДУ	45.8	159.04			30	30	0
ЧНД (Чумпаснефтедобыча)	25.8	162.30	2.7	156.06	3	3	0
Шешмаойл	402.6	99.53	2.2	97.05	361	330	31
Южно-Аксутино	1.8	99.62	0.02	95.00	2	2	0
Южно-Октеурское	85.0	85.69	6.7	91.43	18	10	8
ЮжУралнефть	5.8	60.35	0.1	55.23	4	4	0
Юпитер-А	7.3	111.10	0.3	58.70	6	5	1
ЮУНГ	334.6	102.69	189.8	102.40	16	15	1
Якутгазпром	87.0	102.51	1649.0	99.72			
Ямал СПГ	0.0	0.86	13.4	85.71			
Ямалтэк			15.9	503.81			
Ямбулойл	10.0	191.92	0.03	206.67	1	1	0
Янгпур	143.3	79.53	147.1	107.05			
Яр-Ойл	4.9	343.93	0.04	360.00	1	1	0
Прочие производители, итого	38195.6	104.70	23930.9	138.79	9871	7901	1970
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	6047.1	109.85	15387.9	168.72	21	15	6
Тоталь РРР	1394.4	130.26	158.3	117.67			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	6982.2	85.13	7748.0	85.71	41	26	15
Сахалин 1 (иностран.капитал)	5585.7	85.13	7748.0		41	26	15
Роснефть	1396.4	85.13					
Роснефть-Астра	593.5	85.13					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	803.0	85.13					
Операторы СРП, итого	14423.7	97.61	23294.2	127.32	62	41	21
Всего	505130.2	102.20	665462.5	111.57	159429	134968	24461

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-декабрь 2010 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2010 г.	% к соответств. периоду 2009 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	50228.4	101.32	6430.6	15184.7	1100.4	17910.2
Туапсинский НПЗ	4515.5	86.49	232.4	1431.7	0.0	2066.7
Комсомольский НПЗ	7761.7	106.33	485.9	2114.1	274.7	3046.3
Куйбышевский НПЗ	6667.5	99.83	1014.3	2147.1	0.0	2816.2
Сызранский НПЗ	6520.5	102.11	981.4	2158.7	-0.4	2212.1
Новокуйбышевский НПЗ	7601.4	103.25	1072.5	2021.6	303.8	2692.2
Ачинский НПЗ	7450.7	105.07	1245.8	2470.3	171.1	2769.4
Ангарская НХК	9711.1	101.86	1398.3	2841.2	351.2	2307.3
Московский НПЗ (МНГК)	10147.5	101.59	2237.2	2708.8	624.4	2703.7
Башнефтехимзаводы	21193.0	102.15	4757.6	7665.2	23.9	2802.1
Уфимский НПЗ	6719.0	103.13	1710.5	2107.7	0.0	1563.3
Уфанефтехим	7816.9	102.99	1684.6	3226.2	0.0	362.6
Ново-Уфимский НПЗ	6657.1	100.24	1362.5	2331.3	23.9	876.2
Салаватнефтеоргсинтез	6607.4	117.18	643.1	2080.8	0.0	1693.9
Сургутнефтегаз	21177.2	104.06	2387.8	5125.0	800.6	7159.4
Киришинефтеоргсинтез	21177.2	104.06	2387.8	5125.0	800.6	7159.4
ЛУКОЙЛ	45032.1	101.76	5871.7	11957.6	2359.2	11046.6
Волгограднефтепереработка	10975.1	97.57	1437.3	3125.6	884.3	1777.3
Пермнефтеоргсинтез	13031.1	102.88	1854.2	3925.2	721.0	2046.0
Ухтанефтепереработка	4098.2	96.59	432.6	1065.5	32.1	1162.7
Нижегороднефтеоргсинтез	16927.7	105.16	2147.6	3841.3	721.8	6060.6
Группа Альянс	3250.5	109.28	369.1	420.4	154.7	1188.6
Хабаровский НПЗ	3250.5	109.28	369.1	420.4	154.7	1188.6
Славнефть	14290.8	104.86	2302.2	4299.6	808.6	4743.2
Ярославнефтеоргсинтез	14290.8	104.86	2302.2	4299.6	808.6	4743.2
Ярославский НПЗ	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0
РуссНефть	5133.8	100.86	752.4	1450.9	269.8	1935.3
Орскнефтеоргсинтез	5133.8	100.86	752.4	1450.9	269.8	1935.3
ТНК-ВР Холдинг	22558.4	112.10	3785.8	6014.8	976.4	7061.6
Рязанская НПК	15854.7	110.31	2915.1	4128.9	976.4	5085.0
Крекинг (Саратовский НПЗ)	6703.7	116.57	870.7	1885.9	0.0	1976.6
Газпром нефть	18983.8	103.00	3581.7	6040.3	1412.3	3048.2
Омский НПЗ	18983.8	103.00	3581.7	6040.3	1412.3	3048.2
КраснодарЭконефть	2517.6	102.30	0.0	822.6	62.1	1106.3
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)	8103.8	100.67	553.9	1984.5	104.3	2072.0
Газпром	5108.7	110.43	2112.6	1403.6	165.7	376.8
Новошахтинский ЗНП	1907.6		0.0	9.9	0.0	917.3
Афипский НПЗ	3364.0	129.27	0.0	1010.5	122.0	1603.1
Итого	239604.6	104.84	35785.7	68179.2	8984.4	67368.3
Мини-НПЗ	9165.4	140.11	265.1	2162.9	83.7	2505.0
Всего	248770.0	105.82	36050.8	70342.1	9068.1	69873.3

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), январь-декабрь 2010 г. (тыс. тонн)

Компания	Морские порты					Нефтепровод «Дружба»								По ж/д	КТК	С начала года
Роснефть	39351.4					5616.1								9072.8		54040.3
ЛУКОЙЛ	19521.2					8365.4										27886.6
Сургутнефтегаз	16374.2					9180.5										25554.7
ТНК-ВР Холдинг	18421.7					13037.6										31459.2
Газпром нефть	10943.2					3650.9										14594.1
Татнефть	7621.1					8724.4										16345.5
Башнефть	1099.6					2110.0										3209.6
РуссНефть	2524.8					2729.9										5254.7
Газпром	331.0															331.0
Операторы СРП	1298.2															1298.2
Прочие недропользователи	6151.4					2694.5										8845.9
КТК															3619.8	3619.8
Всего российские ресурсы	123637.7					56109.3								9072.8	3619.8	192439.6
Транзит Казахстана	11168.5					7964.5										19133.0
Транзит Азербайджана	2240.0															2240.0
Всего,	137046.2					64073.7								9072.8	3619.8	213812.6
в том числе	Новорос- сийск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Босния и Герцеговина	Китай	По ж/д	КТК	С начала года
	41997.6	4820.1	15342.7	71745.8	3140.1	17863.3	21844.6	6896.1	4571.3	5242.5	6552.8	553.1	550.0	9072.8	3619.8	213812.6

Освоение капитальных вложений, январь-декабрь 2010 г. (млн руб.)

Компания	Всего	Кап. вложения производственного назначения				Кап. вложения непроизводств. назначения
		Развед. бурение	Экспл. бурение	Оборуд. не вход. в сметы строительства	Пром. строительство	
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	104282.2	4421.0	47065.1	10194.5	42221.5	380.2
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	48652.2	930.3	23453.3	5571.5	18367.9	329.2
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	21307.4	332.4	11077.1	2774.2	6824.5	299.3
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	9310.8	225.1	4499.1	1017.3	3539.3	30.0
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	11530.8	208.2	6398.9	986.0	3937.7	0.0
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	6503.2	164.6	1478.2	793.9	4066.4	0.0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	712.0	139.3	203.9	133.8	235.0	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми	22684.8	1065.1	7851.6	2397.6	11319.8	50.6
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	10795.7	1223.2	6055.7	316.0	3200.7	0.0
ЛУКОЙЛ-Пермь	12663.1	423.4	6145.4	1137.5	4956.8	0.0
ЛУКОЙЛ-АИК	2077.6	89.8	1142.4	191.5	653.9	0.0
Находканефтегаз	5310.7	153.1	2072.6	163.7	2921.3	0.0
РИТЭК	1386.2	396.8	140.3	282.7	566.0	0.4
Газпром нефть	23348.9	888.1	10572.0	4095.7	7793.1	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	23348.9	888.1	10572.0	4095.7	7793.1	
Сургутнефтегаз	109334.3	6123.9	45151.7	22213.4	33120.7	2724.6
Сургутнефтегаз (УФО)	109334.3	6123.9	45151.7	22213.4	33120.7	2724.6
ТНК-ВР Холдинг	86852.1	2996.8	39155.2	18674.3	26009.8	16.0
Ваньеганнефть	1959.0		650.2	348.7	960.1	
Варьеганнефтегаз	3472.5	251.6	1928.7	506.1	786.1	
Новосибирскнефтегаз	281.6		27.8	167.6	86.3	
ТНК-Нижневартовск	6048.0		2441.0	2693.0	914.0	
Бугурусланнефть	729.0		184.0	339.0	206.0	
Верхнечонскнефтегаз	11748.0		5598.0	1450.0	4698.0	2.0
Нижневартовское НГДП						
Самотлорнефтегаз	18060.1	256.1	7522.9	6406.6	3874.5	
ТНК-Нягань	9634.9	34.6	4225.0	1563.7	3811.6	
Оренбургнефть	19214.0	1797.0	9928.0	4066.0	3409.0	14.0
Тюменнефтегаз	317.6	0.4			317.2	
ТНК-Уват	15043.5	657.1	6470.7	1002.6	6913.1	
Корпорация Югранефть	344.0		179.0	131.0	34.0	
Татнефть им. В.Д.Шашина	13600.8	261.2	6606.4	931.8	5217.4	583.9
Татнефть им. В.Д.Шашина	13600.8	261.2	6606.4	931.8	5217.4	583.9
Башнефть	7680.9	188.8	3457.3	1668.6	2366.2	
Башнефть	7680.9	188.8	3457.3	1668.6	2366.2	
Роснефть	215532.0	5739.5	67750.0	17557.7	123039.5	1445.4
Роснефть-Пурнефтегаз	17360.0	414.3	3806.3	1696.9	11428.6	13.8
Полярное Сияние	385.5	7.9	199.2	58.6	119.9	
Роснефть-Ставропольнефтегаз	769.6	37.5		333.5	398.6	
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	5486.7	98.5	1731.4	544.3	3110.2	2.5
РН-Северная нефть	3816.4	446.6	1836.4	418.5	1114.9	
Дагнефтегаз	207.5	77.4	61.6	61.6	6.8	
Роснефть-Дагнефть	85.1			65.8	19.3	
Самаранефтегаз	8735.7	585.5	2947.1	1526.8	3674.6	1.8
Роснефть-Краснодарнефтегаз	1280.0	217.8	248.5	463.9	349.9	
Удмуртнефть	4181.4	114.9	1640.9	1140.8	1284.8	
РН-Юганскнефтегаз	88111.8	1470.1	36280.1	9050.7	41174.8	136.0
Ванкорнефть	80635.3	456.0	18194.0	2072.2	58621.8	1291.3
Востокнефтегаз	4477.1	1813.0	804.4	124.2	1735.5	
Славнефть	27396.0	637.0	16338.0	2995.0	7426.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	27396.0	637.0	16338.0	2995.0	7426.0	
РуссНефть	8270.4	214.6	3684.3	1346.4	3009.8	15.3
Аганнефтегазгеология	1247.8	137.8	581.5	158.1	370.5	
АКИ-ОТЫР	2854.9	2.4	1680.3	115.1	1057.1	
Белкамнефть	1629.1	29.6	447.3	393.3	759.0	
Варьеганнефть	1119.0	24.2	548.2	381.9	164.7	
Западно-Малобалыкское	260.6		51.1	20.2	189.4	
Саратовнефтегаз	212.7	12.9		121.5	78.2	
Томская нефть	791.5		365.4	51.8	359.0	15.3
Ульяновскнефть	154.8	7.7	10.7	104.5	31.9	
Нефтяные компании, итого	596297.6	21470.9	239779.9	79677.4	250204.0	5165.5
Всего	596297.6	21470.9	239779.9	79677.4	250204.0	5165.5



21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

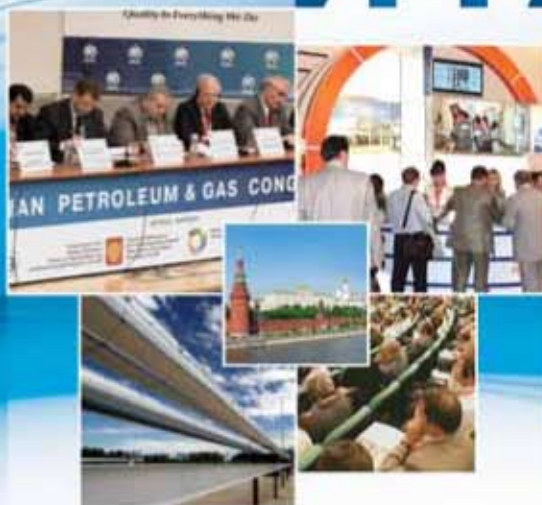


МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com



21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com



**ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД
БУРОВОЙ ТЕХНИКИ**

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ БУРОВЫХ УСТАНОВОК СЕРИИ STALINGRAD

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

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

**Оказывает услуги по шефмонтажу
и пусконаладке.**

Волгоградский завод буровой техники (ООО «ВЗБТ»):
Адрес: РФ, 400075, г. Волгоград, шоссе Авиаторов, 16
Телефон: (8442) 53-02-20, 53-04-40
Факс: (8442) 35-85-11, 53-02-01
E-mail: info@vzbt.ru
Сайт: www.vzbt.ru