

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

04'12

ДЕЛОЙТ: 10 КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ОТРАСЛИ '2012

МРАЧНЫЙ РЕКОРД РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

НЕФТЕСЕРВИС: СЛИЯНИЯ И ПОГЛОЩЕНИЯ КАК ТРЕНД РАЗВИТИЯ



**ПО НАЕЗЖЕННОЙ КОЛЕЕ...**

**НЕФТЬ И ГАЗ РОССИИ '2011**

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИТОГИ**

# ГАЗ РОССИИ: НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

24-25 АПРЕЛЯ, Г. МОСКВА,  
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС  
ОАО «ГАЗПРОМ»



**Среди основных целей форума** — демонстрация достижений в сфере НИОКР, инноваций и модернизации газовой промышленности и формирование реестра наилучших доступных — отечественных и зарубежных — технологий и оборудования для активизации их практического применения.

## ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Эра газа и мировые тенденции: выбор России;
- Технологические приоритеты мировых и отечественных газовых компаний: качество, надежность, цена как итоговая эффективность;
- Стратегия России в сфере модернизации объектов газовой промышленности. Программа «Газпром» 2011–2015»: реконструкция и техническое переоснащение объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки газа;
- Геология и геофизика: инновации в разведке;
- Проектирование, строительство и обустройство месторождений: в формате рентабельности?
- Проблемы и решения в сфере эксплуатации промысловых и магистральных трубопроводов;
- НДТ и шельф: как пробиться в мировую технологическую элиту?
- Газопереработка и газохимия: только ли ПНГ в приоритетах?

**Все компании-участники получают возможность разместить презентацию продукции / услуг на диске, который войдет в пакет рабочих материалов конференции.**

## ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:

(495) 510-57-24, (499) 131-96-63, Татьяна Адьякова  
www.ngv.ru; e-mail: gas2012@ngv.ru



4



10

## СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

### **ДЕЛОЙТ: отраслевые проблемы**<sup>2012</sup> 4

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»  
(по материалам исследования «Новые реалии нефтегазовой отрасли», «Делойт Туш Томацу Лимитед»)

### **Нефть и газ Украины '2011: свободное падение** 10

ГЛЕБ ПРОСТАКОВ,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

### **Полный производственный цикл: прошлое или будущее арматуростроения?** 13

СЕРГЕЙ САВЕЛЬЕВ,  
ООО «ТД «Маршал»

### **Старые месторождения: феномен восполнения** 14

ВАЛЕРИЙ КАРПОВ,  
ООО «ИИТиМУН»

### **Пришествие электрокаров вновь откладывается** 18

АЛЕКСАНДР ФРОЛОВ,  
Институт национальной энергетики

### **Производство электромобилей: момент истины** 22

**Ernst&Young**

## НЕФТЬ И ГАЗ РОССИИ '2011: ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИТОГИ

### **Нефть и газ России '2011: По наезженной колее** 24

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

### **Технологический центр DocsVision в нефтегазовой отрасли** 39

Интервью с АНАТОЛИЕМ БУНЯКОМ,  
генеральным директором  
RKIT Group



14



18

**Мрачный рекорд российской  
нефтепереработки**

МИХАИЛ ТУРУКАЛОВ,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**42 В Восточной Сибири без программы  
и налоговых льгот не обойтись**  
АЛЕКСАНДР ГЕРТ, ДМИТРИЙ МИЛЯЕВ,  
МАРИЯ БРАЖНИКОВА,  
ФГУП «СНИИГ и ИМС»

**68**

**ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ**

**Аборигены и нефть**

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Нефтесервис:  
консолидация и новые игроки**  
**58** МАЯ НОБАТОВА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**74**

**Оценка стоимости лицензий:  
методический подход**

С.А. ФИЛАТОВ, Н.Н. ЗАХАРЧЕНКО,  
А.Г. КОПЫТОВ, ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»

**64 СТАТИСТИКА**

**80**



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

**Главный редактор**  
Николай Никитин nikitin@ngv.ru

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

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

**Председатель редакционной Коллегии**  
Андрей Мещерин andrey@ngv.ru

**Выпускающий редактор**  
Ирина Сизова ira@ngv.ru

**Верстка**  
Марат Гилманов maratg70@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 Адькова at@ngv.ru  
Любовь Фролова fl@ngv.ru  
Павел Наумов paveln@ngv.ru  
Александра Бородина borodina@ngv.ru  
Мария Кузнецова maria@ngv.ru  
Тел./факс: (495) 510-57-24  
(многоканальный)

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

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

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

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

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

**Представитель в Азербайджане:**  
Таги Тагиев, г. Баку  
Тел./факс: (99412) 93-76-85  
tagiev555@hotmail.com

Журнал зарегистрирован  
Комитетом РФ по печати.  
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии  
«Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2012

При перепечатке материалов ссылка  
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»  
обязательна

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

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

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы газоподготовки –  
надежность в швейцарском исполнении

Внимание к деталям – от идеи до воплощения



Приглашаем на встречу со специалистами компании «ЭНЕРГАЗ» на выставке RUSSIA POWER 5-7 марта 2012 г. в «Экспоцентре» на Красной Пресне. Стенд компании – в павильоне №1. Приглашение для бесплатного посещения выставки – на нашем сайте [www.energas.ru](http://www.energas.ru).



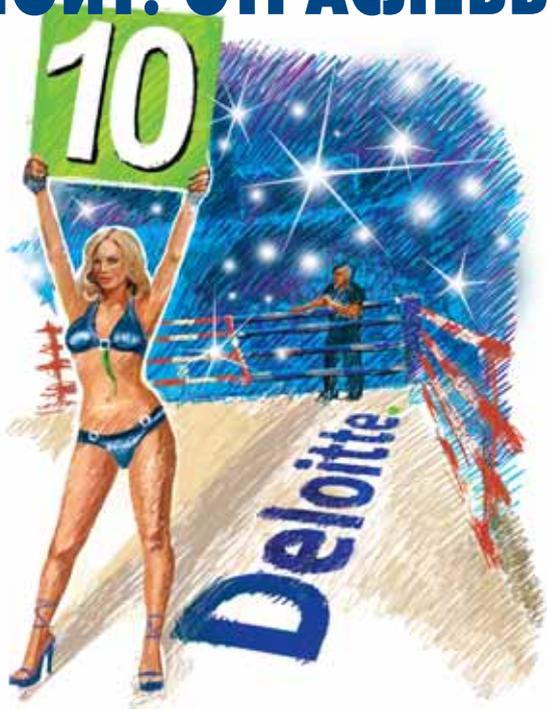
105082, Москва, ул. Б. Почтовая 34, стр. 8. Тел.: +7 (495) 589-36-61. Факс: +7 (495) 589-36-60.

[info@energas.ru](mailto:info@energas.ru) [www.energas.ru](http://www.energas.ru)

# ДЕЛОЙТ: ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ<sup>2012</sup>

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА

«Нефтегазовая Вертикаль»  
(по материалам исследования «Новые реалии нефтегазовой отрасли», «Делойт Туш Томацу Лимитед»)



Международная группа по предоставлению услуг предприятиям добывающей промышленности и энергетики компании «Делойт Туш Томацу Лимитед» в третий раз представила ежегодный отчет «Новые реалии нефтегазовой отрасли», в котором ее аналитики в ходе изучения тенденций, возникших на фоне событий прошлого года, прогнозируют их возможное влияние и на текущий год, и далее. Среди них — политические изменения в добывающих странах, «революции» традиционных и нетрадиционных источников газа, сверхглубокая разведка, глобализация «потребляющих» ННК и экономические реалии, с которыми будут сталкиваться энергонезависимые страны, число которых неуклонно растет. Таких реальных проблем «Делойт» насчитывает добрый десяток...



## **Будущее нефтедобычи. Ливия и Ирак: уравнение с двумя неизвестными**

Никто точно не знает размер ущерба, причиненного нефтяной инфраструктуре Ливии восста-

ниями и революциями. Многие скважины не использовались уже достаточно долго, другие просто не были надлежащим образом закрыты. Все это может привести к необходимости серьезного ремонта объектов инфраструктуры.

Тем не менее, наметилась тенденция к улучшению ситуации. Согласно первоначальной оценке, до конца 2011 года добыча нефти в Ливии должна была составлять 500 тыс. баррелей в день, однако этот показатель был достигнут уже в начале ноября. МЭА пересмотрело результаты оценки следующим образом: 700 тыс. барр/д до конца 2011 года, 800 тыс. барр/д до конца первого квартала 2012 года и 1,17 млн барр/д до конца 2012 года.

Более того, ожидается, что в ближайшее время в страну посте-

пенно вернуться МНК, которые заключали контракты в период правления М.Каддафи. Однако для того, чтобы достичь прежнего уровня добычи в размере 3 млн барр/д, Ливии следует стимулировать международные инвестиции.

В настоящее время распределение доходов от добычи нефти выглядит следующим образом: 90% получает правительство и 10% — нефтяные компании. По словам одного из аналитиков, в целяхощрения увеличения объемов добычи и переработки подобное соотношение должно составлять 70:30.

По мнению экспертов «Делойта», оценить ущерб, нанесенный НПЗ и месторождениям в Ливии, еще только предстоит. Также остается открытым вопрос обеспечения безопасности иностранных работников, приезжающих в страну. И, что наиболее важно, необходимо сформировать новое правительство для создания законодательной базы, чтобы дать возможность МНК оценивать условия работы в стране.

В Ираке объем подтвержденных нефтяных запасов страны составляет 150 млрд баррелей плюс 150 млрд неподтвержденных запасов (больше, чем в Саудовской Аравии), но в настоящее время в стране добывается всего 2,7 млн баррелей нефти в день. В основном это связано с военными действиями в районе Персидского залива в 1991 году и боевыми действиями 2003 года, а также изношенностью инфраструктуры.

Однако, правительство поставило цель выйти на уровень производства 10 млн баррелей в день к 2017 году, благодаря чему Ирак сможет конкурировать с Саудовской Аравией. Ключом к реализации таких задач, по мнению правительства, является содействие частных компаний.

В 2009 году компании CNPC и BP заключили сделку в отношении увеличения объемов добычи на нефтяном месторождении Румайла на юге Ирака. Таким образом, к концу 2010 года добыча нефти на крупнейшем месторождении Ирака, резервы которого оцениваются в 17,7 млрд барре-

**Ирак и Ливия будут играть ключевую роль в мире, однако в настоящее время на пути их становления стоят серьезные препятствия, которые не позволяют им оказать существенное влияние на мировой рынок в наступающем году**

лей, составила приблизительно 1,2 млн баррелей в день.

По мнению аналитиков «Делойта», для реализации своих амбициозных целей по добыче нефти в объеме 10 млн баррелей в день Ираку необходимо направить основные усилия на повышение эффективности инфраструктуры. Кроме того, как и в ситуации с Ливией, в стране по-прежнему остро стоит проблема геополитической неопределенности.

## 2

### **Кто на новенького: разработка месторождений сланцевого газа**

В 2001 году на долю добычи сланцевого природного газа в США приходился всего 1%, а в настоящее время этот показатель увеличился до 20%. В результате цены резко упали, что, в свою очередь, имело положительное воздействие на промышленность, в частности на сталелитейную и нефтехимическую отрасли, сократив затраты предприятий.

В Европе, Азии и Южной Америке также наблюдается рост интереса к разведке и добыче сланцевого газа. По данным недавнего исследования потенциала месторождений сланцевого газа, проведенного Управлением информации по энергетике (США) в 32 странах, мировые запасы сланцевого газа — приблизительно 163 трлн м (без учета 24 трлн м запасов в США), что составляет 40% от общемировых запасов природного газа. Однако другие страны отстают от США как минимум на четыре года с точки зрения достижения существенных объемов добычи.

По данным исследования, в Европе наиболее крупные залежи сланцевого газа объемом 5,2 трлн м и 5 трлн м находятся в Польше и Франции. Развитие сланцевой промышленности в Польше могло бы полностью изменить расстановку сил в секторе добычи природного газа на континенте. 5 трлн м достаточно для

удовлетворения внутреннего спроса на газ в Польше на протяжении ближайших 300 лет. Правительство страны планирует максимизировать добычу сланцевого газа не только для внутреннего потребления, но и для того, чтобы Польша могла стать крупнейшим экспортером в регионе.

Что касается проблем загрязнения окружающей среды, то экономические выгоды перевешивают доводы о достаточно высокой вероятности негативного воздействия метода ГРП на окружающую среду, особенно в сравнении с угольной генерацией, которая составляет 85% от общей выработки электроэнергии в Польше. Таким образом, в целях стимулирования развития отрасли правительство уже предоставило четырем крупным американским компаниям права на работу в сланцевой промышленности.

Если Польша действительно обладает тем объемом запасов сланцевого газа, о котором говорится в исследовании, страны Европы, и особенно Россия, могут ощутить значительное влияние. Россия не только потеряет крупный экспортный рынок, так как в настоящее время 2/3 ежегодно потребляемого в Польше газа поставляется из России, но и обретет нового конкурента в регионе, что неизбежно снизит цены.

Однако, по мнению компании «Делойт», ситуация начнет меняться лишь через несколько лет, поскольку сланцевая промышленность в Польше находится на самых ранних этапах развития и для начала экспорта газа потребуются значительные инвестиции в строительство трубопроводов и станций СПГ. Но все же изменения на рынке природного газа в Европе неизбежны, и Россия должна пересмотреть свою стратегию и начать осваивать новые рынки.

У Франции есть большой потенциал в отрасли добычи сланцевого газа, но она предпочитает не разрабатывать свои месторождения. В стране наложен мораторий на применение ГРП до полного изучения влияния этого процесса на окружающую среду, и атомная энергетика является основным источником генерации электроэнергии.

В Китае потенциал рынка сланцевого газа чрезвычайно высок. По данным исследования, технические извлекаемые запасы сланца в стране составляют 36,1 трлн м, что превышает запасы любой страны,

### **Без сомнения, сланцевая промышленность сильно повлияла на энергетическую политику США. Подобная ситуация может вскоре сложиться и во всем мире. Тем не менее, по-прежнему остается много вопросов**

включая США. Национальное энергетическое управление Китая подготовило план по освоению месторождений сланцевого газа. Однако есть несколько важных ограничений развития. Во-первых, существую-

### **Сколько времени осталось до глобальной «революции» природного газа? Какие экологические последствия несет применение метода ГРП? И какие технологии могут способствовать решению проблем загрязнения окружающей среды?**

ет проблема распределения водных ресурсов между традиционными и вновь созданными отраслями. Во-вторых, имеются технологические ограничения. Наконец, в Китае уголь используется для выработки 70% электроэнергии, в то время как природный газ — всего 4%.

Согласно исследованию, среди стран Южной Америки наибольший сланцевый потенциал имеет Аргентина: запасы составляют 21,9 трлн м, однако производство газа станет возможным в лучшем случае через пять лет причине установления правительством ценовых ограничений.

## 3

### **Независимое ценообразование на рынке нефти и газа: где и когда?**

Исторически так сложилось, что следом за ростом цены на нефть росла цена на природный

газ, однако в настоящее время ситуация начинает меняться. В 2007 году Институт Бейкера при Университете Райса (США) выпустил

### **Тенденция последних нескольких лет — цена на газ снижалась, несмотря на увеличение цены на нефть**

доклад о зависимости цены на природный газ от цены на нефть. В докладе говорится о том, что если средняя цена на нефть марки WTI составляет \$70 за баррель, то цена на газ на американской торговой площадке Henry Hub составляет \$9,40 за 1 млн БТЕ.

### **С ростом числа игроков, специализирующихся исключительно на газовой промышленности, цены на газ все слабее привязываются к ценам на нефть**

Однако подобная тенденция не наблюдалась в течение последних нескольких лет — цена на газ

### **Цены на рынке природного газа, скорее, будут определяться местными условиями, в то время как цена на нефть по-прежнему будет диктоваться условиями мирового рынка**

снижалась, несмотря на увеличение цены на нефть. В начале ноября 2011 года цена на нефть со-

### **По мнению экспертов «Делойта», «потребляющие» ННК будут наращивать свое влияние благодаря добывающим компаниям, рассматривающим выход на новые рынки**

ставила \$94 за баррель, что на 11% выше, чем в ноябре 2010 года, в то время как цена на газ сни-

### **Тем не менее, добывающие ННК не теряют свое положение на рынке, а становятся взаимозависимыми**

зилась на 1,3% по сравнению с показателями прошлого года и опустилась ниже \$4.

В данный момент наблюдается сохранение постоянства данного процесса по трем главным причи-

нам: (1) глобализация рынка природного газа, (2) наличие компаний, специализирующихся на всех направлениях газовой отрасли, (3) освоение сланцевого газа.

С распространением практики транспортировки СПГ газовая промышленность приобретает мировые масштабы. Юго-Восточная Азия и Европа получают значительные объемы СПГ из Катар и многих других стран. Примером развития глобализации являются разговоры о строительстве терминала СПГ в Мозамбике (для осуществления поставок газа на азиатские рынки) после того, как компания Eni SpA объявила об открытии крупного газового месторождения в октябре 2011 года.

Израиль и Кипр также обсуждали строительство терминалов СПГ на Кипре. Глобализация рынка природного газа позволяет привязывать ценообразование на СПГ к рыночным ценам на газ, а не к ценам на нефть.

Ранее нефтяные компании были основными игроками на рынке природного газа. Однако с ростом числа компаний, специализирующихся на разведке, добыче и транспортировке газа, ситуация изменилась. Например, компания BG Group является хорошим примером вертикально интегрированной газовой компании, владеющей активами, расположенными по всему миру и в рамках всей производственной цепочки.

Более того, большинство крупных нефтяных компаний создали подразделения, действующие только в рамках газовой отрасли. Желание компаний специализироваться на всей производственной цепочке кардинальным образом изменило газовый рынок. С ростом числа игроков, специализирующихся исключительно на газовой промышленности, цены на газ все слабее привязываются к ценам на нефть.

По мнению аналитиков «Делойта», такая тенденция продолжится в течение ближайших нескольких лет. Благодаря расположению запасов в относительной близости к странам-потребителям у многих стран появилась возможность обрести энергетическую независимость.

А поскольку Китай является основной целью и для новых экспортеров, цены на рынке природного газа, скорее, будут определяться местными условиями, в то время как цена на нефть по-прежнему будет диктоваться условиями мирового рынка. Одновременно спрос будет довольно долго удерживать цены на нефть на высоком уровне (с возможными корректировками рынка в краткосрочной среднесрочной перспективе). Завышенные цены на газ на Востоке, скорее всего, снизятся (в первую очередь, благодаря конкуренции на рынке поставок СПГ), уровень цен на Западе останется минимальным.

## **4**

### **Новые ННК: нетрадиционные «потребляющие» национальные нефтяные компании**

В последнее время появился новый тип ННК, которые обладают определенным влиянием. Это ННК стран-потребителей энергии, таких как Китай и Южная Корея, которые вынуждены импортировать большую часть энергетических ресурсов.

Их влияние обосновано двумя основными причинами. Во-первых, объем потребления в развитых странах Запада за последние несколько лет оставался неизменным или снижался. Следовательно, добывающие компании проявляли больший интерес к развивающимся странам на Востоке.

Так как конкуренция на рынках высока, «потребляющие» ННК имеют возможность торговаться при заключении сделок на поставку нефти или газа. Во-вторых, «потребляющие» ННК получают со стороны государства финансовую поддержку в виде нестандартных кредитов и инвестиций, которые для МНК могут быть недоступны.

Китай продолжает укреплять свое присутствие на Ближнем Востоке благодаря заключению сделок с разными странами. В 2009 году

Китай импортировал нефть из Саудовской Аравии в объеме 1 млн баррелей в день, что составило 20% от общего объема импортируемой им нефти. Недавно отношения между двумя странами перешли от простой торговли нефтью к сотрудничеству в области нефтепереработки и сбыта.

В 2011 году Saudi Aramco заключила сделку с PetroChina для оказания поддержки новому НПЗ в провинции Юньнань, в рамках которой она будет поставлять в страну 200 тыс. баррелей нефти в день по новому трубопроводу из Бирмы. Компания Aramco заключила еще одну сделку с Sinopec по совместному строительству НПЗ в Янбу на побережье Красного моря.

Тем не менее, нестабильность ситуации на Ближнем Востоке привела к тому, что Китай начал искать другие источники энергоресурсов, стараясь снизить зависимость от данного региона. К примеру, за последние несколько лет Китай осуществил значительные инвестиции в экономики Бразилии и других латиноамериканских стран. Sinopec приобрела 40%-ную долю в компании RepsolBrazil за \$7,1 млрд. Кроме того, Банк развития Китая предоставил компании Petrobras суду в размере \$10 млрд в обмен на будущие поставки нефти.

Китай показал свою позицию и в ходе недавних переговоров с Россией. Наиболее обсуждаемым событием стало заключение договора сроком на ближайшие 30 лет на поставку в Китай газа в объеме 69 млрд м<sup>3</sup> в год. Переговоры по сделке велись с 2006 года, но обе стороны не могли договориться о цене. «Газпром» уже давно планирует расширить свой экспортный портфель за пределы Европы и проясняет в этом недоуменное упорство. Поскольку европейские государства разведали новые ресурсы природного газа, объем импорта из России, скорее всего, упадет.

Таким образом, открытие месторождений сланцевого газа в Китае, увеличение импорта из Туркменистана до 40 млрд м<sup>3</sup> в год, а также импорт СПГ из Ближнего Востока и Австралии еще больше ослабили позиции России в рамках сделки.

Помимо Китая, активную деятельность по обеспечению запасов нефти также ведет Южная Корея в лице KNOС. Страна импортирует практически всю потребляемую нефть, благодаря чему является пятым по величине импортером нефти в мире. За 2011 год KNOС заключила сделку с НКК Абу-Даби (Adnoc) о получении гарантированной доли в объеме 1 млрд баррелей технически извлекаемой нефти.

## 5

### Новые экспортеры природного газа выходят на рынок

Большинство крупных открытий месторождений традиционного газа было сделано на побережьях Азербайджана, Израиля, Кипра и Мозамбика. Азербайджан уже стал чистым экспортером в 2007 году. Если добыча будет проходить по намеченному плану, остальные страны в течение ближайшего десятилетия также станут чистыми экспортерами. Россия страдает больше всего, поскольку потеряет часть рынка.

Объем экспорта газа из Азербайджана может значительно увеличиться, так как французская Total открыла крупное газовое месторождение у его берегов, запасы которого могут содержать несколько триллионов куб. футов газа. Для ЕС, пытающегося диверсифицировать портфель своих поставщиков, это очень выгодно.

За последние несколько лет были открыты крупные морские месторождения в Восточном Средиземноморье, которые могут превратить Израиль в чистого экспортера природного газа. Потенциальные объемы запасов газового месторождения Левиафан составляют 453 млрд м<sup>3</sup>. К югу от Кипра, рядом с новым месторождением Израиля, с большой долей вероятности также залегают значительные запасы природного газа. Уже ведутся переговоры по поводу строительства на Кипре терминалов СПГ, которые будут использо-

ваться обеими странами для экспорта газа в Европу.

В октябре 2011 года Eni SpA объявила об открытии крупного

### Азербайджан уже стал чистым экспортером в 2007 году. В течение ближайшего десятилетия к нему также присоединятся Израиль, Кипр и Мозамбик: Россия потеряет часть рынка

месторождения у побережья Мозамбика. По первоначальным оценкам Eni, оно содержит 0,42 трлн м<sup>3</sup> газа, однако в дальнейшем данный показатель был увеличен до 0,64 трлн м<sup>3</sup>. У берегов Мозамбика достаточно газа для строительства крупного терминала СПГ, способного поставлять газ в Китай, Индию, Южную Корею, Таиланд и Японию.

## 6

### Китай — активный игрок в секторе добычи газа

Согласно последним оценкам нефтегазовых ресурсов Китая, запасы извлекаемого природного газа составляют 22,2 трлн м<sup>3</sup>, 70% которых содержатся в пяти газоносных бассейнах. Разработка Южно-Китайского моря могла бы значительно увеличить объемы запасов природного газа Китая.

Согласно данным Управления информации по энергетике (США), месторождения Южно-Китайского моря могут содержать до 25,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа, что равняется запасам Катара. Однако разведка и добыча там затруднены по причине геополитической напряженности в регионе.

## 7

### Нефть марок WTI и Brent: сохранился ли ценовая разница?

Традиционно разница цен на нефть марок WTI и Brent колеба-

лась в пределах нескольких долларов в пользу нефти WTI. Однако в 2011 году ситуация кардинально из-

## По мнению аналитиков «Делойта», в 2012 году разница между ценами на нефть WTI и Brent будет уменьшаться

менилась: в сентябре нефть марки Brent котировалась по цене на \$26 выше марки WTI. Такое положение сохранялось до октября, когда разница в цене сократилась до \$16.

## Как и в случае со сланцевым газом, путевку в жизнь сланцевой нефти дают небольшие независимые нефтяные компании

По мнению аналитиков «Делойта», в 2012 году цены на нефть WTI и Brent, вероятно, вернутся к исходным показателям, а разница

## После признания потенциала подсоловых месторождений бразильское правительство пытается понять, как извлечь из них максимальную прибыль

между ними в течение года будет уменьшаться. Это произойдет благодаря увеличению объема экспорта Ливией, росту спроса в США после возобновления дея-

## Проблемы нефтяных песков Канады: себестоимость добычи и нехватка квалифицированной рабочей силы

тельности НПЗ, строительству новых трубопроводов от Кушинга до Техаса и района Мексиканского залива, а также восстановлению американской экономики. Однако к концу 2012 года цены на нефть WTI могут снова превысить цены на нефть Brent.

# 8

### Новые игроки: на рынок США выходят компании по добыче сланцевой нефти

В восточной части штата Монтана, на юге Техаса и на западе Северной Дакоты были обнару-

жены месторождения сланцевой нефти. А недавнее исследование IHS CERA показало, что залежи сланцевой нефти могут содержать до 17 млрд баррелей нефти. Ожидается, что к концу текущего десятилетия объемы добычи могут быть увеличены на 25%, или приблизительно до 2 млн баррелей в день.

Как и в случае со сланцевым газом, путевку в жизнь сланцевой нефти дают небольшие независимые нефтяные компании. Однако и более крупные МНК видят большой потенциал данного рынка и начинают инвестировать в нетрадиционные источники нефти. К примеру, в 2010 году компания Royal Dutch Shell приобрела активы в районе Игл Форд в Техасе.

Такой интерес может подогреваться еще и снижением затрат на применение ГРП. Затраты на добычу нефти на месторождении сланцевой нефти Баккен в Северной Дакоте составляют \$55 на баррель, в то время как цена на нефть составляет приблизительно \$90 за баррель.

# 9

### Бразилия: как разумно распределить нефтяные богатства и одновременно привлечь инвестиции?

По предварительным данным, объем запасов у побережья Рио-де-Жанейро и Эспириту-Санто составляет более 50 млрд баррелей, по другим источникам — до 120 млрд баррелей. Однако процесс распределения новообретенного богатства связан со множеством споров и разногласий.

Федеральное правительство, руководство штатов, государственная нефтяная компания Petrobras и международные нефтегазовые компании — все стремятся быть поближе к многообещающему источнику нефти.

В действительности же с 2007 года правительство еще не

проводило торги прибрежными участками. Однако правительство должно действовать осторожно, чтобы не отпугнуть иностранных инвесторов резким повышением налогов и ставок роялти, учитывая, что для освоения глубоководных запасов потребуются миллиарды долларов.

# 10

### Нехватка рабочей силы при разработке нефтяных песков Канады

На сегодняшний день объем добычи нефти в Канаде составляет 3,3 млн баррелей в день, из которых 1,8 млн баррелей добывается из нефтяных песков. К 2020 году объем добычи нефти из нефтяных песков составит 3,5–4 млн баррелей в день, что говорит об огромном потенциале этой индустрии.

Тем не менее, реализация данного потенциала зависит от двух краткосрочных факторов.

Во-первых, предельная себестоимость добычи нефти из песков намного выше, чем предельная себестоимость добычи традиционными способами. Соответственно, для того чтобы добыча нефти была экономически целесообразна, цены на нефть WTI должны быть не ниже \$60 за баррель.

Вторым и наиболее серьезным препятствием для развития отрасли нефтяных песков является дефицит квалифицированной рабочей силы, который приводит к росту затрат на персонал, что объясняет относительно высокую предельную себестоимость добычи.

По мнению аналитиков «Делойта», проблема нехватки рабочей силы для разработки нефтяных песков останется актуальной в ближайшие годы, даже если компании попытаются диверсифицировать направления экспортных потоков нефти, а не ограничить их только лишь США. 

ufi  
Approved  
Event



OGU

16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ



15 - 17

МАЯ 2012

Ташкент  
Узбекистан



[www.ogu-expo.ru](http://www.ogu-expo.ru)

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ  
МЕРОПРИЯТИЕ УЗБЕКИСТАНА**



**ITE MOSCOW**

+7 (495) 935 7350, 788 5585  
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)

**ITE GROUP PLC**

+44 (0) 207 596 5000  
[oilgas@ite-exhibitions.com](mailto:oilgas@ite-exhibitions.com)

# НЕФТЬ И ГАЗ УКРАИНЫ '2011: СВОБОДНОЕ ПАДЕНИЕ



Украинский нефтегазовый комплекс образца 2011 года продолжил деградировать нарастающими темпами. Флагманом отрицательного тренда — по всеобщему признанию — является нефтепереработка. Если до этого наблюдатели констатировали всеобъемлющий кризис в этом сегменте, то сегодня это уже предсмертные судороги.

Из шести нефтеперерабатывающих заводов в стране работает лишь один, да и тот не имеет доступа к относительно дешевой российской нефти. Население сокращает потребление топлива на фоне быстрорастущих цен и невысокого качества.

В газовой сфере царит неопределенность. Анонсированные большие проекты в добыче и транспортировке газа, которые могли бы дать дополнительные аргументы в переговорах с Россией, повисли в воздухе...

**У**краинская энергетика, нефтегазовый комплекс в том числе, оказалась заложницей вопроса о власти в стране. Внутренних ресурсов для развития в Украине нет, европейский бизнес отказывается инвестировать значительные средства в большие проекты до появления гарантии их сохранности и возврата.

Москва же держит Киев на коротком поводке высоких газовых цен и не намерена ослаблять его до тех пор, пока украинская власть не делегирует часть своих полномочий, будь то Таможенный союз или газотранспортный консорциум.

В отсутствие четких ориентиров и стимулов нефтегазовый

комплекс демонстрирует колоссальный откат почти по всем показателям.

## Тонны и кубометры, которых нет

В 2011 году Украина добыла 3,3 млн тонн нефти, что на 6,3% меньше, чем годом ранее. При этом быстрее, чем у частных добывающих компаний, добыча падала у предприятий «Нафтогаза Украина» — на 6,6% по результатам года. По газу нет падения, но есть стагнация: за год добыча голубого топлива выросла на 0,4%. Такие показатели идут вразрез с планами украинского руководства за пять-семь лет нарастить выработку газа с нынешних 20,1 млрд кубов до 30 и более.

Ни денег, ни технологий для этого у «Нафтогаза», на долю которого выпадает порядка 90% всей добычи, нет. За 12 отчетных месяцев компания подключила 55 новых газовых скважин и всего четыре нефтяных. За прошедший год освоено 7,4 млрд гривен (около \$900 млн) капитальных инвестиций, большая часть которых потрачена на поддержание работоспособности системы, а вовсе не на новые проекты. Эта цифра сравнима с месячной стоимостью российского газа для Украины.

В течение года «Нафтогаз» вел переговоры с крупными европейскими и американскими компаниями, с некоторыми из них, в частности, с Exxon, Halliburton, ENI, подписал соглашения о сотрудничестве. Но далее официоза дело не двинулось. Этому есть ряд причин.

Во-первых, в Украине нечего предъявить потенциальным иностранным партнерам в качестве истории успеха. Shell еще в 2005 году заявила о совместной с «дочкой» НАК «Укргаздобычей» добыче углеводородов на северо-востоке страны — дальше разведки не продвинулась. Анонсированное подписание мирового соглашения с компанией Vanko Prikerchenska так и не состоялось, даже несмотря на то, что существенную долю в этой компании контролирует корпорация ДТЭК, принадлежащая самому богатому представителю Партии регионов Ринату Ахметову.

Во-вторых, «Нафтогаз» как субъект правоотношений обладает сомнительной с точки зрения западных инвесторов репутацией. Став членом Европейского энергетического сообщества в феврале 2011 года, Украина взяла на себя обязательства по гармонизации национального и европейского законодательства в сфере энергетики.

В частности, речь идет об имплементации Украиной Второго и Третьего энергетических пактов, суть которых сводится к разделению функций по добыче, транспортировке и реализации энергоносителей и повышению конкуренции в каждом из этих сегментов.

Всеобъемлющий монополист, коим является «Нафтогаз», в эту идеологию никак не вписывается, а возможная реорганизация делает его ненадежной стороной договоренностей по реализации больших проектов в добыче.

Третья причина плачевного состояния нефте- и газодобычи за-

ключается в отсутствии стимулов. Так, рента на добычу полезных ископаемых в Украине не дифференцирована в зависимости от сложности месторождения и глубины залегания энергоносителей. Это существенно сдерживает применение в Украине новейших технологий бурения скважин.

Попытки же Киева продемонстрировать активность в деле интенсификации добычи собственными силами заканчиваются громкими коррупционными скандалами. Самый яркий пример — недавняя ситуация с приобретением дочерней структурой НАК «Черноморнефтегазом» плавучей буровой платформы за \$400 млн, что, по оценкам наблюдателей, почти вдвое превышает ее реальную стоимость.

### НефтеНЕпереработка

Пожалуй, даже при устойчивом негативном тренде последних лет для украинской нефтепереработки прошедший год стоит

особняком. Количественные показатели не просто снизились, но рухнули. За год в Украине переработано на 18,4% меньше нефти, производство бензинов упало на 8%, дизельного топлива — на 21,4%, мазута — на 11,6%.

### Добыча нефти в Украине падает, добыча газа — стагнирует: ни денег, ни технологий для прорыва на этом направлении у Киева нет

Загрузка мощностей по первичной переработке нефти составила 16,6%, тогда как годом ранее — 20,6%. Фактически загруз-

### В 2011 году Украина добыла 3,3 млн тонн нефти, что на 6,3% меньше, чем годом ранее. По газу нет падения, но есть стагнация: за год добыча выросла на 0,4%

ка достигла тех критических значений, когда работа НПЗ может быть признана нецелесообразной и экономически неэффективной.

### Попытки Киева продемонстрировать усердие в вопросе интенсификации добычи заканчиваются громкими коррупционными скандалами

Сейчас на украинский рынок работает один Кременчугский НПЗ, отрезанный от поставок российской нефти. Предприятие работает на льготных поставках нефти с подконтрольной группе «Приват» добывающей компании «Укрнафта», а также на поставках азербайджанской нефти, доставляемой по морю.

### Западные компании не спешат инвестировать в Украину, в том числе, из-за высоких политических рисков

Кроме Кременчуга, топливо в небольших объемах на рынок поставляет Шебелинский ГПЗ, работающий на газовом конденсате, добываемом «дочкой» «Нафтогаза» — компанией «Укргаздобыча». Принадлежащий ЛУК-Ойл Одесский НПЗ стоит уже второй год, Лисичанский (ТНК-

**ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ**  
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года




**www.ngv.ru**

ВР) весной 2011-го перешел на давальческую схему поставок и все произведенное топливо экспортирует в Россию, малые НПЗ

## Реформирование НАК создает угрозу спокойствию бизнеса украинских олигархов Д.Фирташа и Р.Ахметова

на западе страны — «Галичина» и «Нефтехимик Прикарпатья» — медленно превращаются в металл.

## Прошедший год ознаменовался радикальным ухудшением отношений Киева и Москвы, включая энергетические вопросы

Украинское правительство оказалось заложником собственного бездействия. В свое время не были созданы надлежащие стимулы для модернизации НПЗ. А после того как в 2005 году была отменена пошлина на импортное топливо, его доля выросла с 15% до нынешних 50–60%.

## Нефтепереработка в глубоком нокауте: владельцы НПЗ отказываются работать на местный рынок в отсутствие заградительных пошлин на импортное топливо

Весь прошлый год шли позиционные бои между лобби нефтепереработчиков и нефтетрей-

## Нет прогресса в газовых отношениях России и Украины: «излишние» уступки Киева в этом вопросе станут подарком оппозиции в преддверии парламентских выборов

деров, торгующих импортным топливом. Фактически речь

## «Южный поток» уже не рассматривается Киевом как невозможный проект: скорее, это очередная реальная угроза энергетической безопасности Украины...

шла о принудительном перераспределении рынка в пользу

переработчиков, которые отказывались запускать свои украинские предприятия, если правительство не пойдет на их условия.

Однако введение заградительных пошлин стало бы дискриминационной мерой, которая могла рассорить Киев с крупнейшими поставщиками нефтепродуктов в страну — Литвой и Беларусью, и даже Россией, из которой на украинский рынок завозилось довольно много дизтоплива.

Двусмысленность положения Кабмина вынудила генерировать совсем уж одиозные решения. Так, в конце прошлого года Минэнерго вынесло на рассмотрение правительства законопроект, которым предлагалось наделить «Нафтогаз Украины» правом ввоза нефти без уплаты НДС, которая затем также без налогов должна была продаваться на НПЗ.

Если пошлины били по доходам импортеров, то безналоговый импорт решал проблему нефтепереработчиков уже за счет украинского бюджета, который таким образом недополучал налоговые отчисления в объеме до \$2,5 млрд. Такую роскошь, учитывая колоссальный бюджетный дефицит, правительство себе позволить просто не могло.

В результате ни вариант с пошлинами, ни вариант с безналоговым импортом не прошел. А значит, следует ожидать дальнейшего ухудшения положения в нефтепереработке и в 2012 году.

## Тлеющий консорциум

Прошедший год ознаменовался радикальным ухудшением отношений Киева и Москвы, включая энергетические вопросы. А ведь началось все очень неплохо. «Газпром», проявляя добрую волю, не штрафовал Украину за недобор газа. Киев подавал обнадеживающие сигналы в отношении газотранспортного консорциума и даже заигрывал с темой возможного вхождения в Таможенный союз.

К концу же года ситуация выглядела иначе. Оказалось, что исходные переговорные пози-

ции сторон отличаются настолько, что компромисс выглядит почти невозможным. Россия настаивала на двустороннем газовом консорциуме без участия европейских компаний, а также на полноценном участии в торговле газом на внутреннем рынке Украины.

Такие уступки, во-первых, полностью девальвировали бы компанию «Нафтогаз Украины», контроль над которой обеспечивает гарантии относительно спокойного ведения бизнеса влиятельным олигархам Дмитрию Фирташу и Ринату Ахметову. А во-вторых, излишние уступки в газовом вопросе России стали бы подарком оппозиции, которая в преддверии парламентских выборов не преминула бы использовать тему «проданного суверенитета» на полную катушку.

Транзит газа по территории Украины, несмотря ни на что, в 2011 году вырос на 5,7%. До тех пор пока строительство «Южного потока» будет оставаться лишь намерением, Киев может рассчитывать на стабильные доходы от транзита. Впрочем, после того как разрешение на прокладку газопровода через свои территориальные воды дала Турция, «Южный поток» уже не рассматривается Киевом как невозможный проект. Это вносит еще большую нервозность в газовые переговоры соседних государств.

Проект строительства терминала по приему сжиженного газа на черноморском побережье существует пока только на бумаге, а значит, и разговоры об СПГ — как об альтернативе российскому газу — преждевременны и несостоятельны.

Транспортировка нефти по территории Украины за год упала на 11,6%, составив 27,5 млн тонн. После того как Минск и Москва нашли общий язык в вопросе стоимости нефти и газа, пропал спрос на венесуэльскую (по замещению — азербайджанскую) нефть, которая шла по территории Украины в Беларусь. Да и Россия, имея транзитные альтернативы, из года в год качает через Украину все меньше нефти. 

# ПОЛНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦИКЛ: ПРОШЛОЕ ИЛИ БУДУЩЕЕ АРМАТУРОСТРОЕНИЯ?



САВЕЛЬЕВ СЕРГЕЙ СЕРГЕЕВИЧ  
Технический директор

На арматуростроительном рынке России и стран СНГ сейчас присутствует большое количество предприятий. Здесь вы можете встретить как крупные производственные объединения с вековой историей, так и заводы, появившиеся на свет в последние несколько лет, ну а о том, что с распадом СССР постсоветское пространство захлестнул вал зарубежной арматуры, и вовсе не приходится говорить. Давайте вместе попробуем разобраться, каковы отличия между основными игроками арматурного рынка.

**З**десь мы можем столкнуться с предприятиями полного цикла, с заводами, работающими по принципам аутсорсинга, а также с предприятиями, ограничивающими свои производственные операции наклеиванием шильдика с собственным наименованием на готовую продукцию.

Какой же путь является оптимальным для арматуростроения?

Этот вопрос, безусловно, не имеет однозначного ответа. У каждого варианта есть свои преимущества и недостатки. В начале 1990-х годов наше предприятие только начинало свою историю, и мы столкнулись с серьезной проблемой, которая в полной мере не решена во многих отраслях промышленности и сегодня.

После распада Советского Союза отчетливо проявился дефицит в конкурентоспособных узкоспециализированных предприятиях. Начинающие компании были не в состоянии наладить производство какой-либо востребованной продукции в силу отсутствия необходимых производственных мощностей, возможности производить комплектующие

на производственных мощностях сторонних предприятий.

Столкнувшись с частыми срывами поставок, низким качеством комплектующих, отсутствием предприятий, готовых выполнять некоторые производственные операции, мы встали перед сложным выбором: необходимо было либо закупать комплектующие за рубежом, либо создавать полный производственный цикл на собственном предприятии.

Закупая узлы для нашего оборудования за границей, мы оказывались заложниками скачков курсов валют и административных барьеров. Выстраивание же полного цикла производства было весьма затратным, и мы, конечно же, опасались того, что не сможем обеспечить должный контроль всех этапов изготовления продукции.

Изучив как отечественный, так и мировой опыт мы пришли к выводу, что создание предприятия, производящего надежную конкурентоспособную арматуру в полном производственном цикле, является вполне выполнимой задачей. Мы просто не могли поступить иначе, так как помимо прочего для нашего предприятия была

стратегически важна технологическая независимость.

Итак, решив построить на базе нашего завода замкнутый цикл производства, мы во многом заимствовали систему контроля качества у отечественных оборонных предприятий, но помимо этого год от года мы впитывали и применяли опыт крупнейших международных корпораций, внедряли современные системы управления и контроля. Мы постарались взять лучшее от всех систем.

И сегодня у нас успешно введена и действует система менеджмента качества ISO 9001:2008, компания сертифицирована Американским институтом нефти на право применения монограммы API 6D, наша продукция имеет сертификат соответствия Европейской директиве 97/23/ЕС, на предприятии внедряется специально разрабатываемая под наши нужды система автоматизированного управления внутренними процессами.

Сегодня мы с гордостью можем сказать, что наше производство полностью соответствует ведущим мировым стандартам и ни в чем не уступает ведущим европейским производителям.

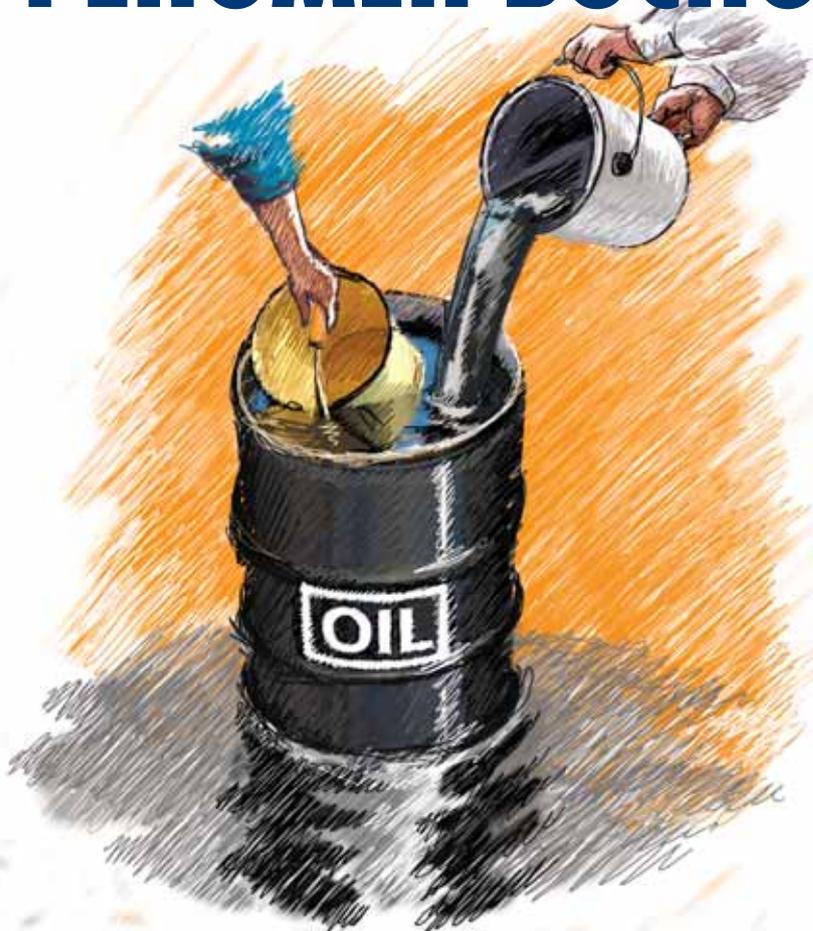


ООО «ТД «Маршал»  
121170, г. Москва,  
ул. Неверовского, д. 9, оф. 411  
Тел./факс: +7(495) 961-32-24  
e-mail: info@tdmarshal.ru  
www.tdmarshal.ru

# СТАРЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ФЕНОМЕН ВОСПОЛНЕНИЯ

**ВАЛЕРИЙ КАРПОВ**

Начальник отдела технического консалтинга и исследований месторождений УВС ООО «ИТИМУН», заслуженный геолог РФ, к.г.-м.н., эксперт России по недропользованию (НАЭН)



Принято считать, что «старые» месторождения обречены, а их инфраструктура, в конечном счете, станет невостребованной, превратившись в тяжелую обузу для недропользователей. Этого, однако, можно избежать, если вовремя преодолеть кризис новых идей и отсутствие нестандартных подходов к оценке геологических моделей, если вовремя скорректировать подходы к изучению нефтегазоносности этих месторождений, ложно считающихся исчерпывающе изученными, если кардинально изменить точку зрения на устоявшиеся принципы ведения разработки месторождения.

Падающая добыча, растущая обводненность при полном отсутствии резервов компенсации этих явлений — стандартная ситуация, наблюдаемая во многих старых нефтегазодобывающих районах. Но практически нет ни одного месторождения, окончательно выведенного из эксплуатации по причине отсутствия нефти.

Как правило, достигнутый КИН превышает (и значительно) показатель, принятый при первоначальном подсчете запасов УВ. Поначалу это отклонение нивелируется введением уточнений в подсчетные параметры, затем — почти неизбежно — признанием факта восполнения запасов УВ. Принципиально говоря, все естественные выходы нефти на поверхность земли следует квалифицировать как свидетельства процесса восполнения...

**Я**вные или неявные признаки феномена «второго дыхания» выработанных месторождений обнаружены в Татарстане, Чечне, Казахстане, в Прикаспии, Азербайджане, в Западной Сибири и т.п. Версий его природы — несколько (вплоть до отрицания такового), но ни одно из них инструментально не доказано.

Явление имеет объединяющие черты: от пульсирующего характера работы скважин, эксплуатируемых на стадии истощения (нередко связываемого с проявлением сейсмичности), и нефтегазопроявлений из ликвидированных скважин, не всегда объяснимых техногенными причинами, до одновременной работы отдельных скважин, дебиты и суммарный отбор нефти из которых никак не согласовываются с подсчитанными и неоднократно пересчитанными запасами УВ...

Эти особенности коррелируются и с целым рядом геологических параметров и признаков: от проявления вторичности скоплений нефти и газа в природных резервуарах и образования крупных скоплений углеводородов по всему разрезу осадочного бассейна, независимо от литологического состава горных пород, до высокой плотности гигантских месторождений нефти и газа в отдельных относительно небольших районах и аномально-высоких и аномально-низких пластовых давлений в залежах УВ до резкого уменьшения и вплоть до полного исчезновения прямых признаков УВ по направлению от ВНК к водонасыщенной части резервуара и максимальной магнитной напряженности в пределах отрицательных гравиметрических аномалий...

## **Причина феномена**

Абсолютное число месторождений (в том числе и «старых») тяготеют к границам литосфер-

ных плит (крупных, средних, мелких) и внутриплитным активным тектоническим образованиям и испытывали последствия чередования пассивных и активных этапов тектонического развития.

«Наиболее убедительные факты, иллюстрирующие возможность восполнения запасов УВ, зафиксированы на Ромашкинском месторождении. Имеющиеся фактические промысловые материалы резко противоречат «закону» падающей добычи нефти и имеют прямое отношение к феномену восполнения» ( Р.Х.Муслимов, 2007 г.).

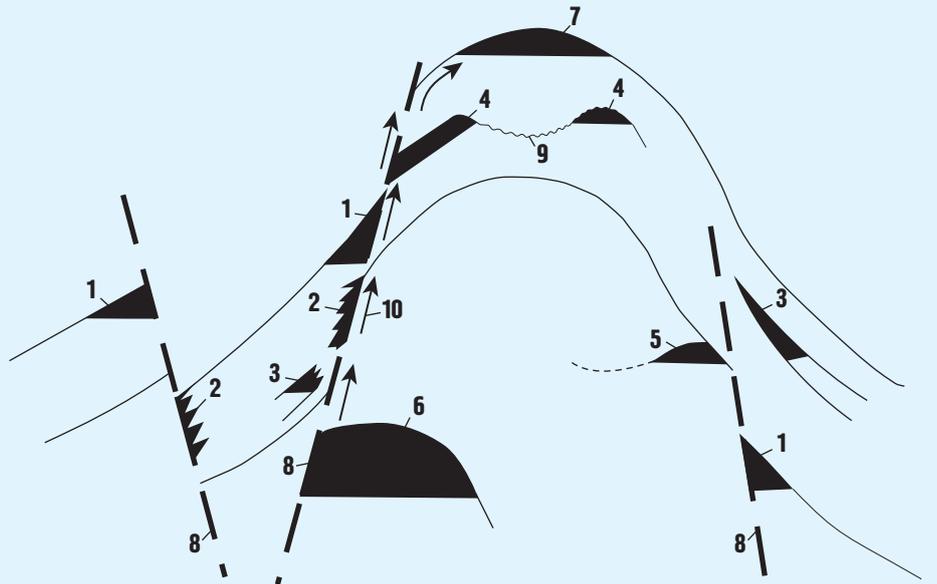
Однако во всех случаях установленного (с разной степенью достоверности) восполнения запасов УВ их источник в рамках принятой геологической модели не определен.

Вместе с тем, на многих старых месторождениях наблюдается парагенетическая ассоциация (сонахождение) положительной и отрицательной структур, разделенных разломом (см. «Принципиальная схема...»).

Причем отрицательная структура имеет наложенный или возрожденный характер и образовалась (или обновилась) в последнюю фазу активизации тектонических движений. К этому моменту основные крупнейшие залежи были сформированы, а появление (возрождение) отрицательной структуры привело к перестроению первичной залежи с образованием вторичного скопления УВ (и не одного) в приразломном пространстве под влиянием гидродинамической воронки, всосавшей часть УВ с размещением их на глубинах, как правило, больших, чем они находились до этого.

Часто отрицательные структуры приурочены к рифтам (в т.ч. возрожденным). Связь первичной и вторичной залежей, видимо, прервалась с завершением активной фазы, но периодически возобновлялась в периоды оживления разлома на неотектоническом этапе развития и на современном этапе, что подтверждается обусловленностью новейшими и современными тектоническими движениями и объясняет восполняемость запасов УВ.

Принципиальная схема сонахождения положительной (антиклинали) и отрицательной (грабена) структур; разрабатываемой и питающей залежей



**Условные обозначения:**

**Залежи:** 1 – Тектонически экранированные; 2 – дилатантные (катагенетически запечатанные); 3 – литологические; 4 – стратиграфически экранированные; 5 – рифогенная; 6 – приуроченная к выступу фундамента; 7 – антиклинальная (разрабатываемая). 8 – Разломы. 9 – Несогласие. 10 – Направление миграции УВ (восполнения) по приразломной зоне активного разлома

Этим же объясняется и пульсирующий характер работы скважин (с изменением состава УВ), коррелируемый с сейсмичностью, как и нефтегазопроявления в ликвидированных скважинах. Аномальный характер работы отдельных скважин связан с непосредственным влиянием разлома, деструкцией пород в приразломной зоне.

Отклонения величин пластового давления от гидростатического характера распределения отражают степень восстановления (релаксации) тектонофизической напряженности пород после их дилатансии. Время формирования таких залежей практически совпадает со временем образования ловушки и датируется периодом последней активизации разлома, т.е. эти залежи самые молодые.

Активизация разлома приводит к аномальной прогретости приразломных зон, фиксируемой и в современном температурном поле, к появлению геохимических, положительных магнитных и отрицательных гравиметрических аномалий. Теряется зависимость

между площадью залежи и количеством запасов с увеличением их плотности.

**Фактические промысловые материалы резко противоречат «закону» падающей добычи и имеют прямое отношение к феномену восполнения**

Происходит трансформация горизонтального облика залежи в вертикальный ряд скоплений с определенным смещением по площади и по глубине, с оставлением

**Во всех случаях установленного с разной степенью достоверности восполнения запасов УВ их источник в рамках принятой геологической модели не установлен**

следов древних ВНК. Вторичность таких залежей подчеркивается как составом УВ, так и трещиноватостью пород, осложненной образованием вторичных минералов, запечатывающих эти залежи.

Таким образом, ассоциация положительной и отрицательной структур, прошедших этапы последней пары активных и пассив-

### **На многих старых месторождениях наблюдается парагенетическая ассоциация положительной и отрицательной структур, разделенных разломом**

ных тектонических движений, предопределяет в общем случае ассоциацию первичных и вторичных залежей. Последние способны

### **Последние способны периодически подпитывать первые в соответствии с характером и масштабами сейсмичности пассивного этапа тектонического развития**

периодически подпитывать первые в соответствии с характером и масштабами сейсмичности пассивного этапа тектонического развития.

#### **Следствие феномена**

Исходя из этого напрашивается вывод о главном направлении нефтегазопроисхождения работ в пределах «старых» месторождений: поиск новых скоплений УВ в приразломных зонах активных раз-

### **Напрашивается вывод о главном направлении работ: поиск новых скоплений УВ в приразломных зонах активных разломов на различных глубинах в любой части разреза**

ломов на различных глубинах в любой части разреза, обладающей способностью повышенного

### **Все геофизические методы следует признать изначально равноценными, с тем чтобы затем правильно провести их градацию по эффективности**

трещинообразования (в т.ч. в кристаллическом фундаменте) как на приподнятом крыле разлома, так и на опущенном.

#### **КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

- Акцент сейсморазведки с изучением морфологических и динамических характеристик волнового поля околоразломного пространства смещается в сторону прямого прогнозирования и картирования нефтегазоперспективных ловушек УВ;
- Гравиразведка обеспечит градацию всех участков приразломного пространства, всех блоков по степени вторичного разуплотнения;
- Магниторазведка определит участки максимальной напряженности магнитного поля, как наиболее нефтегазоперспективные;
- Электроразведка решит задачи прямого прогнозирования мест развития вторичных скоплений УВ;
- Неотектонические — как и геохимические — исследования современных движений земной коры выделяют наиболее тектонически активные фрагменты разломов, непосредственно связанные с залежами;
- В процессе бурения необходимо обеспечение подъема ориентированного ядра для изучения параметров трещиноватости (азимут простирания, угол наклона, плотность трещиноватости, вторичная минерализация в соотношении с характером нефтегазопроявления и т.д.), проведение скважинной геофизики, способной к изучению трещиноватости в полном объеме;
- Немалое значение должно иметь лабораторное тектонофизическое моделирование, как обязательное условие ускорения процесса выработки и внедрения эффективной методики локального прогнозирования в производство;
- Использование и других новых методов (радиолокационных, различных модификаций скважинной сейсморазведки и т.п.).

При этом задачи, которые должны решаться рациональным комплексом геолого-геофизических исследований, сводятся к следующему:

оценка характера расчлененности приразломного пространства как по разрезу, так и по латерали с выделением главного и сопутствующих разломов с градацией разломов по степени активности и блоков по тектонофизическому состоянию;

реконструкция истории тектонического развития приразломного пространства с локализацией участка приразломной зоны, обладающего оптимальным соотношением условий образования первичных и вторичных залежей.

В связи с этими задачами каждый метод должен быть переориентирован на картирование (изучение) разлома и тектонофизических ловушек УВ в приразломной зоне (см. «Комплекс геофизических исследований»).

И если сегодня сейсморазведка и глубокое бурение являются основными (а чаще — единственными) способами изучения недр, то для успешного поиска приразломных залежей УВ все вышеперечисленные методы следует

признать изначально равноценными, с тем чтобы затем правильно провести их градацию по эффективности.

#### **Вопреки антиклинальной теории**

Перераспределение УВ между положительной и сопутствующей приразломной отрицательной структурами может достичь таких масштабов, когда локальное поднятие станет полностью лишены УВ. Последнее наблюдается на юге и востоке Западной Сибири, в центральной грабене Припятского прогиба.

Такое же могло случиться в других регионах с неясными перспективами нефтегазоносности (к примеру, в Московской и Мезенской синеклизах, в зоне сочленения Воронежской антеклизы и т.п.), где до сих пор не достигнуты желаемые результаты, хотя здесь есть все необходимые и достаточные условия для формирования скоплений УВ.

Любая догма чревата взрывом, уничтожающим эту догму. Вот и антиклинальная теория изжила себя, не преодолев свои

внутренние противоречия, не признавая ничего, кроме архимедовых сил, и таким образом так и не ответив на главный вопрос: каковы причины миграции УВ.

А они достаточно просты: УВ мигрируют из объема пород с избыточным давлением по направлению к пространству с дефицитом давления (к пьезоминимуму). Ведь не случайно установлено, что абсолютное число залежей УВ контролируются минимальными значениями приведенных пластовых давлений.

И это, прежде всего, относится, как ни странно, к антиклинальным ловушкам УВ, что также объясняется достаточно просто, если иметь в виду тектонофизические модели М.Гзовского.

Наглядно видно, что свод антиклинали в процессе ее роста подвержен тектонофизическому разуплотнению (дилатансии), способствующему формированию пьезоминимума — главному условию миграции УВ, удивительным образом совпадающего по направлению движения флюидов с архимедовыми силами, что в итоге и обеспечило локализацию скоплений УВ в своде антиклинали.

Но на каком-то этапе (пассивном) антиклиналь перестает расти, и по мере релаксации пьезоминимума архимедовы силы

становятся господствующими, продолжая питать свод углеводородами.

Необходимо вспомнить слова академика А.Пейве: «...рассматривая соотношение разломов и складок, прежде всего, необходимо резко подчеркнуть генетическое единство тех и других при ведущей роли глубинных разломов. Нельзя представить себе происхождение складок и складчатых зон вне связи с глубинными разломами. В природе имеются глубинные разломы, не сопровождающиеся складками, но не могут быть указаны складчатые зоны или полосы без глубинных разломов».

И развивая эту мысль, следует констатировать: нельзя представить себе положительную структуру, контролируемую разломом, без спутника - отрицательной структуры, способной при определенных условиях радикально изменить характер размещения скоплений УВ и их генезис.

#### Когда ППД становится вредным

Огромные средства направляются на поддержание пластового давления (ППД), а экологические последствия этих мероприятий трудно оценить. В то же время, исходя из приведенной

модели, существует реальная возможность избежать этих затрат и нагрузок на экологию (хо-

#### Любая догма чревата взрывом, уничтожающим эту догму. Вот и антиклинальная теория изжила себя, не преодолев свои внутренние противоречия

тя бы частично и постепенно), и прежде всего там, где уже зафиксированы признаки восполнения.

Восполнение запасов УВ происходит благодаря наличию раз-

#### Любое «старое» месторождение не исчерпало себя до того момента, пока не оценена роль спутника — «агрессора» — отрицательной структуры

ницы приведенных пластовых давлений в разрабатываемой и нижерасположенной питающей залежах (т.е. благодаря депрес-

#### ППД становится бессмысленно губительным и одновременно высокотратным занятием, прежде всего там, где уже зафиксированы признаки восполнения...

сии). ППД, как мера удержания необходимого уровня добычи, сводит эту депрессию и соответственно масштабы восполнения к минимуму, что может быть преодолено прекращением закачки агента в пласт, в первую очередь, на объектах, где однозначно установлены скважины с аномальным характером работы (по дебиту, по составу, по времени).

Участки этих скважин необходимо рассматривать как контролирующие потенциальные транзитные пути восполнения. Они подлежат предварительному специальному изучению с целью воссоздания промыслово-геологической модели сосуществования положительной и отрицательной структур (разделенных разломом), разрабатываемой и питающей залежей... 

## ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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



[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

# ПРИШЕСТВИЕ ЭЛЕКТРОКАРОВ ВНОВЬ ОТКЛАДЫВАЕТСЯ



В 2011 году у электромобильных проектов, свернутых во время кризиса, открылось второе дыхание. В то же самое время в России стартовали продажи легкового автомобиля Mitsubishi, работающего на электричестве. К концу года планировалось построить сеть зарядных станций. Но высокие цены на электромобили, а также ряд технических ограничений говорят о том, что в сколь-нибудь обозримом будущем перспективы этого вида транспорта плачевны.

**В** начале 2008 года правительство Москвы озвучивало планы пересадить водителей городских предприятий на

**Анатолий Чубайс на Rusnanotech-2011 объявил внедрение электромобилей одним из факторов — ни много ни мало — выживания человечества**

электромобили, построить зарядные станции, а также обеспечить частных покупателей налоговыми льготами. Ожидалось, что к 2015

году до 80% пассажироперевозок в столице будут осуществляться на транспорте, работающем на электроэнергии. Но грянул кризис, и большая часть проектов канула в Лету.

## Электромобилизация

Единственное, что реально сделано, — открыт автокомбинат на базе ГУП «Мосавтохолд» и выделено 114,5 млн рублей на покупку электромобилей. В начале 2010 года появились сообщения о том, что 38 изотермических фургонов с электродвигателями,

отрабатывая свой «зеленый» статус, развозят продукты по школам и больницам столицы.

Нетрудно подсчитать, что каждый микроавтобус обошелся в 3 млн рублей. Одного заряда хватает на 80 км. Что и говорить, достойное приобретение. Казалось бы, на этом этапе электромобилизация страны и остановится, но в 2011 году у нее открылось второе дыхание.

Анатолий Чубайс на Rusnanotech-2011 фактически объявил внедрение электромобилей одним из факторов — ни много ни мало — выживания человечества, которое в России должно начаться с аккумуляторов фирмы «Лиотех» (СП «Роснано» и Thunder Sky Group).

На таком в Новосибирске уже эксплуатируется троллейбус с автономным ходом, который используется в новых микрорайонах, где пока нет контактной сети.

Опыт решено переместить в Москву, городскую власть уже не устраивают десятилетиями эксплуатируемые виды электротранспорта с доказанной эффективностью — троллейбусы и трамваи. Столица объявила о планах выделить 700–800 млн рублей на приобретение в 2012-м около 100 электробусов на аккумуляторах «Лиотеха», которые будут курсировать по маршрутам городского общественного транспорта.

Кроме государственной, в 2011 году активизировалась и частная инициатива. Дистрибьютор Rolf начал продажи автомобиля Mitsubishi I-MiEV. Изначально, по сообщениям Московской объединенной электросетевой компании, планировалось открыть в Москве к концу года 28 зарядных станций. Но пока их только две — в районе станции метро «Павелецкая» и на Садовнической улице. Фирма Revolta, непосредственно занимающаяся созданием зарядной инфраструктуры, не уточняя количества, обещает построить новые в следующем году. А самих электрокаров к концу года было продано всего 29.

Из российских производителей «АвтоВАЗ» продемонстрировал электровариант автомобиля «Lada Kalina» (ELLada) и озвучил

## ВТОРОСТЕПЕННЫМ НЕ НАЗОВЕШЬ

Важная, но не критичная тема — время зарядки аккумуляторов. Каждый год нам обещают прорыв, который обеспечит полную зарядку за шесть, пять, а то и за три часа. Наиболее оптимистичные обещания говорят о том, что за 20 минут можно зарядить аккумулятор на 80%. Но обещания пока обещаниями и остаются.

Здесь положение могло бы спасти создание более емких аккумуляторов, и в последнее время часто ссылаются на некие перспективные разработки, которые ведутся в Японии. Но история электромобилей заставляет усомниться в оправданности ожиданий.

При эффективной скорости большинство электромобилей могут проехать до 150 км. На практике можно смело отнять от этого как минимум 50 км, так как водитель (особенно в городе) вынужден постоянно менять скорость, маневрировать. Кроме того, аккумуляторы проблематично использовать при низких температурах — они быстро разряжаются.

Недавно компания Volvo протестировала свой электромобиль в условиях мороза. Он проехал менее 100 км. А проблему обогрева салона производитель решил хитростью — на автомобиле был установлен бак с биоэтанолом емкостью 14 л. В противном случае на эти цели ушла бы значительная доля заряда.

А экология? Пока не произошел прорыв, в электромобилях будут использоваться свинец и щелочь, литий и кислоты. И в то время как европейцы наслаждаются отсутствием выхлопов у их электромобилей, в Китае функционируют предприятия по утилизации аккумуляторов. А эти производства чрезмерно токсичны. Повсеместное внедрение электромобилей приведет к увеличению объемов производства и утилизации батарей. При этом достаточно посмотреть на состав любого аккумулятора, чтобы понять, что производство этих устройств не менее вредно, чем их утилизация. Куда прикажете перенести утилизационные предприятия и кто готов жертвовать своим здоровьем ради благополучия той же Европы?

Следующая тема — электрогенерация. В мире большая часть электроэнергии производится путем сжигания топлива. Лишь небольшая доля приходится на ВИЭ, причем развитие такой генерации ограничено по естественным причинам и ни один из возобновляемых источников не может рассматриваться как полноценная замена традиционной энергетики.

Иными словами, в обозримом будущем мы по-прежнему будем жечь уголь, газ, нефтепродукты, чтобы получить электричество. Жечь моторное топливо, чтобы, пропустив электроэнергию по линиям электропередачи, трансформаторным подстанциям и т.д., получить на выходе КПД порядка 25–30%. В то время как КПД двигателя внутреннего сгорания составляет 36–41%. Понятно, что конечный электропотребитель не увидит выхлопов из своего автомобиля, но за автомобиль вдвойне потрудится электростанция.

планы по его серийному выпуску. Испытания проходят в Ставропольском крае. Цена опытного образца примерно 1 млн рублей.

Если судить по обилию и частоте новостей, может сложиться впечатление, что в скором времени электромобили станут массово использоваться в нашей стране и займут существенную долю рынка. В конце концов, пиаром этого вида транспорта занимаются многие мировые державы и крупнейшие автопроизводители: не может быть, чтобы это все было пустым звуком. Оказывается, может.

### Лишь отголоски

Озвучиваемые в нашей стране планы — лишь слабые отголоски наполеоновских планов ЕС по увеличению количества легкового электротранспорта. Важным шагом со стороны европейских чиновников стали колоссальные льготы для покупателей. Самые щедрые субсидии на приобретение электромобилей обеспечили Дания — 20,6 тыс. евро и Норвегия — 17,5 тыс. евро.

О том, насколько эти меры на самом деле помогают продвижению электромобилей, свидетельствуют следующие цифры: за первое полугодие по всей Европе было продано всего 5 тыс. электромобилей, причем доля электрокаров по отношению ко всему европейскому автопарку составляет 0,07%.

Рекордсмен по доле электромобилей в регионе — Норвегия (1,23%). Для них построено 2,4 тыс. зарядных станций. Но в абсолютных величинах электроэнтузиазм в этой стране не слишком заметен — 850 штук за первое полугодие 2011 года.

С точки зрения потребителя все ясно — цена кусается. По



Уверен, что нас ожидает возвращение к теме газификации автотранспорта по учащенному графику: «Газпром» испытывает нарастающие трудности с европейским рынком сбыта и самые настоящие проблемы с азиатским.

Два из наиболее простых, казалось бы, решений — активное поступательное продвижение к равнодоходности газа с одновременным увеличением объемов потребления на внутреннем рынке.

Первый сценарий так и развился, но власть стухнула первой: крутой взлет цен на газ мог обернуться коллапсом экономики. Струхнула в том числе и за «Газпром» — природный газ так и остался бы — природным.

Второй же сценарий своим переходом из теории в практику может быть обязан только самому «Газпрому», если он сам этого сильно захочет. Пока монополия все еще по привычке выжидает случая, когда государство само за него создаст новые рынки, сколь административно, столь и масштабно переведя бензиновые двигатели на газовые.

В инвестиционные планы «Газпрома», иными словами, крупные вложения в транспортную газификацию не входят, хотя сами газовики на всех углах только и говорят о непревзойденной эффективности применения газа в моторах. Нет капиталовложений — откуда возьмется достаточное число двигателей, их производителей, надежное газобаллонное оборудование, заправки? В устав какой компании вписан пункт о расширении рынков «Газпрома»?

Парадоксально, но газомоторная ситуация полностью соответствует пониманию монополией своей маркетинговой политики и исторической предназначенности: рынки сами должны стелиться перед ней. А они — ни европейские, ни азиатские (и уже даже ни российские транспортные) — не стелятся, придумывая всякие там нетрадиционные виды традиционного газа, ВИЭ или СПГ.

Самое интересное — им наша газовая стратегия выжидания лучших времен (Европа, мол, рано или поздно опухнет от газового голода из-за безъядерщины, позеленения от дорогущих ВИЭ и дурацкой либерализации газовых рынков; хитроумный Китай покается из-за грядущего дефицита энергоносителей; а зачавшие в России бензиновые кризисы сами укажут ориентиры на газ) только на руку: где ограничат, а куда и не пустят.

Вот и с газомоторным рынком «Газпром» чего-то выжидает... Конца нефтяной эры или поминков по электромобилям? И тогда желаемый рынок сам по себе возникнет?

#### НИКОЛАЙ НИКИТИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

стоимости электромобили прочно обосновались в премиальном сегменте, но их потребительские качества отнюдь не премиальные:

### Экспериментами с электромобилями занимаются не какие-то там гонимые энтузиасты, а компании с мировым именем

пробег невелик, зарядка аккумулятора требует в среднем 8 часов (от бытовой сети) и т.д.

### Но электромобили в сколь-нибудь обозримом будущем не составят конкуренции традиционному автотранспорту и останутся не более чем пиар-игрушками

И производителей можно понять — комплектующие недешевы, спрос минимальный, соответственно, производство небольшое. Но при этом свои электропроекты есть практически у всех крупных автопроизво-

дителей: Toyota, Volvo, BMW, Renault и т.д.

В 2011 году Daimler AG и Robert Bosch GmbH создали совместное предприятие, которое к 2020 году намерено произвести до миллиона электрических двигателей, ориентированных в первую очередь на автомобили Mercedes-Benz и Smart.

#### В премиальном сегменте

На фоне малой эффективности европейских дотационных программ российские инициативы выглядят еще менее убедительно. Rolf ведет переговоры с Москвой, Калужской областью, Краснодарским краем и Татарстаном о предоставлении льгот владельцам электромобилей. С администрацией Калужской области даже был подписан меморандум, предполагающий отмену для владельцев электромобилей транспортного налога.

Предлагается также отменить таможенные пошлины на электромобиль Mitsubishi, которые

составляют порядка 600 тыс. рублей. Учитывая нынешнюю его цену около 1,8 млн рублей, даже в случае отмены пошлин этот автомобиль все же останется в премиальном сегменте, где наличествуют существенно более предпочтительные бензиновые конкуренты.

Тут будет кстати вспомнить о том, что у нас в стране лишь порядка 47% легковых автомобилей моложе 10 лет, а из оставшихся свыше 16% выпущены до 1987 года. Притом больше половины автомобилей — отечественного производства, а самые популярные иномарки — Toyota Corolla и Ford Focus. То есть речь идет об автомобилях, которые минимум в два раза дешевле Mitsubishi i-MiEV. Емкость рынка дорогих автомобилей, на котором играют электрокары, чрезвычайно низка.

Стоит также обратить особое внимание на то, что в любом плане развития легкового электротранспорта в одном ряду с электромобилями стоят гибриды, а зачастую (как в Китае) и автомобили на водородных топливных элемен-

тах. К примеру, Германия хочет к 2020 году довести количество электромобилей и гибридов до 1 млн. Благодаря этому объединению необъединяемых по сути вещей планы и статистика электромобилей выглядят более внушительно на фоне их довольно убогой действительности. По сути, мы с уверенностью можем сказать, что электромобили в сколь-нибудь обозримом будущем не составят конкуренции традиционному автотранспорту и останутся не более чем пиар-игрушками.

### Позавчерашний день

Электромобили принято воспринимать как некую инновацию, шаг в будущее. Но они отнюдь не

изобретение сегодняшнего или даже вчерашнего дня. Электричество вступило в конкурентную борьбу с нефтяными топливами на заре автомобильной эры.

Первым автомобилем, разогнавшимся до 100 км/ч, стал работавший на электричестве La Jamais Contente в 1899 году. Что интересно, через пять лет на выставке в Париже был даже представлен гибридный автомобиль. Но потребительские качества электромобилей в итоге оказались ниже, чем у бензиновых конкурентов.

Интересная статистика — в 1910-х годах продажи электромобилей «Детройт Электрик» составляли 1–2 тыс. в год. Для автомобильного рынка того перио-

да это гигантское число. На таких электрокарах ездили жена Генри Форда, Джон Рокфеллер и Томас Эдисон. Последний еще и разработал железо-никелевый аккумулятор, которым комплектовались некоторые из автомобилей. Такой аккумулятор позволял проехать 130 км на одной зарядке.

### По стоимости электромобили прочно обосновались в премиальном сегменте, но их потребительские качества отнюдь не премиальные

Концептуально с тех пор ничего не изменилось: достаточно взглянуть на статью «Автомобиль» в энциклопедии Брокгауза и Ефрона (1911 год).

### До аккумулятора с КПД до 40% доходит лишь 25–30% электроэнергии, получаемой за счет расточительного сжигания углеводородных ресурсов

Электромобили как массовые транспортные средства проиграли бензиновым авто в прошлом и проигрывают в настоящем. Но будущие сегодня разработки — это проба сил, это эксперименты с материалами и накоплением энергии. Главное — не ждать от них того, чего они здесь и сейчас дать не могут.

### Пока продолжается марафон с электромобилем со 100-летней историей, не лучше ли использовать газ? Дальше, выше, сильнее!

Наверное, в будущем какая-то из развивающихся сегодня технологий выстрелит, и электрокары заменят автомобили с двигателями внутреннего сгорания. А пока они отрабатываются и совершенствуются, не является ли газ единственной реальной альтернативой и бензину, и дизелю, и электричеству? Экологичность, пробег и надежность у него существенно выше.

**ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ**  
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года




**НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ**  
ngv.ru

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

# ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ: МОМЕНТ ИСТИНЫ

**«Всем заинтересованным сторонам необходимо действовать без промедлений. Сотрудничество, инновации, обмен информацией — все это требует совместных усилий, если речь идет об электромобилях (ЭМ) как реальной альтернативе существующим транспортным средствам».**  
Этим вступлением начинается выпущенный компанией «Эрнст энд Янг» детальный отчет, посвященный проблемам и возможностям, с которыми сталкиваются участники современного рынка электромобилей...

**Джил Форер**, руководитель международной практики «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг в области чистых технологий: «Электромобили сходят с конвейера на улицы наших городов. В следующие четыре года во всем мире существенно вырастет количество гибридных и плагин-гибридных автомобилей, а также классических электромобилей.

Компании различной специализации работают день и ночь, объединяют усилия, стараясь максимально эффективно реализовать связанные с ЭМ возможности и преодолеть трудности этапа внедрения.

Однако все репетиции прошли, пора играть премьеру. Чтобы создать индустрию ЭМ всерьез и надолго, обеспечить позитивное восприятие со стороны покупателей в целом, потребуются большая работа и межотраслевая координация».

**Джефф Хеннинг**, руководитель международного направления «Эрнст энд Янг» по оказанию консультационных услуг компаниям автомобильной промышленности: «Очевидно, что ЭМ занимают свое место в портфеле продукции автопроизводителей и в последующем будут играть ключевую роль в решении сложных задач по обеспечению мобильности».

**Иван Бончев**, директор, руководитель группы по оказанию услуг предприятиям автомобильной отрасли в СНГ: «Хотя ЭМ вплоть до сегодняшнего дня остаются нишевым продуктом, все крупные производители автомобильной отрасли в настоящее время ведут разработки в области экологичного транспорта. Некоторые из них уже вполне успешно реализуют свои первые автомобили на рынке.

Это недвусмысленно подтверждает, насколько важным считается данный сегмент. Дальнейшее масштабное проникновение на рынок, в первую очередь, будет определяться ценами на энергоносители, наличием необходимой нормативной базы, объемом и характером государственного субсидирования, а также успешностью работ по снижению стоимости батарей».

В отчете приводятся следующие рекомендации:

*(1) Увеличение объемов производства и расширение ассортимента автомобилей*

Рынок ЭМ должен расти и развиваться, обеспечивая удовлетворение потребностей клиентов в различных сегментах, а не только «первопроходцев». Для населения это будет означать, что каждый сможет подобрать себе модель электромобиля нужного

класса, а для операторов корпоративных парков — что подходящую модель можно будет закупать в объемах, делающих такие закупки целесообразными.

*(2) Формирование стандартов и протоколов инфраструктуры, определяющих развитие моделей бизнеса*

Государство и отраслевые организации должны в тесном взаимодействии заняться разработкой и принятием единых стандартов (например, соглашения автопроизводителей ЕС о стандартизации зарядных разъемов и спецификаций программного обеспечения). Отсутствие стандартов на уровне технологической платформы сдерживает масштабную реализацию решений.

*(3) Чем проще, тем лучше*

Потенциальных покупателей отпугивают обилие региональных инициатив и пестрота требований к разрешительной документации. Компании, которые смогут предложить, каким образом можно с максимальной простотой финансировать приобретение электромобилей и организовывать заказ и установку батарей с получением необходимых согласований, помогут тем, кто занял выжидательную позицию. Для решения этой задачи потребуется заключение партнерских союзов на всех участках технологической цепочки.

*(4) Комплексные меры по удовлетворению потребностей покупателей*

Потребители не примут электромобили как новый продукт, если им не будет предложена четко отлаженная система финансирования, покупки, заправки и обслуживания.

*(5) Машина как гаджет (iCar)*

Электрификация транспорта еще на шаг приближает автомобиль к категории бытовых приборов. Технологии ЭМ + сногшибательный промышленный дизайн + революционный интерфейс = автомобиль, привлекающий массового покупателя.

*(6) Решение проблемы остаточной стоимости батарей*

Базовый прогноз остаточной стоимости батарей потребует скоординированных усилий со стороны разработчиков, исследователей, энергетиков и предпринимателей. Возможно, понадобится создать проектные стандарты, которые позволят скомпоновать современные батареи, отличающиеся разбросом форматов и назначений, в единый комплект для использования по какому-либо новому назначению или обеспечить перезарядку до сколько-нибудь существенного уровня.

*(7) Повышение осведомленности*

ЭМ останется технологией завтрашнего дня до тех пор, пока так думает большинство потребителей. Необходимо разработать коммуникационные стратегии, которые позволят расширить осведомленность массового потребителя и развеять заблуждения, связанные с технологиями ЭМ.

*(8) Эффективные методы стимулирования переоснащения автопарков*

Операторы корпоративных автопарков — идеальные кандидаты на роль испытателей ЭМ, учитывая сложившийся характер маршрутов поездок и оптимиза-

цию совокупной стоимости владения, которая обеспечивается благодаря ЭМ. Вместе с тем, величина затрат на первоначальное приобретение ЭМ остается серьезным препятствием. Государству следует снизить цену ЭМ на уровне продажи, а не предлагать налоговые льготы корпорациям. Это даст операторам автопарков аргументы для обоснования целесообразности перехода на ЭМ.

*(9) Мыслить нешаблонно*

С приходом ЭМ пришла пора наконец взглянуть на автомобиль под новым углом: какое место он занимает в концепции обеспечения мобильности, какие новые модели бизнеса предлагает или какие новые участники появляются в экосистеме ЭМ.

*(10) Системный подход*

Текущий этап имеет решающее значение для всей отрасли ЭМ. Поэтому производители, интеграторы, изготовители батарей, энергетики, специалисты по развитию инфраструктуры — все должны объединить усилия в ликвидации недочетов технологической цепочки. Для создания устойчивой экосистемы ЭМ необходимы творческие партнерские отношения.

*(11) Международное сотрудничество*

Обмен опытом и практически наработками, накопленными в результате испытаний ЭМ, проводящихся по всему миру, будет полезным для всей отрасли, как и поиск возможностей для заключения партнерских союзов исходя из соображений взаимной выгоды. 

# НЕФТЬ И ГАЗ РОССИИ '2011: ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИТОГИ ПО НАЕЗЖЕННОЙ КОЛЕЕ



АНДРЕЙ МЕЩЕРИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Стабильно высокие мировые цены на нефть, неопределенность перспектив развития экономической ситуации в странах — основных потребителях энергетического сырья, да и предстоящие перемены в российских властных структурах не благоприятствовали росту деловой активности в нефтегазовом секторе страны. Впрочем, движение по наезженной колее не помешало хорошо заработать и государству, и представителям нефтегазового бизнеса.

На фоне замедления падения нефтедобычи на старых месторождениях крупные проекты, начатые в прошлые годы, обеспечили умеренный рост нефтедобычи. Компании стали больше внимания уделять оптимизации фонда скважин и охотнее вкладывали деньги в эксплуатационное бурение.

Физические объемы переработки нефти росли активнее, чем ее добыча. Но количество так и не переросло в качество: глубина переработки уменьшилась, а выход темных нефтепродуктов — увеличился.

«Газпром» практически не увеличил добычу газа, но благодаря активности нефтяных компаний и независимых производителей смог увеличить экспортные поставки.

Обошлось без крупных потрясений. Но и проблемы, мешающие обновлению ресурсной базы и структурной оптимизации, остались нетронутыми. Обновленная власть что-то изменит?

**К**лючевым фактором, влияющим на состояние нефтегазовой отрасли России, остается конъюнктура

мировых энергетических рынков. В этом смысле в прошлом году нам в очередной раз чрезвычайно повезло.

## Черное золото

Средняя за 2011 год цена нефти Urals составила \$109,3/баррель по сравнению с \$78,2/баррель годом ранее. Дополнительные \$31,1 с каждого барреля экспортируемой российской нефти — весьма солидный бонус, большая часть которого упала в федеральный бюджет.

Как отмечает Минэкономразвития РФ, на нефтяные котировки большую часть года влияли политические волнения в Ливии, в странах Ближнего Востока и Северной Африки, на фоне которых в цены на нефть были заложены значительные премии за риск. Немаловажно, что при всех колебаниях цен среднемесячный уровень стоимости барреля Urals оставался достаточно высоким (см. «Динамика среднемесячных цен Urals»).

Согласно данным, публикуемым Минэкономразвития РФ, цены на природный газ в 2011 году продолжали восстанавливаться, однако пока они так и не достигли докризисного уровня. Средние контрактные цены на российский природный газ, по сведениям МВФ, на границе Германии в 2011 году выросли относительно 2010 года на 28,9%, составив \$381,5 за 1000 м<sup>3</sup>. Средние контрактные цены на российский природный газ в декабре 2011 года составили \$436,0 за 1000 м<sup>3</sup>. За год цена подросла на 38,7%.

Дорогие углеводороды еще больше закрепили сырьевую зависимость экономики России. Более 63% экспортной выручки страна заработала на вывозе продукции нефтегазового комплекса (см. «Доля нефтегазового комплекса в экспортной выручке России»).

Театрально сокрушаясь по поводу того, что основные доходы страна получает от сырьевого экспорта, заявляя о необходимости больше сырья перерабатывать дома, чтобы продавать за ру-

без продукцию с высокой добавленной стоимостью, правительство ничего не сделало для того, чтобы изменить ситуацию.

Как следствие, в структуре экспортной выручки, заработанной нефтегазовым комплексом, доминируют сырьевые товары — нефть, мазут, газ. Сколь-либо существенных изменений в составе экспортной выручки, зарабатываемой отраслью, так и не произошло (см. «Структура выручки от экспорта продукции нефтегазового сектора РФ»).

На высоких мировых ценах на нефть разбухли и ставки налога на добычу. Доля НДС в составе налоговых доходов федерального бюджета достигла 45%. В 2011 году в государственную казну поступило около 2 трлн рублей НДС.

Собственно, не бедствовали и нефтяники. Например, чистая прибыль «Роснефти», рассчитанная по стандартам US GAAP, выросла почти на 20% и достигла \$12,45 млрд. Аналогичный показатель «Газпром нефти» улучшен по итогам 2011 года более чем на 70% и достиг \$5,35 млрд.

### Нефтедобыча. Умеренный рост

В прошлом году российские нефтяники продолжили наращивать объемы добычи жидких углеводородов. Конечно, им уже вряд ли удастся повторить абсолютный рекорд, достигнутый в 1987 году. Тогда на территории РСФСР было добыто почти 570 млн тонн нефти и конденсата. И все же минувший год был самым сильным в постсоветской отраслевой истории страны.

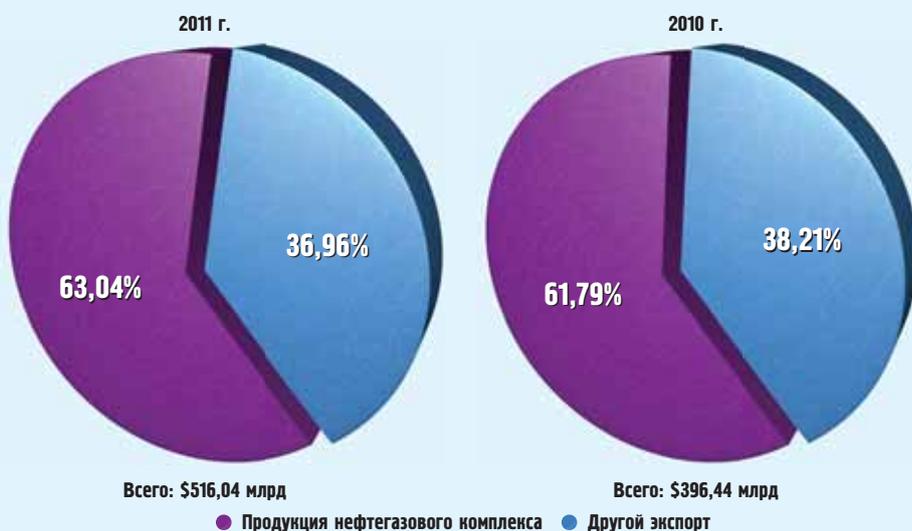
К тому же наша страна увеличила долю на мировом рынке нефти с 12,7% до 12,8% и в очередной раз превзошла по объемам добычи жидких углеводородов главного соперника — Саудовскую Аравию. Правительственные чиновники любят напоминать об этом, привычно упуская такую «мелочь», как сознательное притормаживание добычи аравийской нефти для поддержания цен на мировом рынке. Простительное лукавство: крайне редко Россия оказывается на пье-

### Динамика среднемесячных цен Urals



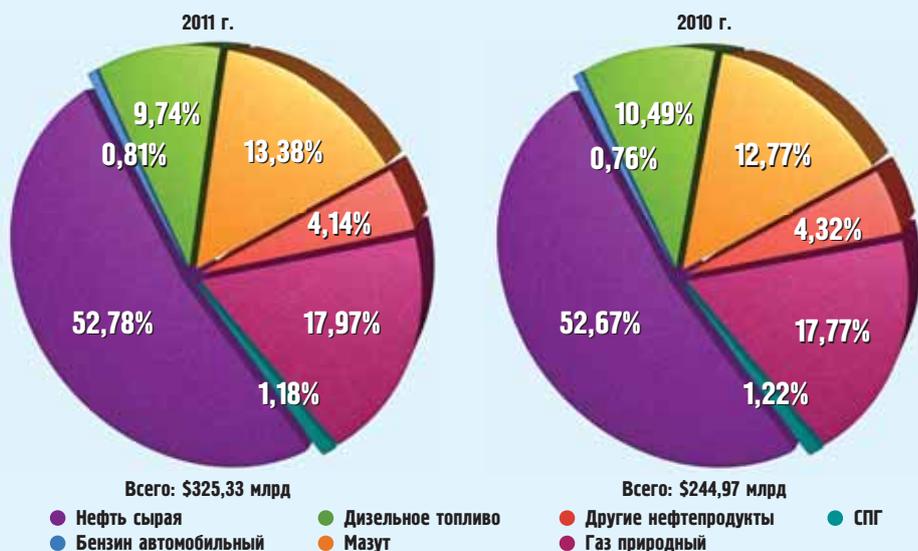
Источник: ФНС России

### Доля нефтегазового комплекса в экспортной выручке России



Источник: ФТС России, расчеты НГВ

### Структура выручки от экспорта продукции нефтегазового сектора РФ



Источник: ФТС России, расчеты НГВ

десталах мировых рейтингов экономических достижений, а так нужны поводы для гордости.

## Дорогие углеводороды еще больше закрепили сырьевую зависимость экономики России: более 63% экспортной выручки пришлось на отраслевую продукцию

Главное, чтобы рост физических объемов нефти не воспринимался как манна небесная. А такая опасность есть. Эйфория от позитивной динамики нефтедобычи мешает правительственным чиновникам всерьез заняться отраслевыми проблемами, которые накапливаются годами.

## Россия увеличила долю на мировом рынке нефти с 12,7% до 12,8% и опять превзошла по объемам добычи жидких углеводородов Саудовскую Аравию

Похоже, лишь явное снижение объемов добычи заставит власть обратить внимание на то, что действующие сейчас правила игры подавляют инвестиционную активность, как в обустройстве новых месторождений, так и в вос-

## Похоже, рост добычи постепенно выдыхается. Вряд ли такое развитие событий можно назвать неожиданным...

полнении ресурсной базы. И происходит все это на фоне естественного истощения базовых месторождений, удорожания добычи и ухудшения качества еще не освоенных запасов.

## Не замечать угрозы падения добычи помогают высокие цены на нефть и стремление нефтяников заработать на мировой конъюнктуре

Не замечать эти угрозы помогают высокие цены на нефть и стремление нефтяников заработать на благоприятной конъюнктуре мировых рынков, пока еще сохраняется такая возможность.

В 2011 году в России было добыто 511,42 млн тонн нефти и конденсата. Рекорд, установлен-

### Темпы прироста нефтедобычи в России

в % к предыдущему году



Источник: расчеты НГВ

ный годом ранее, улучшен на 1,25%.

Правда, этот прирост существенно меньше соответствующего результата предыдущего года, когда добыча нефти и конденсата выросла на 2,2%. И, вообще, нынешняя прибавка — один из самых низких показателей десятилетия (см. «Темпы прироста нефтедобычи в России»).

Похоже, рост добычи постепенно выдыхается. Вряд ли такое развитие событий можно назвать неожиданным...

«Снижение темпов роста добычи нефти в 2011 году связано с недостатком ресурсных мощностей из-за постепенного истощения старых месторождений, замедления темпов ввода в эксплуатацию новых месторождений», — отмечает Минэкономразвития РФ.

Похожую оценку происходящему министерство высказывало и годом ранее. Но не заметно, чтобы из этих справедливых наблюдений делались практические выводы.

Замещение выпадающей добычи на старых месторождениях вводом новых значимых месторождений не поставлено на поток. Безусловно, Ванкорский проект дал мощный импульс обновлению производственной базы нефтедобычи. Но промышленная добыча началась там еще в 2009 году. Первая нефть следующего крупного проекта — Приразломного — ожидается в 2012 году.

Между этими событиями — два года инерционного развития. Да, введено в эксплуатацию еще несколько месторождений. Да, продолжалось расширение ранее начатых проектов. Но этого явно недостаточно для уверенного взгляда в будущее. Увы, в ситуа-

ции, когда новые проекты реализуются от случая к случаю, провалы в объемах добычи неизбежны.

За прошлый год добыча нефти и конденсата в России выросла на 6,3 млн тонн. Годом ранее прибавка была на 4,6 млн тонн больше. В чем дело?

В 2010 году ванкорская нефть добавила к общероссийскому результату 9,06 млн тонн нефти, а в прошлом году прирост добычи по этому месторождению замедлился до 2,3 млн тонн. Вклад других, менее крупных проектов, позволил лишь несколько смирить естественное снижение темпов роста на крупнейшем новом месторождении...

Получается, что на протяжении последних лет громкие отраслевые достижения жидутся на одном-единственном проекте. В масштабах России — крайне неустойчивое равновесие.

Справедливости ради нужно признать, что по мировым меркам ситуация в российской нефтедобыче вполне благополучна. По сведениям «РИА-Аналитика», с положительной динамикой прошлый год завершили лишь 17 из 44 основных нефтедобывающих государств.

В Великобритании добыча нефти упала на 17,5%, в Австралии — на 16%. Не говоря уже о Ливии (-70%) и Йемене (-31%). Но, с другой стороны, Колумбия нарастила годовую добычу на 16,3%, а Саудовская Аравия, как ни старалась притормаживать, все же прибавила за год 12,1%...

### План по валу?

Но нужна ли нам вообще гонка за новыми рекордными объемами? Это в советском прошлом все внимание было приковано к

валовым показателям. В условиях рыночной экономики на первый план выходят коммерческие резоны.

А с этой точки зрения нам важно добывать нефти все больше и больше? Или нет?

К сожалению, российская власть уже много лет не удосуживается дать внятные ответы на ключевые вопросы стратегического развития отрасли. С одной стороны, порицается «сырьевое проклятие». С другой стороны, для оплаты безмерных социальных обещаний нужно все больше нефтедолларов — альтернативы попросту нет.

Понятно, что государство заинтересовано в том, чтобы нефти добывалось и экспортировалось как можно больше — это главная статья бюджетных доходов. Однако на практике не только расширять, но поддерживать добычу при существующей базовой налоговой нагрузке нереально.

Нефтяники готовы начинать новые проекты только в обмен на щедрые фискальные послабления. Но если освобождать «новую» нефть от налогов и экспортных пошлин, зачем эти дополнительные объемы государству, главный интерес которого в выполнении бюджета?

Показательна история с Приразломным месторождением, ввод в разработку которого откладывается из года в год. Идет торговля за льготы. Инвестор хочет получить полное освобождение от экспортной пошлины на 6 лет или пониженную ставку на 9–12 лет. Для государства в этом случае проект резко теряет привлекательность. Это во многом объясняет пробуксовку с реализацией проекта.

В ЯНОО сроки ввода 9 месторождений перенесены на 6–7 лет. Будет неполучено в срок около 150 млн тонн нефти. Опять же, все упирается в цену вопроса — для недропользователей и государства.

«Томскнефть» имеет лицензии на разработку 51 месторождения, из которых — к неудовольствию местных властей — не разрабатываются 22 месторождения. «Роснефть» не спешит развивать проект разработки Юрубчено-Та-



хомского месторождения, продолжая вести переговоры с правительством о налоговых льготах. «Газпром нефть» грозит заморозить проекты разработки Мессояхинского, Курумбинского и Новопортовского месторождений, если под них не будут предоставлены налоговые преференции...

Ответом на эти притязания нефтяников можно считать недавнее высказывание замминистра энергетики Сергея Кудряшова, заявившего, что в ближайшие 4–5 лет не следует ожидать запуска в разработку новых крупных месторождений, придется сосредоточиться на повышении параметров существующих месторождений: «Мы поняли, что профиль добычи и доходы государства в ближайшие годы зависят не от того, как мы будем работать на шельфе, а от того, как будем работать в тех регионах, в которых присутствуем».

Более чем прозрачный намек на то, что правительству не нравится перспектива поощрять налоговыми льготами разработку новых месторождений. Но и интенсификация работ на старых месторождениях требует значительных инвестиционных затрат, которые недропользователи мечтают разделить с государством.

Так, «Газпром нефть» имеет возможность в течение ближайших 8 лет вовлечь в разработку более 300 млн тонн трудноизвлекаемых запасов нефти, но — опять же — в обмен на более щадящий налоговый режим. По оценкам вице-президента ЛУК-ОЙЛа Леонида Федун, снижение российской нефтедобычи можно отсрочить с 2015 года на 4–5 лет за счет повышения КИН, обусловленного снижением налоговой нагрузки.

Но насколько обоснованы претензии нефтяников? Недавно в ЛУК-ОЙЛе провели любопытные расче-

**В ЛУКОЙЛе провели расчеты: применили российскую налоговую систему к зрелому месторождению из Техаса — рентабельная добыча тотчас упала на 42%...**

ты: применили российскую налоговую систему к зрелому месторождению из Техаса — рентабельная добыча тотчас упала на 42%...

**Итоги минувшего года вновь привлекают внимание к проблеме региональных перекосов: огорчает ситуация в базовом регионе нефтедобычи — ХМАО-Югре**

Словом, множится число примеров, указывающих на то, что власть и бизнес приближаются к той черте, когда честный и серьезный разговор о стратегических целях и перспективах нефтедо-

**Недропользователям часто выгоднее осваивать месторождения в новых регионах, где можно получить льготы, чем интенсифицировать добычу на старых**

бычи откладывать дальше станет невозможным. Сейчас растущие

**Нефтедобыча на Востоке России растет впечатляющими темпами. Только за прошлый год объемы полученной здесь нефти выросли на 39,2%**

цены на нефть позволяют нефтяникам наращивать абсолютную массу прибыли даже на фоне па-

дения добычи (наиболее яркий пример — ЛУКОЙЛ). Но нефть не будет дорожать всегда, а значит,

**Хотя главной опорой нефтедобычи были и остаются ВИНК, их доля неуклонно снижается на протяжении ряда лет. Причем, ускоряющимися темпами**

в будущем российскому правительству придется пересмотреть свое отношение к целесообразно-

**Независимым производителям нередко приходится с чистого листа создавать собственную производственную инфраструктуру**

сти обеспечения роста или даже стабилизации нефтедобычи.

#### **Восток и Запад**

Итоги минувшего года вновь привлекают внимание к проблеме региональных перекосов в отраслевой политике. Прежде всего, огорчает ситуация в базовом регионе нефтедобычи — Ханты-Мансийском АО. Здесь добывается больше половины объема российской нефти.

**Год назад В.Путин впервые признал, что интересы крупных компаний зачастую ставятся выше интересов развития отрасли в целом: дальше дело не пошло**

В прошлом году нефтяники Югры добыли 262,48 млн тонн жидких углеводородов. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти

**После затянувшегося на годы периода игнорирования независимого сегмента нефтедобычи в прошлом году появились первые признаки изменений**

и конденсата в ХМАО сократилась на 1,3%. Годом ранее она падала на 1,7%. Только за два последних года вклад Югры уменьшился с 54,74% до 51,32% российской нефтедобычи.

Специалисты утверждают, что 10 млрд тонн нефти, добытых к

**Вклад компаний в нефтедобычу Восточной Сибири, млн т**

	2011 г.	2010 г.	Изменение
Ванкорнефть	15,002	12,700	18,13%
Верхнечонскнефтегаз	5,023	2,603	92,97%
Сургутнефтегаз (Якутия)	5,385	3,319	62,24%
Прочие производители	1,788	0,917	95,01%
<b>Всего</b>	<b>27,198</b>	<b>19,539</b>	<b>39,20%</b>

Источник: отчеты компаний, расчеты НГВ

настоящему времени на территории Югры, исчерпали потенциал региона всего лишь на треть. Равноценной замены нефти ХМАО нет ни сейчас, ни в обозримом будущем.

По оценкам Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, в разработку можно ввести более 200 месторождений Югры с разведанными запасами углеводородов. Запасы этих месторождений превышают 1 млрд тонн.

Однако в условиях действующей системы изъятия части нефтяных доходов в федеральный бюджет недропользователям часто выгоднее осваивать месторождения в новых регионах, где можно получить льготы, чем интенсифицировать добычу на старых месторождениях Западной Сибири или вводить здесь в разработку новые, уже разведанные месторождения.

Иная ситуация наблюдалась в относительно новых регионах нефтедобычи. В Иркутской области добыча нефти в прошлом году практически удвоилась и достигла 6,52 млн тонн. Основной прирост обеспечен благодаря развитию проектов разработки Верхнечонского (СП «Роснефти» и ТНК-ВР) и Ярактинского (Иркутская нефтяная компания) месторождений — до 5,0 млн тонн (+93%) и 1,12 млн тонн (+95%) соответственно. НК «Дулисьма», разрабатывающая одноименное месторождение, увеличила годовую добычу в 6 раз, до 317 тыс. тонн.

На 9,5%, до 11,5 млн тонн, выросла в 2011 году добыча нефти в Томской области. Здесь отличились небольшие независимые компании, которые нарастили добычу в среднем на 28%, до 4,26 млн тонн.

В Красноярском крае благодаря Ванкорскому проекту добыча

нефти в прошлом году выросла на 17,5%, до 15,15 млн тонн. В наступившем году в Якутии планируется добыть 7 млн тонн нефти — примерно в 3 раза больше, чем в 2010 году. В конце минувшего года «Сургутнефтегаз» ввел здесь в эксплуатацию свое третье месторождение — Северо-Талаканское.

В целом нефтедобыча на Востоке России растет впечатляющими темпами. Только за прошлый год объемы полученной здесь нефти выросли на 39,2%. Среднесуточная добыча увеличилась с 63,65 тыс. тонн в январе до 83,75 тыс. тонн в декабре 2011 года, на 31,58% (см. «Среднесуточная динамика нефтедобычи в Восточной Сибири в 2011 году»).

Все основные недропользователи, добывающие нефть в восточной части России, показали очень высокую динамику роста (см. «Вклад компаний в нефтедобычу Восточной Сибири»). Однако магия относительных показателей не должна затмевать той суровой истины, что доля региона в национальной нефтедобыче остается невысокой. По итогам 2011 года она составила 5,32%.

Правда, годом ранее вклад региона был и того меньше — 3,87%. Но нужно учитывать, что период взрывного роста добычи, естественный для новых месторождений, подходит к концу. И, соответственно, доля Востока страны в национальной нефтедобыче кардинально не изменится в обозримом будущем.

Можно сказать, производственные итоги года посылают очень важный сигнал: необходимы экстренные меры, которые бы обеспечили привлечение инвестиционных ресурсов в поддержку и расширение нефтедобычи в Западной Сибири — регионе,

который не только беспрецедентно богат углеводородными ресурсами, но и имеет развитую отраслевую инфраструктуру, обладает высокопрофессиональными кадрами.

### Карета прошлого

Хотя главной опорой российской нефтедобычи были и остаются ВИНК, доля этой группы компаний неуклонно снижается на протяжении ряда лет. Причем, темпы, с которыми крупнейшие специализированные компании отрасли сдают позиции, ускоряются.

В 2009 году на долю ВИНК приходилось 86,53% российской нефтедобычи, в 2010 году — 86,15%, в 2011 году — 85,36%. Таким образом, за минувший год потери группы ВИНК составили 0,79 п.п. по сравнению с 0,38 п.п. годом ранее.

В принципе, такая тенденция не вызывает тревоги. Хорошо, что понемногу расширяется конкурентная среда. Появляются новые недропользователи, реали-

зующие проекты с достаточно высокой эффективностью. Они не отягощены обязательствами разрабатывать старые месторождения с падающей добычей. В этом смысле им проще рационально организовать производственные процессы и обеспечить высокую отдачу от капитальных вложений. Хотя, конечно, получить в подарок из советского прошлого полностью обустроенные месторождения мало бы кто отказался.

Проблема видится в другом. Государство с упорством, достойным лучшего применения, ориентируется в проводимой отраслевой политике именно на ВИНК и, прежде всего, на экономическую эффективность добычи нефти старых месторождений — часто без учета неизбежного роста затрат, связанных с применением дорогостоящих технологий, обеспечивающих интенсификацию добычи.

Следствием этой политики является ставшее хроническим отставание темпов роста нефтедобычи по группе ВИНК от среднеотраслевой динамики. Крупнейшие

компании отрасли слабо мотивированы как в разработке новых месторождений, так и в полномасштабных инвестициях, направленных на преодоление падения добычи на старых месторождениях.

### Нефтедобыча остается чрезвычайно монополизированным сегментом экономики России: больше половины добычи обеспечивают три компании

Самое выгодное — банально качать нефть из месторождений советского периода. Но приходится все больше тратиться на преодоление падения уровня добы-

### Динамика среднесуточной добычи ВИНК не имела четкого вектора. В первом и последнем кварталах 2011 года добыча падала. В середине года она росла

чи. Можно сказать, на голом энтузиазме, так как правительство не предлагает стимулов для организации такой работы.

## НА СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НАРАЩИВАЕТСЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Рациональное применение попутного нефтяного газа на Северо-Лабатьюганском месторождении (ОАО «Сургутнефтегаз») началось в 2007 году с пуска газотурбинной станции мощностью 24 МВт. Новая ГТЭС-36 МВт, благодаря применению ПНГ в качестве топливного газа, наращивает энергопотенциал и позволяет обеспечивать электроэнергией объекты месторождения.

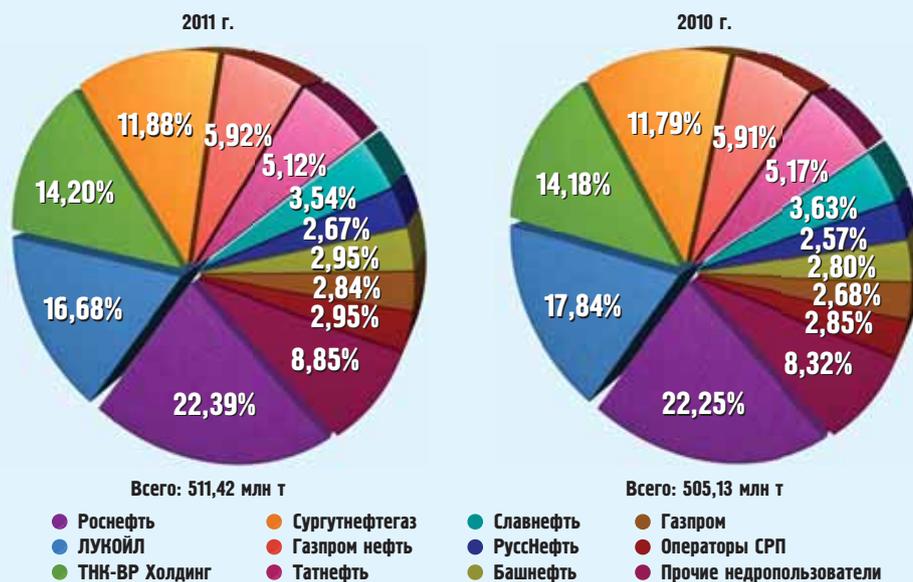


В 2011 году на ГТЭС-36 введена в эксплуатацию компрессорная станция ангарного типа, состоящая из пяти дожимных компрессорных установок (ДКУ) ENERPROJECT. Проект примечателен тем, что установки применяются для одновременной утилизации попутного газа двумя способами:

- две ДКУ компримируют ПНГ, поступающий с узла сбора газа, и снабжают им турбины НК-16СТ (КМПО), действующие в составе энергоблоков ГТЭС;
- три ДКУ обеспечивают сжатие и подачу попутного газа в трубопровод для транспортировки ПНГ на другие газотурбинные электростанции.

В феврале 2012 года компрессорная станция ENERPROJECT заработала на полную мощность. В ее составе введена в эксплуатацию еще одна — шестая — ДКУ марки EGS-S-400/1500 WA производительностью 10 000 нм<sup>3</sup>/час, предназначенная для газоподготовки в составе ГТЭС-36. Шефмонтаж и запуск газодожимного оборудования провели специалисты фирмы «СургутЭНЕРГАЗ», которая является западносибирским филиалом компании ЭНЕРГАЗ (швейцарский промышленный холдинг ENERPROJECT group).

## Доли компаний России в добыче нефти



Источник: Минэнерго РФ, расчеты НГВ

В свою очередь, независимые производители поставлены в крайне жесткие по сравнению с

### Продолжает снижаться число ВИНК с отрицательной годовой динамикой нефтедобычи. На этот раз таких компаний всего две: ЛУКОЙЛ и «Славнефть»

ВИНК условия. Нередко им приходится с чистого листа создавать собственную производственную инфраструктуру, они

### Хорошо проявил себя «Сургутнефтегаз». В прошлом году компания показала высокую положительную динамику: рост в 7 раз выше средней динамики по ВИНК

практически лишены возможности перерабатывать добытую

### Более чем на 2 млн тонн прирастила объемы добычи нефти и конденсата «Роснефть». Примерно такой же прирост получен на Ванкорском месторождении

нефть на территории России. Да и лучшие месторождения, за редким исключением, достаются ВИНК.

Но даже в столь неблагоприятных для бизнеса условиях группа независимых производителей исхитряется развивать нефтедобычу опережающими темпами и расширять свой отраслевой сегмент. Не вызывает сомнений, что более благоприятная среда для независимого сегмента нефтедобычи позволила бы значительно упрочить ситуацию в российской нефтедобыче — прежде всего, за счет увеличения числа и более полного раскрытия потенциала неинтегрированных компаний. Только ВИНК вряд ли готовы смириться с такими переменами.

Год назад, в феврале 2011 года, В.Путин впервые публично признал, что интересы крупных компаний зачастую ставятся выше интересов развития отрасли в целом и фактически это стало сдерживающим фактором для разви-

тия экономики. К сожалению, дальше этой констатации дело не пошло. И даже в период избирательной кампании основной кандидат в президенты, раздавший великое множество всевозможных обещаний, о готовности улучшить предпринимательский климат в нефтегазовом секторе страны не вспоминал. А жаль.

## Шире круг

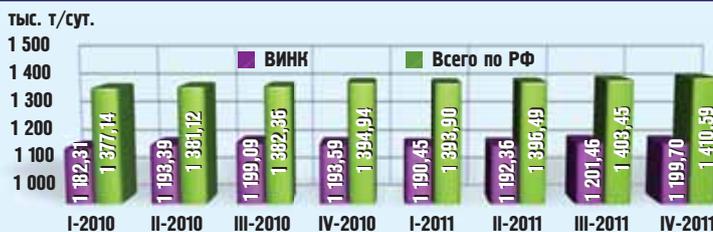
В прошлом году нефтяные компании, работающие в обычном налоговом режиме и не входящие в состав ВИНК, добыли 8,85% российской нефти. Это уже достаточно серьезная доля, чтобы правительство обратило внимание на этот отраслевой сегмент и учитывало его потребности в реализации отраслевой политики.

Что характерно, этот сегмент даже в нынешних, не самых благоприятных условиях продолжает уверенно расширять свою нишу. За прошлый год она увеличилась на 0,53 п.п., годом ранее — на 0,27 п.п. (см. «Доли компаний России в добыче нефти»).

Учитывая ухудшение структуры ресурсной базы нефтедобычи, высокую долю месторождений с небольшими запасами, разработка которых не интересна ВИНК, нужно признать, что объективно отрасль заинтересована в расширении круга независимых нефтедобывающих компаний. Государство должно создавать для этого условия.

После затянувшегося на годы периода игнорирования независимого сегмента нефтедобычи в прошлом году появились первые признаки изменения отношения к этой группе. Были приняты дополнения в Налоговый кодекс РФ,

## Поквартальная динамика суточной нефтедобычи в России



Источник: ЦДУ ТЭК, расчеты НГВ

Динамика добычи нефти и газового конденсата, млн т

	2011 г.	2010 г.	Изменение
Роснефть	114,50	112,40	+1,9%
ЛУКОЙЛ	85,32	90,10	-5,3%
ТНК-ВР Холдинг	72,63	71,65	+1,4%
Сургутнефтегаз	60,78	59,55	+2,1%
Газпром нефть	30,30	29,83	+1,6%
Татнефть	26,19	26,11	+0,3%
Славнефть	18,09	18,36	-1,5%
Башнефть	15,11	14,14	+6,9%
РуссНефть	13,63	12,99	+4,9%
<b>Всего ВИНК</b>	<b>436,55</b>	<b>435,13</b>	<b>+0,3%</b>
Газпром	14,53	13,55	+7,2%
Операторы СРП	15,08	14,42	+4,6%
Прочие недропользователи	45,26	42,03	+7,7%
<b>Всего по России</b>	<b>511,42</b>	<b>505,13</b>	<b>+1,2%</b>

Источник: ЦДУ ТЭК, Интерфакс, расчеты НГФ

обеспечивающие некоторое снижение фискальной нагрузки на недропользователей, разрабатывающих месторождения с запасами менее 5 млн тонн нефти.

Льгота довольно скромная, а преференции половинчатые. Но хорошо уже то, что такие подвижки происходят. Сегодня известно, что в Татарстане льгота поможет начать разработку 10 новых месторождений. Можно ожидать, что по итогам нынешнего года независимые производители укрепят собственные позиции.

Стоит отметить, что несколько выросла доля проектов, реализуемых на условиях СРП (с 2,85% до 2,95%), а также «Газпрома» (с 2,68% до 2,84%). Газовый гигант в прошлом году активно занялся развитием добычи конденсата на месторождении Заполярное и благодаря разработке залежей Валанжинского яруса.

В группе проектов на условиях СРП локомотивную роль сыграл «Сахалин-1», увеличивший добычу нефти на 13%, до 7,89 млн тонн. В конце сентября 2010 года, после пяти лет успешной эксплуатации морского месторождения Чайво, компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» начала добычу на месторождении Одопту. Собственно, это и улучшило статистику 2011 года по группе СРП.

### Доминируют гиганты

Достоин внимания тот факт, что по сравнению с итогами пре-

дыдущего года в 2011 году сократилось число ВИНК, чьи доли вклада в национальную нефтедобычу уменьшились. По результатам прошлого года таких компаний три: ЛУКОЙЛ (-1,16 п.п.), «Славнефть» (-0,09 п.п.) и «Татнефть» (-0,05 п.п.).

«Роснефть» с долей 22,39% еще больше укрепила свою флагманскую роль в отечественной нефтедобыче. По итогам года все ВИНК сохранили места в рейтинге объемов добычи.

На долю трех крупнейших в России производителей нефти («Роснефть», ЛУКОЙЛ и ТНК-ВР) по-прежнему приходится более половины национальной нефтедобычи. Однако доля тройки лидеров снизилась до 53,27% (годом ранее — 54,27%).

Между тем, нефтедобыча остается чрезвычайно монополизированным сегментом экономики страны. Это ненормально, когда больше половины объема добываемой в стране нефти обеспечивают три компании. И это является одной из первопричин ценовых перекосов и периодически возникающей дестабилизации на внутреннем топливном рынке.

Показатель среднесуточной добычи нефти, рассчитанный поквартально, рисует довольно-таки жизнеутверждающую картину. Так, в целом по России он практически неуклонно растет на протяжении последних трех лет: с 1,33 до 1,41 млн тонн в сутки в

первом квартале 2009-го и последнем квартале 2011 года соответственно. Добыча немного просела в первом квартале 2011 года, но этот кратковременный спад не имел существенных последствий (см. «*Поквартальная динамика суточной нефтедобычи в России*»).

### Результаты «Башнефти» оспаривают укоровившееся мнение о том, что без ввода в эксплуатацию новых месторождений стабилизация нефтедобычи невозможна

Во второй половине 2011 года темпы роста ускорились: в третьем и четвертом кварталах среднесуточная добыча увеличилась на 0,5% к предыдущему кварталу. Годом ранее динамика была менее выраженной, за исключением последнего квартала, когда добыча нефти выросла почти на 1%.

### На Самотлоре объемы добычи упали на 7%, но Верхнечонское и Уватская группа месторождений позволили ТНК-ВР обеспечить в целом позитивную динамику

Однако следует оговориться, что практически однотипная динамика роста среднесуточной добычи двух последних лет заметно хуже показателей 2009 года, когда добыча росла на 0,9–1,0% со второго по четвертый квартал.

### Добычу нефти на территории России ведут около 170 неинтегрированных компаний. Но всего шесть из них измеряют добытую за год нефть в миллионах тонн

Динамика среднесуточной добычи по группе ВИНК не имела четкого вектора. В первом и последнем кварталах 2011 года добыча падала (на 1,0% и 0,15% соответственно). В середине года она росла (на 0,16% во втором и 0,76% в третьем кварталах). В результате в последнем квартале 2011 года среднесуточная добыча превосходила соответствующий показатель предыдущего года всего лишь на 0,5%.

## Расчеты и просчеты

С середины прошлого десятилетия группа ВИНК показывает динамику добычи нефти, отстающую от среднего для отрасли уровня. Не стал исключением и минувший год. Правда, на этот раз рост был, скорее, символический: всего лишь 1,42 млн тонн, дополнительные 0,3% к результату 2010 года (см. «Динамика добычи нефти и газового конденсата»).

### Все три компании, занимающие лидирующие позиции в группе «независимых», имеют родственные связи с ВИНК или «Газпромом»

Впрочем, внутри группы произошли перемены к лучшему. Прежде всего, продолжает снижаться число ВИНК с отрицательной годовой динамикой нефтедобычи. На этот раз таких компаний всего две: ЛУКОЙЛ и «Славнефть». Другие семь ВИНК завершили год в плюсе.

### Самый значительный рост добычи в группе не-ВИНК обеспечили «Русьветпетро» и Иркутская нефтяная компания: ныне они добывают более миллиона тонн

Зарождение в группе ВИНК общего позитивного вектора стало хорошей новостью. На протяжении нескольких предыдущих лет сохранялся разнобой: половина компаний добычу увеличивала, другая — сокращала. Даже в 2010 году из девяти ВИНК только четыре были в плюсе.

### В 2007 году в строй вошло 40 месторождений, дающих нефть, а в 2011 году — всего лишь 16. Прошлогодний результат — самый низкий за рассматриваемый период

Пожалуй, самым печальным фактом минувшего года стало дальнейшее ухудшение ситуации в ЛУКОЙЛе — крупнейшей негосударственной компании. В 2011 году ЛУКОЙЛ сократил добычу нефти в России на 5,3% (годом ранее — на 2,3%). В абсолютных цифрах добыча уменьшилась на

4,8 млн тонн. Это 0,93% годового объема российской нефтедобычи — весьма чувствительная потеря не только для компании, но и для отрасли в целом.

ЛУКОЙЛ теряет объемы добычи, прежде всего, в связи с истощением месторождений в Западной Сибири, которые приносят компании более половины объема. Впрочем, на территории Югры добыча нефти у ЛУКОЙЛа снизилась в минувшем году на 3,3%, до 48,1 млн тонн. Очевидно, что Западная Сибирь — не единственная проблемная территория для ЛУКОЙЛа.

Как признал в интервью Reuters глава компании Вагит Алекперов, ситуацию сильно осложнила геологическая ошибка на одном из месторождений в Тимано-Печорском регионе: запасов оказалось значительно меньше, чем ожидалось. В разработку Южно-Хыльчюнского месторождения, о котором идет речь, ЛУКОЙЛ и СопосоPhillips вложили порядка \$4 млрд.

Месторождение, введенное в эксплуатацию летом 2008 года, должно было уже в 2009 году дать 7,5 млн тонн нефти. Но удалось получить менее 7 млн тонн, после чего добыча начала снижаться — на 63% в 2011 году. При этом обводненность месторождения за 2010 год выросла с 2,1% до 31,4%.

Эксперты не исключают, что на ошибку геологов наложились просчеты технологов, которые неправильно выбрали схему разработки Южного Хыльчюна. Как бы то ни было, месторождение, разработка которого должна была эффективно решить проблему снижения добычи на старых месторождениях, надежд не оправдало.

Поучительная история: делать ставку на один проект в крупном бизнесе очень рискованно. Для того чтобы избежать подобных конфузов, крайне необходимы несколько точек опоры. Кстати, этот вывод крайне актуален для всего нефтегазового комплекса России, чья стабильная работа в последние годы обеспечивается реализацией единичных проектов.

Главной производственной задачей ЛУКОЙЛа на ближайшие

годы является стабилизация добычи в традиционных районах деятельности, активизация работ на Северном Каспии и в других относительно новых регионах нефтедобычи. Руководство компании обещает уже в нынешнем году остановить падение добычи.

Однако экспертное сообщество относится к этим планам с долей недоверия. Более вероятно, что падение добычи замедлится, но не остановится. Во всяком случае, для первого полугодия именно такая перспектива представляется более реалистичной.

Хорошо проявил себя «Сургутнефтегаз». В 2010 году компании практически удалось стабилизировать добычу после нескольких лет падения объемов извлекаемой из недр нефти, а в прошлом году она показала довольно высокую положительную динамику: рост на 2,1% значительно превосходит среднеотраслевой показатель и в семь раз выше средней динамики по группе ВИНК.

Основной прирост дали проекты, которые «Сургутнефтегаз» реализует в Якутии (+2,07 млн тонн), и Восточно-Сургутское, Рогожниковское, Русскинское и Северо-Лабатьюганское месторождения в ХМАО (+2,49 млн тонн).

На крупнейших месторождениях компании в Западной Сибири остановить падение пока не удалось. На Федоровском добыча снизилась на 0,21 млн тонн, до 8,46 млн тонн, на Лянторском — на 0,42 млн тонн, до 4,95 млн тонн. Снизилась добыча и на ряде других югорских месторождений. В целом по ХМАО добыча «Сургутнефтегаза» уменьшилась на 1,5%, до 55,3 млн тонн. И эти выпадающие объемы компания с лихвой возместила ростом добычи в Якутии. Это принципиально иная ситуация, чем, скажем, в 2006 году, когда отдача от старых месторождений упала на 6,2%.

В конце прошлого года «Сургутнефтегаз» ввел в эксплуатацию Северо-Талаканское месторождение (Якутия), где рассчитывает добывать до 0,8 млн тонн нефти в год. В нынешнем году планируется начать разработку еще двух месторождений — Со-

имморского и Восточно-Сахалинского.

В 2012 году компания способна увеличить добычу примерно на 0,8%, до 61,3 млн тонн. При этом объемы якутской нефти «Сургутнефтегаз» собирается нарастить на 1,2 млн тонн. Это означает, что в Западной Сибири компания пока не рассчитывает на существенное изменение сложившейся ситуации.

### В тени Ванкора

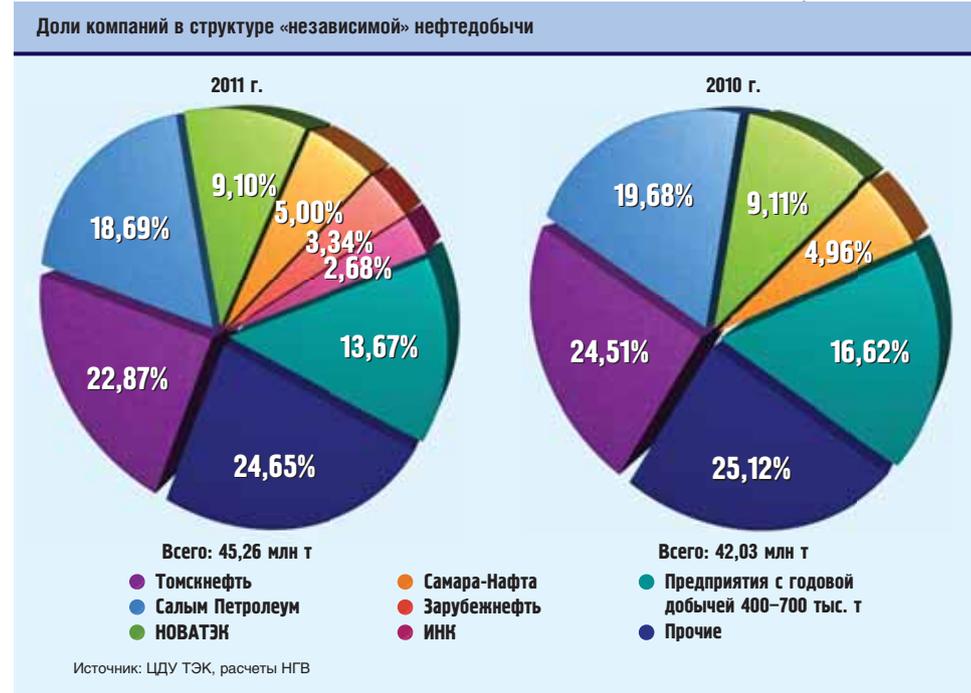
Более чем на 2 млн тонн прирастила объемы добычи нефти и конденсата «Роснефть» — крупнейшая нефтегазовая компания нашей страны. Примерно такой же прирост получен на Ванкорском месторождении — самом крупном и амбициозном российском нефтяном проекте последних десятилетий.

Соответственно, позитивная динамика флага отрасли обеспечена дальнейшим развитием Ванкорского проекта и стабилизацией уровня добычи в традиционных районах деятельности. «Роснефть» работает во многих регионах страны, но очень важно, что в ХМАО, где добыто 66,7 млн тонн нефти, компания обеспечила прирост добычи на уровне 1%.

В 2012 году «Роснефть» рассчитывает прирастить 1,5% добычи. Учитывая, что по плану разработки Ванкора добыча должна вырасти на 3 млн тонн (до 18 млн тонн), а суммарный прирост прогнозируется на уровне 1,7 млн тонн, можно сделать вывод, что в нынешнем году компании вряд ли удастся стабилизировать добычу в традиционных регионах деятельности.

Продолжает активно наращивать объемы нефтедобычи «Башнефть». За прошлый год они выросли почти на 7%. Конечно, это существенно меньше, чем в 2010 году, когда добыча увеличилась на 15,6%. Однако и результат 2011 года весьма хорош.

Дополнительным плюсом компании является тот факт, что рост обеспечен не вводом новых месторождений, а улучшением управления и организации производства — раскрытием внутренних резервов. При этом «Баш-



нефть» разрабатывает свыше 160 месторождений, основная часть которых находится на завершающей стадии разработки. Ее результаты оспаривают укоренившееся мнение о том, что без ввода в эксплуатацию новых месторождений стабилизация нефтедобычи невозможна.

В прошлом году «Башнефть» получила лицензии на разработку крупных месторождений им. Титова и Требса в Ненецком АО и намерена ввести их в эксплуатацию в 2014 году. До этого времени компания ориентируется на стабилизацию добычи на достигнутом уровне.

Весьма динамично развивает нефтедобычу и «РуссНефть». За прошлый год она увеличила объемы без малого на 5%. Компания активно бурила эксплуатационные скважины и провела более 1,5 тыс. геолого-технологических мероприятий.

В 2012 году «РуссНефть» планирует нарастить добычу еще на 3% и выйти на уровень 14 млн тонн. А в будущем году, возможно, произойдет ожидаемое слияние «РуссНефти» и «Башнефти» — событие, которое даст отрасли эффективную ВИНК со сбалансированной структурой бизнеса.

Для базовых месторождений ТНК-ВР в традиционных районах

деятельности в минувшем году была характерна отрицательная динамика: добыча по этой группе

### ВИНК резко уменьшили число вводимых месторождений, а «независимые» ввели в разработку всего лишь три месторождения на 170 предприятий

снизилась на 4,6%. В том числе на Самотлоре, обеспечивающем четверть объема добычи, объемы упали на 7%.

Однако успешное развитие проектов разработки Верхнечонского и Уватской группы месторождений позволило компании не только возместить потери на старых месторождениях, но и обес-

### Вклад новых месторождений в результат основной производственной деятельности нефтедобывающих компаний невелик

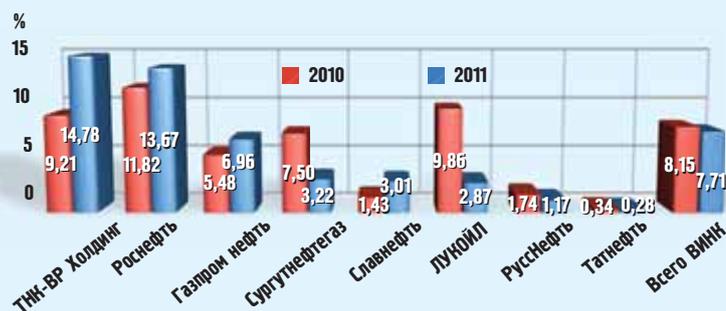
печатать в целом позитивную динамику на уровне, немного превышающем средний для отрасли показатель.

Первостепенной задачей для ТНК-ВР является стабилизация добычи на базовых старых месторождениях. Для этого применяются самые разные решения: от ме-

роприятий по ограничению водопритока до внедрения автоматизированных систем управления добычей нефти «Интеллектуальное месторождение».

В целом по группе ВИНК ситуация остается неустойчивой. Многие будут зависеть от ситуации на мировых рынках нефти и готовности правительства оказать поддержку компаниям, готовым повышать отдачу от старых месторождений. Это требует значительных затрат, на которые компании, хорошо считающие финансовые выгоды, не всегда готовы решиться.

Доля новых месторождений в нефтедобыче ВИНК



Источник: расчеты НГВ

### Легкие на подъем

В минувшем году еще более активными стали компании, не входящие в структуру ВИНК и работающие на обычных налоговых условиях (не СРП). Если в 2010 году они прирастали 2,26 млн тонн добычи жидких углеводородов (+5,7%), то в 2011 году добыча по группе увеличилась на 3,23 млн тонн (+7,7%).

Добычу нефти на территории России ведут около 170 неинтегрированных компаний. Есть среди них совсем крошечные, такие как, например, ПФК «Селена» (138 тонн в год) или ЗАО «Винка» (178 тонн в год). Но, понятно, не эти компании играют решающую роль в своей группе.

Всего шесть неинтегрированных компаний страны измеряют добытую за год нефть в миллионах тонн. При этом более половины объема «независимой» добычи по итогам прошлого года обеспечили три компании, лидирующие в группе (см. «Доли компаний в структуре «независимой» нефтедобычи»).

Впрочем, все три компании, занимающие лидирующие позиции в группе, имеют родственные связи с ВИНК или «Газпромом». «Томскнефть» является совместным предприятием «Роснефти» и «Газпром нефти» (по 50%). Salym Petroleum — СП Shell и «Газпром нефти» (через Sibir Energy). НОВАТЭК на 19,4% принадлежит «Газпрому».

Доля «Томскнефти», флагманской компании «независимого» сегмента, добывающей более 10 млн тонн нефти в год, за прошлый год уменьшилась с 24,51%

до 22,87%. Компания практически не развивала добычу. В результате она выросла менее чем на 50 тыс. тонн (0,48%). Если быть более точным, то в Томской области компания увеличила добычу на 1%, до 7,28 млн тонн, а на территории Югры добыча снизилась на 0,9%, до 2,9 млн тонн.

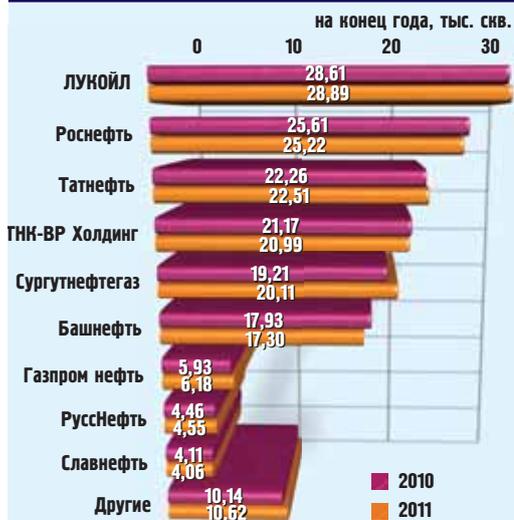
Уменьшилась и доля Salym Petroleum (на 1 п.п. с 19,68%). И это притом, что в прошлом году СП нарастило добычу нефти на 2,3%, до 8,416 млн тонн: группа неинтегрированных компаний живет в значительно более активном режиме, чем ВИНК. Собственно, долгое время Salym Petroleum входила в число компаний с наиболее сильной динамикой роста, и даже в 2010 году она увеличила добычу более чем на 8%.

А в прошлом году самый значительный рост добычи в группе не-ВИНК обеспечили «Русвэетпетро» (СП государственной «Зарубежнефти») и вьетнамская нефтяная компания. Обе компании впервые вошли в узкий круг неинтегрированных компаний, добывающих более миллиона тонн нефти в год.

Российско-вьетнамское СП в прошлом году ввело в промышленную эксплуатацию Висовое месторождение и расширило работы в рамках проекта освоения Северо-Хоседаюского месторождения в Ненецком АО, введенного в эксплуатацию осенью 2010 года. Это позволило компании увеличить добычу в 6,6 раза и добыть 1,51 млн тонн нефти.

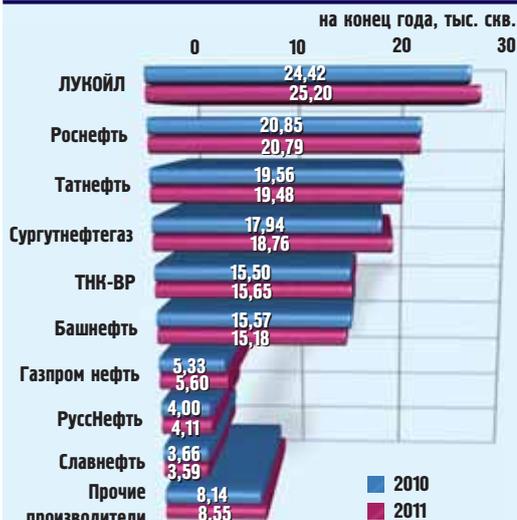
В 2012 году СП готовится ввести в эксплуатацию Западно-Хоседаюское месторождение и, как

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин



Источник: ЦДУ ТЭК

Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию



Источник: ЦДУ ТЭК

минимум, удвоить прошлогодний уровень добычи жидких углеводородов. А в течение ближайших трех-четырех лет компания намерена довести добычу до 5 млн тонн в год.

Практически вдвое выросла добыча жидких углеводородов у Иркутской нефтяной компании, базовым месторождением которой является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (1,12 млн тонн в 2011 году). Большая часть лицензионных участков компании находится в непосредственной близости от магистрального нефтепровода ВСТО.

Заслуживает внимания тенденция укрупнения бизнеса в «независимом» сегменте. По сравнению с 2010 годом доля компаний, добывающих более 1 млн тонн нефти в год, выросла с 58,26% до 61,68%. При этом доля компаний с годовой добычей менее 400 тыс. тонн сократилась с 25,12% до 24,65%.

### Новые месторождения

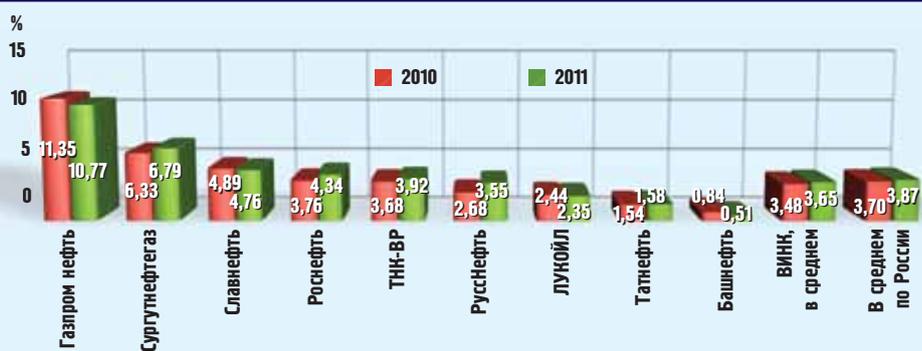
Ввод в разработку новых месторождений является одним из основных способов борьбы с падающей добычей на месторождениях-ветеранах. Отраслевая статистика отслеживает судьбу месторождений, официально введенных в эксплуатацию за последние шесть лет.

За 2005–2010 годы в разработку было введено 175 месторождений — в среднем, по 29 месторождений в год. Однако в 2007 году в строй вошло 40 месторождений, дающих нефть, в 2010 году — 23, а в 2011 году — всего лишь 16 месторождений. Прошлогодний результат — самый низкий за рассматриваемый период.

Немногим менее 70% новых месторождений обустроены силами ВИНК. Остальные 53 месторождения ввели в эксплуатацию неинтегрированные компании.

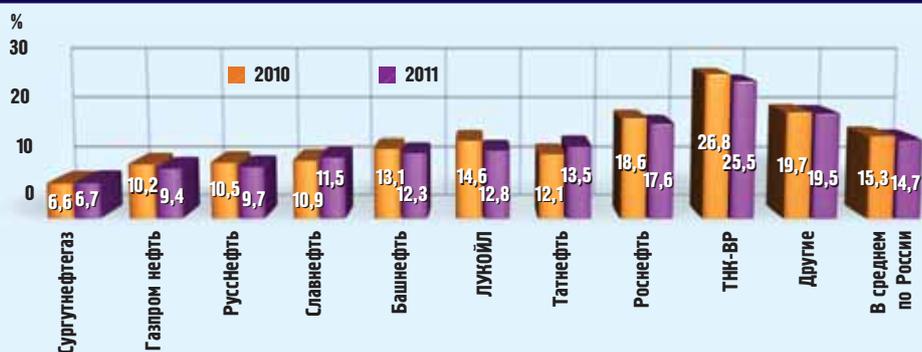
В 2010 и 2011 годах ВИНК резко уменьшили число вводимых месторождений (до 13 по сравнению с 21 в 2009 году). Еще менее результативными оказались в этом смысле «независимые», которые в прошлом году ввели в

Доля новых скважин в составе дающих продукцию



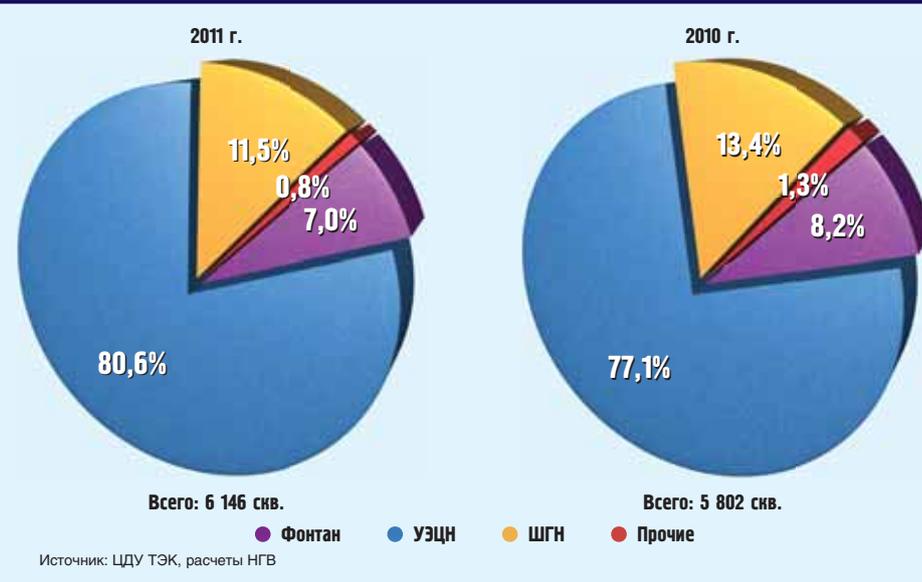
Источник: ЦДУ ТЭК, расчеты НГВ

Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России



Источник: ЦДУ ТЭК

Новые скважины по способам эксплуатации

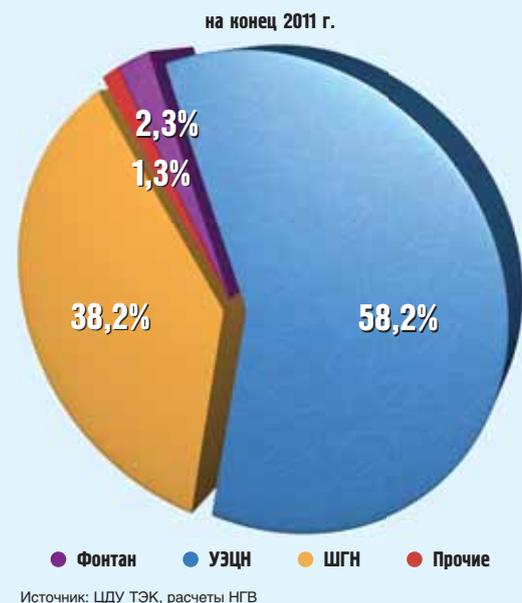


Источник: ЦДУ ТЭК, расчеты НГВ

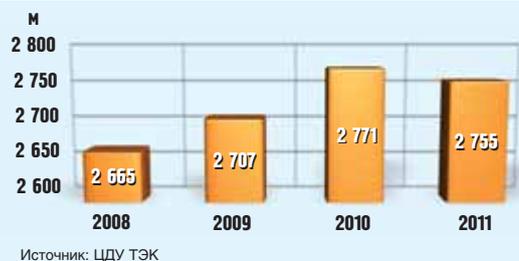
разработку всего лишь три месторождения (на 170 предприятий!). Годом ранее группа не-ВИНК начала добычу на 10 новых месторождениях.

Традиционно больше всего новых месторождений вводит ЛУКОЙЛ: 48 месторождений за шесть лет, 27,4% общеотраслевого результата. Однако в про-

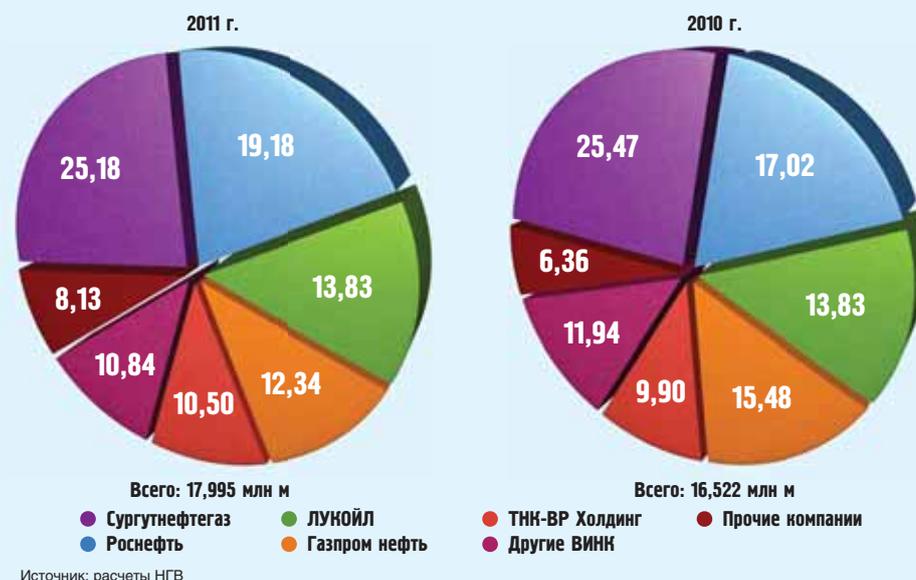
### Структура фонда скважин, дающих продукцию, по способам эксплуатации



### Средняя глубина новых эксплуатационных скважин



### Вклад нефтяных компаний в эксплуатационное бурение



шлом году компания ввела в разработку всего лишь три месторождения (годом ранее — восемь).

Большинство ВИНК ввели в эксплуатацию по 10–14 месторождений за шесть лет. Кроме ЛУКОЙЛа в этот интервал не вписываются «Роснефть», которая за этот период ввела в разработку 19 месторождений (роль флагамена обязывает), а также «РуссНефть» (пять новых месторождений) и «Славнефть» (два месторождения за шесть лет).

В прошлом году отличился «Сургутнефтегаз», который ввел в разработку пять месторождений. «Газпром нефть», «Татнефть» и «Славнефть» в 2011 году добычу на новых месторождениях не начинали. ТНК-ВР и «РуссНефть» запустили по одному месторождению.

Количество новых месторождений, обеспечивших значимую прибавку добычи в 2011 году, невелико. У «Роснефти» это Ванкор (15 млн тонн), у ТНК-ВР — Верхнечонское месторождение (5 млн тонн), Урененское и Усть-Тегусское месторождения Уватской группы (2,2 и 2,8 млн тонн соответственно).

Самым результативным месторождением ЛУКОЙЛа, введенным в разработку за последние шесть лет, является Ба-

яндинское в Республике Коми (0,64 млн тонн в 2011 году). Для «Газпром нефти» это Чатылькинское месторождение с годовой добычей 0,85 млн тонн, для «Сургутнефтегаза» — Южно-Соимлорское, Ватлорское и Жумажановское месторождения с суммарной добычей в 2011 году 1,74 млн тонн нефти.

Вклад новых месторождений в результат основной производственной деятельности нефтедобывающих компаний невелик. И к тому же по итогам прошлого года он несколько снизился. Если в 2010 году «новая» нефть принесла 8,15% объема добычи, то в 2011 году только 7,71%, 33,68 млн тонн. Причем, почти половина этого объема приходится на Ванкорское месторождение.

Самая высокая доля «новой» нефти в структуре добычи «Роснефти» и ТНК-ВР. Ее роль крайне невелика у «Татнефти» и «РуссНефти». Менее чем на 3% разбавлена «новой» нефтью добыча ЛУКОЙЛа — притом, что компания вне конкуренции по количеству вводимых в эксплуатацию новых месторождений (см. «Доля новых месторождений в нефтедобыче ВИНК»).

У ЛУКОЙЛа и «Сургутнефтегаза» значительно снизилась доля «новой» нефти по сравнению с 2010 годом. Это связано с тем, что категорию покинули месторождения, введенные в разработку в 2005 году, которые приносили наивысшую отдачу. К сожалению, равноценной замены этим месторождениям подготовлено не было.

### Фонд скважин

Число эксплуатационных скважин на балансе российских нефтедобывающих компаний увеличивается шесть лет подряд. В 2011 году темпы роста были немного выше, чем годом ранее. Количество скважин приросло на 0,6% (в 2010 году — на 0,4%) и достигло к концу декабря 160,43 тыс.

Из числа ВИНК наибольшее количество скважин на конец 2011 года имели на балансе ЛУКОЙЛ, «Роснефть» и «Татнефть». Тройка лидеров та же, что и год

Относительные объемы эксплуатационного бурения, м/тыс. т добычи

	2011 г.	2010 г.	Изменение
Сургутнефтегаз	74,54	70,67	+5,48%
Газпром нефть	73,32	85,75	-14,50%
Славнефть	43,16	51,26	-15,80%
РуссНефть	41,03	25,75	+59,34%
Роснефть	30,14	25,02	+20,46%
ЛУКОЙЛ	29,18	25,35	+15,11%
ТНК-ВР Холдинг	26,02	22,84	+13,92%
Татнефть	18,63	17,39	+7,13%
Башнефть	8,04	16,54	-51,39%
<b>Всего ВИНК</b>	<b>37,87</b>	<b>35,56</b>	<b>+6,50%</b>
Другие	19,55	15,01	+30,25%
<b>Всего по России</b>	<b>35,19</b>	<b>32,71</b>	<b>+7,58%</b>

Источник: расчеты НГВ

назад. Однако «Роснефть» продолжила сокращение числа эксплуатационных скважин (на 2% в 2010 году и еще на 1,5% в 2011 году), а обе другие компании число скважин увеличили: ЛУКОЙЛ до 28894, на 0,98%, а «Татнефть» до 22514, на 1,12%.

Три этих компании контролируют почти 48% всего эксплуатационного фонда нефтяных скважин России, а вся группа ВИНК — 93,4%. За год четыре ВИНК («Роснефть», ТНК-ВР, «Башнефть» и «Славнефть») количество скважин на балансе уменьшили — то же самое было и годом ранее. И снова наиболее радикальное сокращение фонда скважин прошло в «Башнефти» (на 5,8% в 2010 году и на 3,5% в 2011 году), где новый собственник активно занимается оптимизацией структуры производственных активов (см. «Эксплуатационный фонд нефтяных скважин»).

Число вовлеченных в производственный процесс скважин в целом по России выросло за год на 1,44%, до 136,9 тыс. Как и в предыдущем году, количество работающих скважин увеличивается быстрее, чем фонд эксплуатационных скважин. Это становится позитивной тенденцией.

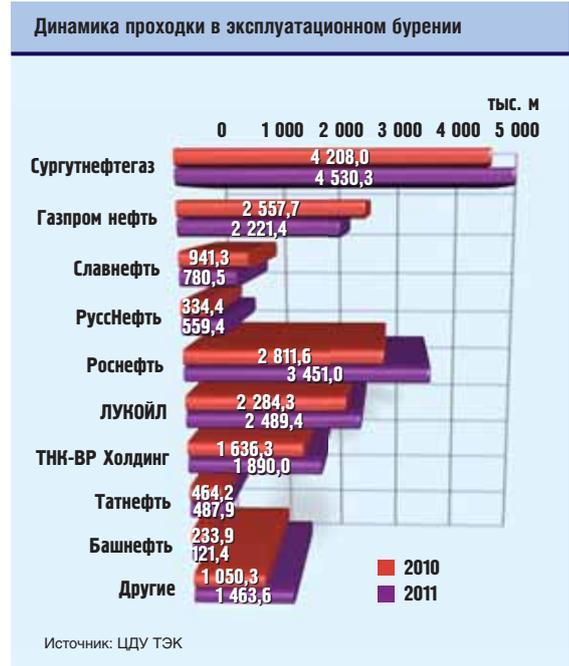
Наиболее значительно увеличилось количество работающих сква-

жин «Газпром нефть» (+5,1%), «Сургутнефтегаз» (+4,6%) и ЛУКОЙЛ (+3,2%). В то же время четыре ВИНК число таких скважин сократили. Наиболее существенно «Башнефть» и «Славнефть»: на 2,5% и 1,9% соответственно (см. «Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию»).

В 2011 году, как и годом ранее, немного улучшилась ситуация с обновлением фонда скважин, дающих продукцию. Доля новых скважин выросла в среднем по стране с 3,7% до 3,87%, а по ВИНК — с 3,48% до 3,65% (см. «Доля новых скважин в составе дающих продукцию»).

Очень активно обновляет работающие скважины «Газпром нефть» (на 10,77% в 2011 году и 11,35% годом ранее). Значительно лучше среднего работает в этом направлении «Сургутнефтегаз» (доля новых скважин в 2010 году — 6,79%). Практически не обновляется фонд работающих скважин у «Башнефти» (на 0,51% за год) и «Татнефти» (на 1,58%). В целом, замещение старых скважин новыми идет очень медленно, такими темпами на полное обновление фонда скважин требуется около 26 лет.

Нефтяные компании продолжают работать над оптимизацией структуры фонда скважин. Как следствие, доля неработающих



скважин сокращается. По итогам 2011 года она уменьшилась до 14,7% в среднем по России. Из числа ВИНК еще далеки от допустимого уровня ТНК-ВР и «Роснефть». Но обе компании стремятся снизить количество бездействующих скважин. И их нынешние показатели существенно лучше тех, что были несколько лет назад (см. «Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России»).

**Количество работающих скважин увеличивается быстрее, чем фонд эксплуатационных скважин. Это становится позитивной тенденцией**

Из общего числа действующих нефтяных скважин лишь 3102 скважины эксплуатировались фонтанным способом. За год доля таких скважин уменьшилась с 2,6% до 2,3% (см. «Структура фонда скважин, дающих продукцию, по способам эксплуатации»).

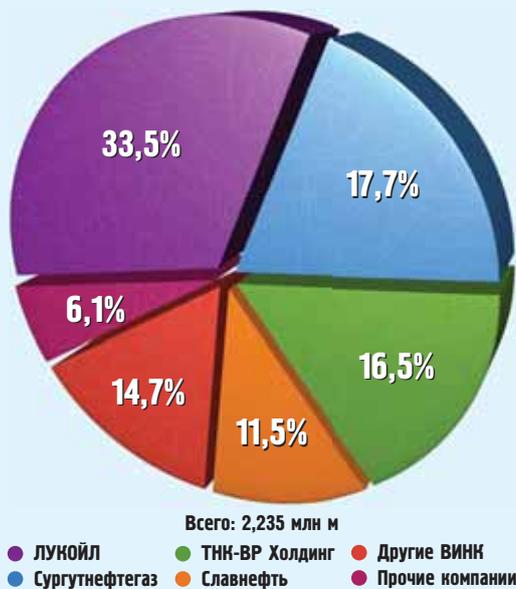
Наибольшее число скважин (79675, 58,2%) оснащено установками погружных центробежных насосов. Вторым по популярности способом эксплуатации скважин является применение штанговых глубинных насосов (52360, 38,2%). Газлифт применяли только «Роснефть» (в Крас-

## Динамика горизонтального бурения в России



Источник: ЦДУ ТЭК

## Вклад нефтяных компаний в объемы горизонтального бурения



Источник: расчеты НГВ

нодарском крае), «Газпром» (в Оренбуржье), «Арктикморнефтегазразведка» и «Сахалин-1» (576 скважин, 0,4%).

Уменьшается доля фонтанирующих новых скважин. В 2010 году таких скважин было 8,2%, а в 2011 году — только 7,0%.

**Из общего числа действующих лишь 3102 нефтяных скважин эксплуатировались фонтанным способом. За год доля таких скважин уменьшилась с 2,6% до 2,3%**

При строительстве новых скважин все более явно предпочтение отдается установками погружных центробежных насо-

сов. В прошлом году их доля превысила 80% (см. «Новые скважины по способам эксплуатации»).

Оптимизация режимов работы механизированных скважин в 2011 году была проведена на 8923 скважинах (6,5% эксплуатируемых скважин). Число соответствующих операций продолжает снижаться: в 2009 году — на 6,1%, в 2010 году — на 2,1%, в 2011 году — еще на 2,4%.

По количеству оптимизированных в прошлом году скважин лидируют «Татнефть» (2335, рост на 7,0%), ЛУКОЙЛ (1737, рост на 34,1%) и «РуссНефть» (1009, рост в 2,2 раза). На долю этих компаний приходится 57% работ по оптимизации режимов работы мехскважин.

В 2010 году количество операций, связанных с воздействием на призабойную зону нефтяных скважин, увеличилось на 7,4%. Это позволило возместить менее половины потерь после обвального (на 18%) сокращения таких операций годом ранее. Но в прошлом году количество воздействий на призабойную зону опять снизилось — на 3%, до 16175. Надежды, что удастся быстро вернуть ситуацию к докризисному уровню, не оправдались.

## Эксплуатационное бурение

Необходимость противодействовать падению добычи на старых месторождениях вынуждает нефтяников больше внимания уделять эксплуатационному бурению. В прошлом году объемы в целом по отрасли выросли на 8,9%, а по группе ВИНК — на 6,9%. В то же время протяженность скважин изменилась незначительно (см. «Средняя глубина новых эксплуатационных скважин»).

На 67% увеличила проходку «РуссНефть», на 22,7% — «Роснефть». Почти вдвое упали объемы эксплуатационного бурения у «Башнефти». Уменьшили проходку «Газпром нефть» и «Славнефть» (см. «Динамика проходки в эксплуатационном бурении»).

Традиционно активнее других ВИНК занимается эксплуатационным бурением «Сургутнефтегаз». К лидеру проходки приблизилась «Роснефть» (см. «Вклад нефтяных компаний в эксплуатационное бурение»).

Показатель проходки на 1 тыс. тонн нефтедобычи позволяет сопоставлять результаты работы в эксплуатационном бурении компаний разного масштаба. В целом по России в 2011 году этот показатель улучшен на 7,6% относительно предыдущего года (см. «Относительные объемы эксплуатационного бурения»).

Из числа ВИНК в прошлом году относительные объемы бурения уменьшили «Башнефть» (-51,4%), «Славнефть» (-15,8%) и «Газпром нефть» (-14,5%). Как и в предыдущие годы, по уровню эксплуатационного бурения с большим отрывом лидируют «Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть».

Значительно меньше других уделяет внимание эксплуатационному бурению «Башнефть». Стремительно ликвидирует отставание «РуссНефть», которая в 2010 году увеличила относительный уровень эксплуатационного бурения в 1,8 раза, а в 2011 году — еще в 1,6 раза. В результате она вышла на четвертое место по уровню проходки в расчете на тонну добычи.

Мировой кризис вынудил российских нефтяников сократить в 2009 году объемы горизонтального бурения (наряду с другими видами проходки). В последующие годы ситуация динамично улучшалась. В 2011 году было построено 648 горизонтальных скважин, а годом ранее — 580 скважин. А объемы горизонтального бурения за прошлый год выросли почти на 25% (см. «Динамика горизонтального бурения в России»).

Безусловным отраслевым лидером по объемам горизонтального бурения остается ЛУКОЙЛ (см. «Вклад нефтяных компаний в объемы горизонтального бурения»). ■

Продолжение следует...

**Ред.:** Анатолий Петрович, в чем заключалась необходимость создания Технологического центра? Какие отраслевые требования вы учитываете при работе с нефтегазовой отраслью?

**А.Б.:** Уникальность и специфика систем, создаваемых для заказчиков нефтегазовой отрасли, прежде всего, заключается в повышенных требованиях, предъявляемых к системам, — необходимы надежные, высокопроизводительные, удобные, комплексные и современные системы управления документами и процессами для производственных предприятий. Предприятия нефтегазовой отрасли характеризуются большой разветвленной территориально-распределенной системой управления, содержащей в себе множество бизнес-процессов, которые требуют автоматизированных процедур организационного управления. В системах такого уровня ежедневно обрабатывается более 5000 новых документов. Незаметное для пользователей движение в разных направлениях этих документов обслуживает порядка 20000 процессов Workflow DocsVision.

Среди чисто специфичных отраслевых задач можно выделить задачи организации бизнес-процессов, выходящих за традиционные границы систем электронного документооборота. К ним относится контроль исполнительской дисциплины сотрудников, работающих в территориально-разоблаченных подразделениях компании, управление жизненным циклом документации нормативно-обеспечения нефтегазового бизнеса трех уровней: Корпоративная, Дочернего общества, Подразделений дочернего общества. Стоит также отметить задачи по управлению жизненным циклом технической рабочей документации по капитальному строительству, ремонту, модернизации зданий и сооружений, нефте- и газопроводов на месторождениях, создание корпоративного портала и электронных архивов разнообразных и сложных документов (сметы, маршрутные карты, проектно-конструкторская документация и т.д.).

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР DOCSVISION В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



В Сибири сосредоточены значительные нефтегазовые месторождения, а также множество управляющих компаний в сфере добычи и переработки, которые с целью достижения высокоэффективного управления все интенсивнее внедряют системы, комплексно решающие задачи по управлению документами и бизнес-процессами. Осенью 2011 года в Иркутске компанией RKIT Group был открыт первый в России Технологический центр DocsVision для нефтегазовой отрасли. Задачей центра является сопровождение внедрения систем управления документами и процессами на базе платформы DocsVision, реализуемых компанией RKIT Group, на предприятиях нефтегазовой отрасли Восточной Сибири. О деятельности Технологического центра DocsVision для нефтегазовой отрасли нам рассказал Анатолий БУНЯК, генеральный директор RKIT Group.

**Ред.:** Каким образом строится организация (технология) работы технологического центра?

**А.Б.:** Существует объединенная группа управления технологическим центром (ГУТЦ), состоящая из представителей компаний DocsVision (разработчик одноименной платформы) и RKIT Group. ГУТЦ утверждает планы работ технологического центра, сроки, распределение ресурсов. RKIT Group отвечает за формализацию проблем, задач, экспертизу возможностей платформы для решения прикладных задач заказчиков, разработку и внедрение прикладной функциональности, проводит нагрузочное тестирование на своих мощностях. Компания DocsVision отвечает за развитие платформы DocsVision, своевременное решение сложных инцидентов, реализацию функциональных требований к платформе.

**Ред.:** Какую поддержку оказывает технологический центр, что уже достигнуто?

**А.Б.:** Самую разнообразную - техническую, консалтинговую, технологическую, аналитическую. Мы работаем с такими компаниями, как Ангарская неф-

техимическая компания (Роснефть), Верхнечонскнефтегаз (ТНК-ВР), Иркутская нефтяная компания, «Иркутскнефтепродукт». Выполнено большое количество задач. Среди них претензионно-исковая работа, системы управления документацией нормативного обеспечения бизнеса интегрированные с системой управления организационно-распорядительной документацией, а также с внутренним порталом (для публикации нормативных и распорядительных документов), системы управления архивами технической документации.

Помимо этого разработаны концепции внутреннего портала нефтеперерабатывающей компании, системы комплексного делопроизводства, управления совещаниями, системы управления договорами.

В контексте дальнейших перспектив можно отметить разработку внутренних порталов на Microsoft Office SharePoint, внедрение мобильных рабочих мест руководителей высшего звена на iPad, а также разработку автоматизации процессов систем менеджмента качества. 📄

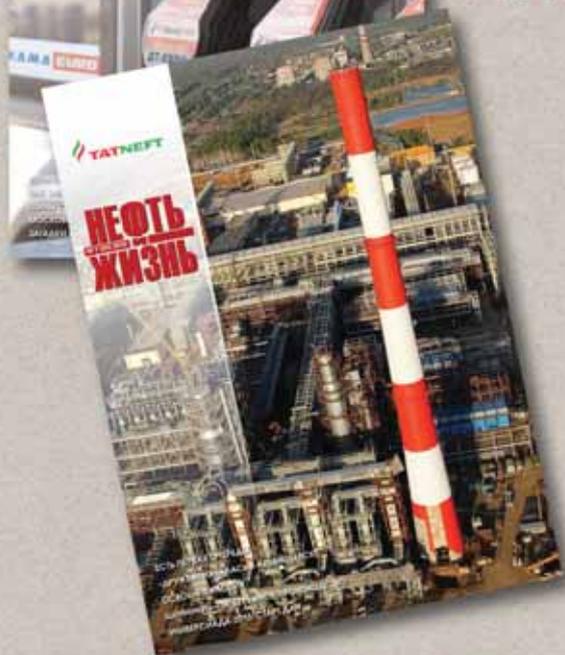


# КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

ПОДПИСКА на 2012 год  
на журнал «Нефть и Жизнь»



## НЕФТЬ ЖИЗНЬ



Подписной индекс №36607  
в каталоге Роспечати  
«Газеты. Журналы»

Стоимость подписки на 1 год  
1.104 руб. 40 коп.



# МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

## Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2012

19-24 марта 2012 года, г. Сочи



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"  
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

## Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

21-26 мая 2012 года, г. Геленджик, с. Кабардинка



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабощементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"  
WWW.OILGASCONFERENCE.RU



## Строительство и ремонт скважин - 2012

24-29 сентября 2012 года, г. Анапа



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОРЫ:



WWW.NGV.RU WWW.OILGASCONFERENCE.RU



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

# МРАЧНЫЙ РЕКОРД РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ



МИХАИЛ ТУРУКАЛОВ  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Прошедший 2011 год по праву стал кризисной вехой развития российской нефтепереработки. Наверное, его значение ничуть не меньше 2004-го — тогда в ноябре были введены дифференцированные ставки экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты. Действовавшая до февраля 2011 года налоговая система во многом предопределила портрет отрасли. Не только нефтеперерабатывающей, но и нефтяной.

## Экономика развернула потоки

В 2011 году Россия установила очередной рекорд в первичной переработке нефтяного сырья. По данным Минэнерго, в стране переработано 256,4 млн тонн нефти и конденсата (см. «Добыча, переработка и экспорт нефти и СГК»): рост на 7,6 млн тонн к 2010 году.

Показательно сравнение с 2004 годом (тогда из России бы-

В 2011 году в России переработано свыше 250 млн тонн нефтяного сырья. Много это или мало? Просто статистики недостаточно, чтобы ответить на поставленный вопрос. Она-то покажет красивые большие цифры и будет по-своему права.

Четверти миллиарда тонн переработанного сырья хватило, чтобы произвести почти 80 млн тонн валового мазута и еще свыше 10 млн тонн VGO: в темных нефтепродуктах российская нефтепереработка установила совсем мрачный рекорд. Это на 3,5 млн тонн больше показателя 2010 года и на 21,6 млн тонн — 2004-го. Основная часть этих полупродуктов отправлена на экспорт.

Однако переработанного сырья не хватило, чтобы бесперебойно снабжать внутренний рынок качественными моторными топливами. 2011 год начался с дизельного кризиса и ограниченного предложения авиакеросина, потом грянул бензиновый кризис, затем керосиновый, и снова дизельный. Топливный рынок лихорадило на протяжении десяти месяцев из двенадцати. Рынок успокоился только к концу года и лишь благодаря беспрецедентным мерам по его насыщению ресурсом.

Как оказалось, нефтеперерабатывающая отрасль не может произвести для внутреннего рынка бензин по нормам Евро-3. Пришлось откатить экологические требования назад на Евро-2. Потребовалось ввести заградительную экспортную пошлину, административно сдерживать экспорт и в два раза увеличить объем импорта бензина. Лишь к концу прошлого года российский рынок бензина окончательно вошел в профицитное состояние.

Специфическая проблема регулярно возникает на рынке средних дистиллятов. Российские НПЗ не могут одновременно производить максимальные объемы морозостойкого дизельного топлива и авиакеросина. В итоге оба рынка являются заложниками холодной погоды.

Главным итогом прошлого года стало повышенное внимание правительства к отрасли: нефтяники поставлены в жесткие рамки скорректированной фискальной системы и соглашений о модернизации мощностей.

**ЭКСПЕРТЫ ПРОТИВ «60-66-90»**

Ведущий аналитик Минфина Александр Сакович, заявил, что «эти 66% были приняты достаточно спонтанно неким большим чиновником, курирующим топливно-энергетический комплекс, как бы в качестве компенсации за выпадающие доходы от экспорта нефти в Белоруссию. Естественно, услужливые чиновники и иностранные консультанты тут же обосновали, что формула «60-66-90» является чуть ли не панацеей от всех наших бед. Якобы, стимулирует модернизацию и, в частности, глубокую переработку нефти. Но я с этим не согласен».

А директор «Петромаркета» Яков Рудерман заявил, что «режим «60-66-90» может рассматриваться как рациональный в лучшем случае в весьма узком диапазоне параметров, определяющих экономику нефтяного бизнеса, к числу которых относятся цены на нефть на мировом рынке, курс доллара, уровень операционных и капитальных затрат в добыче и переработке, мощности и технологический уровень нефтеперерабатывающих предприятий и т.п.

В текущей ситуации такой режим более или менее приемлем, но случись в ближайшие два-три года падение цен на нефть ниже уровня \$70–80/баррель, это вызвало бы ощутимое сокращение объемов переработки нефти и рост цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Кстати, аналогичные проблемы могут возникнуть в 2015 году даже при более высоких ценах на нефть, если, как предполагается, пошлина на мазут будет приравнена к пошлине на нефть.

Вероятно, следовало бы отказаться от конъюнктурного и не всегда продуманного манипулирования значениями двух коэффициентов в формулах, устанавливающих зависимость ставок экспортных пошлин от цен на нефть на мировом (точнее, на европейском) рынке. Вся система нефтяных налогов имеет серьезные недостатки и требует комплексного пересмотра».

так как в доходную часть попадала разница между ставками пошлин на сырье и продукты.

**За последние 7 лет переработка нефтяного сырья в России выросла на 61,3 млн тонн, а экспорт сократился почти на 15 млн тонн**

Так, при цене Urals \$30/баррель пошлина на корзину 50% светлых и 50% темных нефтепродуктов получалась на \$16/тону ниже, чем на сырую нефть, при \$50/баррель — на \$61,7/тону ниже, при \$100/баррель — уже на \$176/тону ниже и, наконец, при фантастических \$150/баррель — на \$290,2/тону ниже.

**Наращивание переработки потребовало разворота части сырья с экспорта на внутренний рынок: нефтяники от этого лишь выиграли**

Введение в конце 2004 года налоговой системы с дифференцированными пошлинами совпало с ростом мировых цен на нефть и нефтепродукты. В результате нефтяники получили сразу два экономических стимула к увеличению объема первичной переработки.

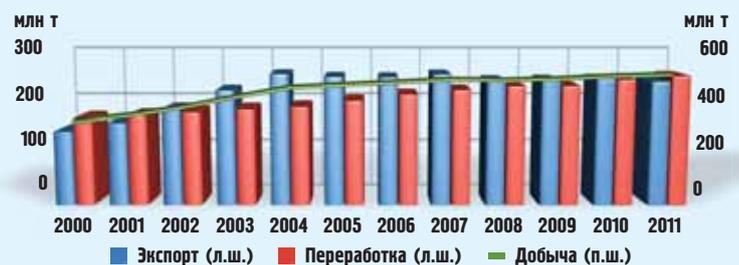
**В 2011 году произведено 36,6 млн тонн автобензина. Основной прирост обеспечили НПЗ, инвестировавшие в новые мощности**

Первый стимул — это пониженная экспортная пошлина на темные нефтепродукты, которая решила проблему низкой рентабельности экспорта мазута. Второй — рост мировых цен на нефть, который обеспечивал дополнительное увеличение маржи переработки нефти в России за счет роста разницы между экспортными пошлинами на сырую нефть и нефтепродукты.

**Слагаемые роста**

На протяжении большей части периода действия благоприятной налоговой системы российские НПЗ увеличивали загрузку преимущественно за счет суще-

**Добыча, переработка и экспорт нефти и СНГ**



ло экспортировано 260 млн тонн нефти и конденсата — исторический максимум постсоветского периода): переработка сырья составила 195,1 млн тонн. За семь лет переработка нефтяного сырья выросла на 61,3 млн тонн, а экспорт сократился почти на 15 млн тонн. Получается, что наращивание переработки (добыча нефти и конденсата в 2011 году составила 511,4 млн тонн, увеличившись на 52,6 млн тонн к 2004 году) потребовало «разворота» части сырья с экспорта на внутренний рынок, что мы и наблюдали на протяжении семилетки.

Нефтяники от этого лишь выиграли. По разным оценкам, примерно на \$50/баррель находилась своего рода «точка перегиба» в рамках действовавшей налоговой системы с дифференцированными пошлинами на нефтепродукты.

При ценах на нефть менее \$50/баррель экспорт сырья оказывался рентабельнее его переработки на территории. И наоборот, при ценах выше «полтинника» было выгоднее перерабатывать сырье в России и экспортировать нефтепродукты или полупродукты — не принципиально,

Первичная переработка нефтяного сырья				
	2011 г.		± к 2010 г.	
	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	%
<b>Россия, всего</b>	<b>256 444,8</b>	<b>21 370,4</b>	<b>7688,0</b>	<b>3,1</b>
<b>Роснефть</b>	<b>50 385,0</b>	<b>4 198,8</b>	<b>155,6</b>	<b>0,3</b>
Комсомольский НПЗ	7 623,0	635,3	-138,7	-1,8
Туапсинский НПЗ	4 546,5	378,9	31,0	0,7
Сызранский НПЗ	6 545,1	545,4	24,6	0,4
Новокуйбышевский НПЗ	7 681,6	640,1	80,2	1,1
Куйбышевский НПЗ	6 671,7	556,0	4,2	0,1
Ачинский НПЗ	7 507,4	625,6	55,7	0,7
Ангарская НХК	9 809,7	817,5	98,6	1,0
<b>Башнефть</b>	<b>21 047,5</b>	<b>1 754,0</b>	<b>-145,5</b>	<b>-0,7</b>
Ново-Уфимский НПЗ	6 598,2	549,9	-58,9	-0,9
Уфанефтехим	8 351,0	695,9	534,1	6,8
Уфимский НПЗ	6 098,3	508,2	-620,7	-9,2
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>45 101,7</b>	<b>3 758,5</b>	<b>70,6</b>	<b>0,2</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	10 865,7	905,5	-109,4	-1,0
ЛУКОЙЛ-ПНОС	12 673,4	1 056,1	-357,7	-2,7
ЛУКОЙЛ-УНП	4 498,3	374,9	400,1	9,8
ЛУКОЙЛ-ННОС	17 064,3	1 422,0	137,6	0,8
<b>Газпром нефть</b>	<b>30 745,1</b>	<b>2 562,1</b>	<b>1613,8</b>	<b>5,5</b>
Омский НПЗ	19 949,3	1 662,4	965,5	5,1
Московский НПЗ	10 795,8	899,7	648,3	6,4
<b>ТНК-ВР</b>	<b>22 752,7</b>	<b>1 896,1</b>	<b>194,3</b>	<b>0,9</b>
Рязанская НПК	16 611,2	1 384,3	756,5	4,8
Саратовский НПЗ	6 141,5	511,8	-562,2	-8,4
<b>КИНЕФ</b>	<b>21 079,9</b>	<b>1 756,7</b>	<b>-97,3</b>	<b>-0,5</b>
<b>Газпром</b>	<b>4 914,3</b>	<b>409,5</b>	<b>-194,3</b>	<b>-3,8</b>
Газпром нефтехим Салават	6 492,5	541,0	-114,9	-1,7
Краснодарский НПЗ	2 530,2	210,9	12,6	0,5
<b>ТАИФ-НК</b>	<b>8 317,5</b>	<b>693,1</b>	<b>213,7</b>	<b>2,6</b>
Орскнефтеоргсинтез	5 253,1	437,8	119,3	2,3
Хабаровский НПЗ	3 689,9	307,5	439,4	13,5
Славнефть-ЯНОС	14 772,8	1 231,1	482,0	3,4
Афипский НПЗ	3 891,4	324,3	527,4	15,7
Новошахтинский НПЗ	2 491,1	207,6	583,5	30,6
ТАНЕКО	2 036,3	407,3	2036,3	-
Мини-НПЗ	10 943,7	912,0	1791,4	19,6

ствующих мощностей. 2011 год не стал исключением.

**В прошлом году в России потреблено 33,5 млн тонн автобензина, из них 1 млн тонн — импортное топливо: предложение со скрипом, но соответствует спросу**

Так, «Газпром нефть» увеличила переработку сырья на Московском и Омском НПЗ в сумме на 1,6 млн тонн (см. «Первичная переработка нефтяного сырья»).

ТНК-ВР переработала на Рязанской НПК и Саратовском НПЗ примерно на 200 тыс. тонн сырья больше по сравнению с 2010 годом. Более чем на 500 тыс. тонн увеличили переработку Новошахтинский, Антипинский и Афипский НПЗ. ЯНОС и Хабаровский НПЗ — более чем на 400 тыс. тонн, ТАИФ-НК и Ильский НПЗ — примерно на 200 тыс. тонн каждый, а «Орскнефтеоргсинтез» — почти на 120 тыс. тонн.

Свой вклад в прирост переработки в прошлом году внесли и

новые мощности. ТАНЕКО, новый НПЗ в Нижнекамске, введен в коммерческую эксплуатацию в августе 2011 года, согласно статистике Минэнерго. В августе предприятие переработало почти 200 тыс. тонн сырья, в сентябре — 362 тыс. тонн, а в четвертом квартале 2011 года НПЗ перерабатывало в среднем 492 тыс. тонн нефти в месяц. Сейчас предприятие производит прямые продукты: нефть, керосин, печное топливо и мазут. На внутреннем рынке производитель продает «печку» с различной морозостойкостью и технической керосин.

Усинский НПЗ компании «Енисей» начал работу в июне прошлого года, согласно отраслевой статистике. С июня по сентябрь предприятие переработало 281 тыс. тонн сырья, а в октябре — 118 тыс. тонн. Всего в 2011 году Усинский НПЗ переработал 624 тыс. тонн нефтяного сырья. На завод поступает нефть Западно-Сынатыйского и других месторождений Севера.

Проектная мощность Усинского НПЗ составляет 1,3 млн тонн в год. Инвестиции в первую очередь НПЗ составили \$140–160 млн. В 2012–2013 годах в Усинске планируется ввести в эксплуатацию установки гидродепарафинизации и гидроочистки дизельного топлива, а также установку по производству водорода. Это позволит предприятию производить морозостойкие сорта дизельного топлива, соответствующие нормам Евро.

К 2015 году «Енисей» планирует ввести в эксплуатацию вторую очередь Усинского НПЗ, включающую установки гидрокрекинга и производства гранулированной серы. Из мазута предполагается производить 70% дизтоплива стандарта Евро-5 и 15–20% нафты.

«Волховнефтехим», малый НПЗ в Ленобласти, введен в эксплуатацию в ноябре 2011 года. Мощность первой очереди предприятия составляет 0,5 млн тонн в год. В отраслевой статистике отсутствуют данные об объемах переработки сырья и производства нефтепродуктов на этом предприятии.

Производство и отгрузки автомобильного бензина								
	Производство				Отгрузки			
	2011 г.		± к 2010 г.		Внутренний рынок		Экспорт	
	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	тыс. т/мес.
<b>Россия, всего</b>	<b>36 647,8</b>	<b>3 054,0</b>	<b>579,9</b>	<b>1,6</b>	<b>32 549,6</b>	<b>2 712,5</b>	<b>4 095,7</b>	<b>341,3</b>
<b>Роснефть</b>	<b>5 651,5</b>	<b>471,0</b>	<b>-779,1</b>	<b>-12,1</b>	<b>4 856,2</b>	<b>404,7</b>	<b>813,2</b>	<b>67,8</b>
Комсомольский НПЗ	405,3	33,8	-80,6	-16,6	403,2	33,6	0,0	0
Туапсинский НПЗ	0,0	0,0	-232,4	-100,0	5,2	0,4	0,0	0
Сызранский НПЗ	1 008,9	84,1	27,5	2,8	1008,2	84,0	0,0	0
Новокуйбышевский НПЗ	904,5	75,4	-168,0	-15,7	872,1	72,7	55,1	4,6
Куйбышевский НПЗ	961,1	80,1	-53,2	-5,2	609,8	50,8	354,0	29,5
Ачинский НПЗ	1 034,8	86,2	-211,0	-16,9	1 012,0	84,3	7,4	0,6
Ангарская НХК	1 336,9	111,4	-61,4	-4,4	945,6	78,8	396,7	33,1
<b>Башнефть</b>	<b>4 540,0</b>	<b>378,3</b>	<b>-217,6</b>	<b>-4,6</b>	<b>4 131,1</b>	<b>344,3</b>	<b>402,1</b>	<b>33,5</b>
Ново-Уфимский НПЗ	1 740,8	145,1	378,3	27,8	1 537,5	128,1	210,9	17,6
Уфанефтехим	1 605,2	133,8	-79,4	-4,7	1 419,8	118,3	167,8	14
Уфимский НПЗ	1 194,0	99,5	-516,5	-30,2	1 173,8	97,8	23,4	2
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>6 672,4</b>	<b>556,0</b>	<b>800,7</b>	<b>13,6</b>	<b>6 684,7</b>	<b>557,1</b>	<b>44,9</b>	<b>3,7</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	1 489,6	124,1	52,3	3,6	1 505,0	125,4	0,0	0
ЛУКОЙЛ-ПНОС	1 642,3	136,9	-211,9	-11,4	1 664,3	138,7	0,0	0
ЛУКОЙЛ-УНП	474,4	39,5	41,8	9,7	469,1	39,1	0,0	0
ЛУКОЙЛ-ННОС	3 066,1	255,5	918,5	42,8	3 046,3	253,9	44,9	3,7
<b>Газпром нефть</b>	<b>6 463,0</b>	<b>538,6</b>	<b>644,1</b>	<b>11,1</b>	<b>5 876,2</b>	<b>489,7</b>	<b>548,8</b>	<b>45,7</b>
Омский НПЗ	4 095,2	341,3	513,5	14,3	3 528,3	294,0	523,8	43,7
Московский НПЗ	2 367,8	197,3	130,6	5,8	2 347,9	195,7	25,0	2,1
<b>ТНК-ВР</b>	<b>3 878,8</b>	<b>323,2</b>	<b>93,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3 833,8</b>	<b>319,5</b>	<b>67,9</b>	<b>5,7</b>
Рязанская НПК	3 024,8	252,1	109,7	3,8	2 968,9	247,4	67,9	5,7
Саратовский НПЗ	854,0	71,2	-16,7	-1,9	864,9	72,1	0,0	0
<b>КИНЕФ</b>	<b>2 292,7</b>	<b>191,1</b>	<b>-112,3</b>	<b>-4,7</b>	<b>1 531,2</b>	<b>127,6</b>	<b>753,6</b>	<b>62,8</b>
<b>Газпром</b>	<b>2 153,3</b>	<b>179,4</b>	<b>40,7</b>	<b>1,9</b>	<b>1 645,1</b>	<b>137,1</b>	<b>443,8</b>	<b>37</b>
Газпром нефтехим Салават	677,0	56,4	33,9	5,3	219,5	18,3	477,6	39,8
<b>ТАИФ-НК</b>	<b>583,1</b>	<b>48,6</b>	<b>29,2</b>	<b>5,3</b>	<b>497,8</b>	<b>41,5</b>	<b>70,5</b>	<b>5,9</b>
Орскнефтеоргсинтез	742,6	61,9	-9,8	-1,3	455,2	37,9	277,9	23,2
Хабаровский НПЗ	387,0	32,3	17,9	4,8	392,1	32,7	0,0	0
Славнефть-ЯНОС	2 352,4	196,0	50,2	2,2	2 171,9	181,0	195,4	16,3
Мини-НПЗ	254,0	21,2	-11,0	-4,2	255,0	21,3	0,0	0

### Автобензин: на грани баланса и дефицита

В 2011 году в России произведено 36,6 млн тонн автомобильного бензина. Объем производства вырос на 0,5 млн тонн по сравнению с 2010 годом и на 6,1 млн тонн по сравнению с 2004 годом.

Не всем переработчикам в прошлом году удалось нарастить выработку бензина (см. «Производство и отгрузки автомобильного бензина» и «Марочная структура производства автомобильного бензина и дизельного топлива»). Так, «Роснефть» произвела 5,7 млн тонн

автобензина, что на 0,78 млн тонн меньше по сравнению с 2010 годом. Шесть из семи крупных НПЗ госкомпании в 2011 году снизили выработку автомобильного бензина.

Сокращение производства автобензина «Роснефтью», по всей видимости, объясняется корректировкой бизнес-планов компании. До принятия изменений к топливному техрегламенту Нормаль-80 облагался максимальной ставкой акциза как бензин, не соответствующий никакому экологическому классу. В этой связи многие переработчики еще в конце 2010 года приняли решение отказаться от производства низко-

октанового бензина в 2011 году либо минимизировать его.

«Роснефть» произвела в 2010 году 1,54 млн тонн низкооктанового бензина, а в 2011 году лишь

**В прошлом году авиаперевозки пассажиров увеличились до 64,12 млн человек: производство авиакеросина в 2011 году выросло на 2,1%, до 9,26 млн тонн**

343 тыс. тонн. Компания увеличила производство высокооктановых бензинов с 4,9 до 5,31 млн тонн, но это не позволило компенсировать сокращение выработки низкооктанового бензина.

## Марочная структура производства автомобильного бензина и дизельного топлива, тыс. т

	Автомобильный бензин				Дизельное топливо			
	ИОЧ 80	ИОЧ 92	ИОЧ 95+	Всего	Летнее	Зимнее	Арктическое	Всего
<b>Россия, всего</b>	<b>3 845,6</b>	<b>24 714,2</b>	<b>8 088,0</b>	<b>36 647,8</b>	<b>54 901,7</b>	<b>14 857,4</b>	<b>822,0</b>	<b>70 581,1</b>
<b>Роснефть</b>	<b>343,0</b>	<b>4 340,8</b>	<b>967,7</b>	<b>5 651,5</b>	<b>12 793,2</b>	<b>2 624,5</b>	<b>209,6</b>	<b>15 627,3</b>
Комсомольский НПЗ	59,1	264,8	81,4	405,3	1 642,0	452,4	34,2	2 128,6
Туапсинский НПЗ	0,0	0,0	0,0	0,0	1 432,1	0,0	0,0	1 432,1
Сызранский НПЗ	12,0	635,2	361,7	1 008,9	1 955,4	186,9	0,0	2 142,3
Новокуйбышевский НПЗ	-1,1	881,4	24,2	904,5	2 042,8	205,3	0,0	2 248,1
Куйбышевский НПЗ	-0,2	685,5	275,8	961,1	2 148,3	178,2	0,0	2 326,5
Ачинский НПЗ	0,0	962,6	72,2	1 034,8	1 758,6	696,0	0,0	2 454,6
Ангарская НХК	273,2	911,3	152,4	1 336,9	1 814,0	905,7	175,4	2 895,1
<b>Башнефть</b>	<b>295,9</b>	<b>3 879,9</b>	<b>384,2</b>	<b>4 540,0</b>	<b>6 440,8</b>	<b>733,2</b>	<b>239,3</b>	<b>7 413,3</b>
Ново-Уфимский НПЗ	295,9	1 304,1	140,8	1 740,8	1 942,4	0,0	0,0	1 942,4
Уфанефтехим	0,0	1 428,1	177,1	1 605,2	2 754,9	299,3	239,3	3 293,5
Уфимский НПЗ	0,0	1 147,7	46,3	1 194,0	1 743,5	433,9	0,0	2 177,4
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>251,8</b>	<b>4 282,3</b>	<b>2 138,3</b>	<b>6 672,4</b>	<b>7 323,1</b>	<b>4 782,9</b>	<b>209,2</b>	<b>12 315,2</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	94,2	1 076,5	318,9	1 489,6	2 861,2	215,9	0,0	3 077,1
ЛУКОЙЛ-ПНОС	68,1	1 095,3	478,9	1 642,3	1 699,6	2 136,4	46,0	3 882,0
ЛУКОЙЛ-УНП	33,8	349,8	90,8	474,4	250,4	781,5	163,2	1 195,1
ЛУКОЙЛ-ННОС	55,7	1 760,7	1 249,7	3 066,1	2 511,9	1 649,1	0,0	4 161,0
<b>Газпром нефть</b>	<b>741,1</b>	<b>4 274,8</b>	<b>1 447,1</b>	<b>6 463,0</b>	<b>7 377,8</b>	<b>1 382,2</b>	<b>37,4</b>	<b>8 797,4</b>
Омский НПЗ	574,6	2 844,9	675,7	4 095,2	5 199,0	888,9	37,4	6 125,3
Московский НПЗ	166,5	1 429,9	771,4	2 367,8	2 178,8	493,3	0,0	2 672,1
<b>ТНК-ВР</b>	<b>0,0</b>	<b>2 260,2</b>	<b>1 618,6</b>	<b>3 878,8</b>	<b>5 149,2</b>	<b>592,9</b>	<b>0,0</b>	<b>5 742,1</b>
Рязанская НПК	0,0	1 603,5	1 421,3	3 024,8	3 771,9	469,8	0,0	4 241,7
Саратовский НПЗ	0,0	656,7	197,3	854,0	1 377,3	123,1	0,0	1 500,4
<b>КИНЕФ</b>	<b>915,9</b>	<b>1 034,3</b>	<b>342,5</b>	<b>2 292,7</b>	<b>4 193,2</b>	<b>684,1</b>	<b>112,7</b>	<b>4 990,0</b>
Газпром	513,8	1 390,9	248,6	2 153,3	667,4	632,9	0,0	1 300,3
Газпром нефтехим Салават	157,4	488,2	31,4	677,0	1 857,4	288,7	0,0	2 146,1
Краснодарский НПЗ	0,0	0,0	0,0	0,0	790,3	0,0	0,0	790,3
<b>ТАИФ-НК</b>	<b>6,7</b>	<b>559,9</b>	<b>16,5</b>	<b>583,1</b>	<b>1 661,8</b>	<b>251,9</b>	<b>0,0</b>	<b>1 913,7</b>
Орскнефтеоргсинтез	262,7	399,2	80,7	742,6	1 415,1	91,8	0,0	1 506,9
Хабаровский НПЗ	45,1	217,1	124,8	387,0	166,1	240,7	1,4	408,2
Славнефть-ЯНОС	197,0	1 447,8	707,6	2 352,4	2 653,1	1 386,2	0,0	4 039,3
Афипский НПЗ	0,0	0,0	0,0	0,0	1 306,6	0,0	0,0	1 306,6
Мини-НПЗ	115,2	138,8	0,0	254,0	1 106,6	1 165,4	12,4	2 284,4

«Башнефть» значительно сократила производство автобензина на Уфимском НПЗ, что связано

### Нефтяники смогли удовлетворить спрос на авиакеросин, даже сократив экспорт до 0,67 млн тонн

со снижением переработки сырья на предприятии. В целом по компании производство бензина в 2011 году понизилось на 0,22 млн тонн, до 4,54 млн тонн.

ТНК-ВР увеличила производство автобензина на Рязанской НПК на 110 тыс. тонн, а на Сара-

товском НПЗ сократила на 17 тыс. тонн. Рязанская НПК не производит низкооктановый бензин с 2010 года, а Саратовский НПЗ — с 2011 года. Нормаль-80 в небольших объемах производится на ЯНОСе, но это не покрывает потребности собственной сбытовой сети. В результате компания, по данным трейдеров, закупает низкооктановый бензин на спотовом рынке.

Больше других увеличили производство автобензина ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть». Нижегородский НПЗ ЛУКОЙЛа в 2011 году произвел 3,07 млн тонн автобен-

зина, что на 0,92 млн тонн больше по сравнению с предыдущим годом. 43%-ный рост производства бензина стал возможен благодаря вводу в эксплуатацию комплекса каталитического крекинга с алкилированием на Нижегородском НПЗ. В целом по компании производство автобензина увеличилось на 0,8 млн тонн и составило 6,67 млн тонн.

«Газпром нефть» в прошлом году нарастила производство автобензина на Омском НПЗ на 0,51 млн тонн, до 4,1 млн тонн. И снова значительному приросту производства бензина предше-

ствовал ввод в конце 2010 года новых мощностей — установки изомеризации производительностью 800 тыс. тонн в год. Московский НПЗ увеличил производство автобензина на 0,13 млн тонн, до 2,37 млн тонн.

Основная тенденция последних лет заключается в постепенном переходе российского рынка на высокооктановые марки автобензина. Так, в прошлом году в стране произведено 24,7 млн тонн бензинов с ИОЧ 92 и 8,1 млн тонн с ИОЧ 95 и выше. В результате доля высокооктановых бензинов в структуре производства в 2011 году составила 89,6%. Год назад этот показатель находился на уровне 84,8%, а в 2004 году — 54,4% (см. «Динамика производства и потребления автобензина»).

Автомобильный бензин является продуктом, преимущественно реализуемым на внутреннем рынке. Так, в 2004 году на экспорт было отгружено 13,8% автобензина, в 2010 году — 9,1% и в 2011 году — 11,2%. В 2004 году из России экспортировано 4,2 млн тонн автобензина, в 2010 году — 3,3 млн тонн и в 2011 году — 4,1 млн тонн. При этом максимальные объемы бензина экспортировались в 2006 и 2007 годах — примерно по 6 млн тонн (см. «Динамика экспорта и импорта автобензина»).

Небольшие объемы экспорта автобензина на фоне его производства подчеркивают чувствительность внутреннего рынка к различным нештатным ситуациям. Стоит лишь немного увеличить объем экспорта, и российский рынок неминуемо столкнется с дефицитом. Такой же эффект способен оказать единовременный выход в профилактический ремонт или аварии на нескольких крупных НПЗ.

С недавних пор автомобильный бензин стал в заметных объемах импортироваться в Россию. Так, согласно таможенной статистике, в 2004 году в страну ввезено «всего ничего» — 0,1 млн тонн автобензина, в 2008 и 2009 годах — по 0,2 млн тонн, в 2010 году — 0,5 млн тонн и в 2011 году — порядка 1 млн тонн. По итогам 2011 года внутренний рынок бен-

зина вырос до 33,5 млн тонн: 32,5 млн тонн — отгрузки с российских НПЗ и еще 1 млн тонн — импорт.

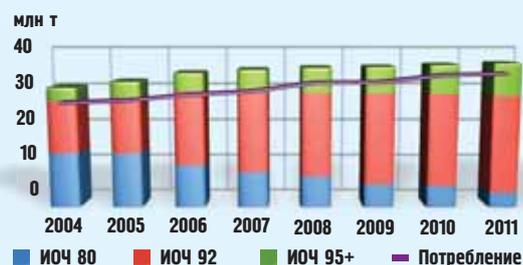
Пожалуй, самым значимым событием стал прошлогодний бензиновый кризис. Его причины были комплексными. С 1 января 2011 года в России были ужесточены экологические требования к топливам, в результате на внутренний рынок разрешалось поставлять бензины класса 3 и выше. Нефтепереработчики, медлившие с модернизацией, стали вынужденно отгружать часть автобензина на экспорт из-за его несоответствия регламенту.

Были и сугубо экономические предпосылки бензинового кризиса. В феврале 2011 года премьер-министр потребовал от глав нефтяных компаний снизить цены. Производители оперативно понизили оптовые и розничные цены на дизельное топливо и автобензин и не повышали их вслед за ростом мировых цен на нефть и нефтепродукты на фоне гражданской войны в Ливии.

Российский рынок столкнулся с ситуацией, когда экспортный паритет стал значительно превышать внутренние цены. В итоге в феврале-апреле 2011 года из России было экспортировано 1,8 млн тонн автобензина, что примерно на 1 млн тонн больше по сравнению с таким же периодом 2010 года.

Вмешательство в рыночные процессы совпало с запретом продажи на внутреннем рынке бензина ниже класса 3, и уже в апреле страна столкнулась с жесточайшим бензиновым кризисом. Недопоставки бензина на внутренний рынок привели тогда

Динамика производства и потребления автобензина



Динамика экспорта и импорта автобензина



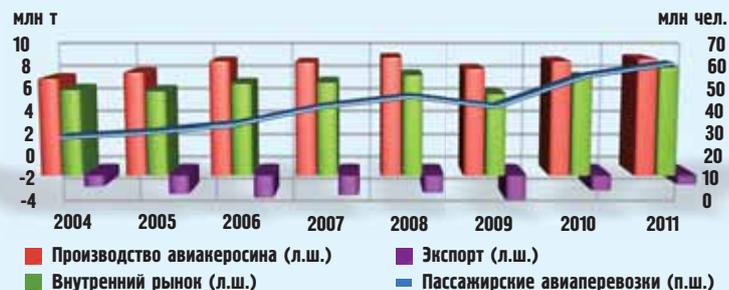
к вполне осязаемому товарному дефициту.

Пожар удалось потушить лишь осенью прошлого года, и это потребовало принятия беспреце-

**Российские НПЗ не могут одновременно производить максимальные объемы ДТЗ и авиакеросина. Результат — периодически возникающие кризисы на обоих рынках**

дентных мер. Были введены защитительные экспортные пошлины сначала на автомобильный бензин, а затем и на нефть. Минэнерго «договорилось» с нефтя-

Российский рынок авиакеросина



## Производство и отгрузки авиационного керосина

	Производство				Отгрузки			
	2011 г.		± к 2010 г.		Внутренний рынок		Экспорт	
	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	тыс. т/мес.
<b>Россия, всего</b>	<b>9 257,2</b>	<b>771,4</b>	<b>189,1</b>	<b>2,1</b>	<b>8 559,3</b>	<b>713,3</b>	<b>666,8</b>	<b>55,6</b>
<b>Роснефть</b>	<b>1 202,5</b>	<b>100,2</b>	<b>102,1</b>	<b>9,3</b>	<b>1 174,8</b>	<b>97,9</b>	<b>19,6</b>	<b>1,6</b>
Комсомольский НПЗ	270,3	22,5	-4,4	-1,6	272,5	22,7	0,0	0,0
Сызранский НПЗ	25,3	2,1	25,7	-6 425,0	18,8	1,6	0,0	0,0
Новокуйбышевский НПЗ	279,1	23,3	-24,7	-8,1	284,4	23,7	0,1	0,0
Ачинский НПЗ	171,6	14,3	0,5	0,3	169,8	14,2	0,0	0,0
Ангарская НХК	456,2	38,0	105,0	29,9	429,2	35,8	19,5	1,6
<b>Башнефть</b>	<b>74,2</b>	<b>6,2</b>	<b>50,3</b>	<b>210,5</b>	<b>73,7</b>	<b>6,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Ново-Уфимский НПЗ	74,2	6,2	50,3	210,5	73,7	6,1	0,0	0,0
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>2 293,9</b>	<b>191,2</b>	<b>-65,3</b>	<b>-2,8</b>	<b>2 073,4</b>	<b>172,8</b>	<b>225,3</b>	<b>18,8</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	883,6	73,6	-0,7	-0,1	828,4	69,0	59,9	5
ЛУКОЙЛ-ПНОС	620,5	51,7	-100,5	-13,9	618,3	51,5	0,0	0
ЛУКОЙЛ-УНП	38,5	3,2	6,4	19,9	38,1	3,2	0,0	0
ЛУКОЙЛ-ННОС	751,3	62,6	29,5	4,1	588,7	49,1	165,4	13,8
<b>Газпром нефть</b>	<b>2 072,7</b>	<b>172,7</b>	<b>36,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1 942,0</b>	<b>161,8</b>	<b>117,5</b>	<b>9,8</b>
Омский НПЗ	1 423,3	118,6	11,0	0,8	1 296,0	108,0	117,5	9,8
Московский НПЗ	649,4	54,1	25,0	4,0	646,0	53,8	0,0	0,0
<b>ТНК-ВР</b>	<b>1 089,5</b>	<b>90,8</b>	<b>113,1</b>	<b>11,6</b>	<b>1 058,6</b>	<b>88,2</b>	<b>25,5</b>	<b>2,1</b>
Рязанская НПК	1 089,5	90,8	113,1	11,6	1 058,6	88,2	25,5	2,1
<b>КИНЕФ</b>	<b>828,3</b>	<b>69,0</b>	<b>27,7</b>	<b>3,5</b>	<b>805,8</b>	<b>67,1</b>	<b>21,0</b>	<b>1,8</b>
Газпром	166,5	13,9	0,8	0,5	164,7	13,7	0,0	0,0
Краснодарский НПЗ	76,9	6,4	14,8	23,8	79,1	6,6	0,0	0,0
ТАИФ-НК	32,8	2,7	-71,5	-68,6	27,1	2,3	0,0	0,0
Орскнефтеоргсинтез	272,4	22,7	2,6	1,0	125,2	10,4	144,9	12,1
Хабаровский НПЗ	188,8	15,7	34,1	22,0	189,4	15,8	0,0	0,0
Славнефть-ЯНОС	842,6	70,2	34,0	4,2	732,9	61,1	113,1	9,4
Афипский НПЗ	7,8	7,8	-114,2	-93,6	7,4	7,4	0,0	0,0
Мини-НПЗ	108,3	9,0	24,6	29,4	105,3	8,8	0,0	0,0

никами об увеличении отгрузок топлива на внутренний рынок. Регуляторы весной «разрешили» повысить розничные цены. Наконец, принятые в сентябре поправки к техрегламенту вернули на внутренний рынок бензин Евро-2.

### Более половины дизельного топлива экспортируется из России, но от дизельных кризисов этот профицит не защищает

К чему мы пришли? Производство автобензина в России ныне в целом соответствует спросу. Оговоримся: это соответствие возможно лишь с разрешенным Евро-2. Отрасль пока не способна перейти на Евро-3, и прошлогодний кризис — явное тому подтверждение.

Показательно, что ввод бензиновых мощностей не сильно помог. Помимо ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти» на этом поприще отметились ЯНОС, где осенью 2011 года заработала установка изомеризации производительностью 600 тыс. тонн в год. На Сызранском НПЗ в прошлом году введена установка изомеризации на 300 тыс. тонн в год.

На всех заводах Самарской группы в 2010–2011 годах введены блоки выделения бензолсодержащей фракции на установках риформинга. Однако свободный рынок не увидел существенной прибавки объемов автобензина с этих предприятий, пожалуй, за исключением ЯНОСа.

Наблюдаемый сейчас профицит ни в коем случае не должен вводить в заблуждение. В его ос-

нове заложены откат экологических требований, двукратный рост импорта бензина и максимально заблокированный регуляторами экспорт. Так, в одном из январских протоколов И.Сечин поручил С.Шматко ежедневно докладывать об отгрузках нефтепродуктов на внутренний рынок и на экспорт с четырех приграничных НПЗ. Кроме того, на эти же заводы был отправлен «доктор» в лице Ростехнадзора для проверки промбезопасности.

Думается, регуляторы прекрасно понимают, что отпустили рынок и дефицит разразится с новой силой. В свою очередь, внутренние цены быстро вернутся на уровень трех-пятитысячной «премии» к netback. Когда готовилась эта статья, экспортный паритет для бензина Премиум-95

на ЯНОСе был на уровне 30000 руб./т при цене на внутреннем рынке 26700 руб./т.

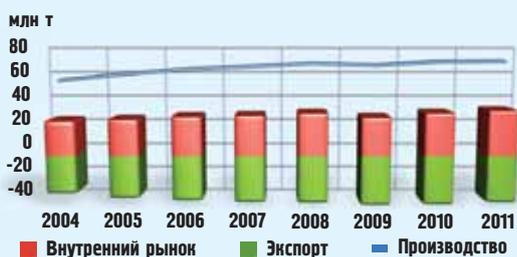
### Авиакеросин: спрос опережает производство

Минувший 2011 год оказался самым непростым для российского рынка авиакеросина. По данным Росавиации, авиаперевозки пассажиров в прошлом году вы-

росли на 12,6%, составив 64,12 млн человек (см. «Российский рынок авиакеросина»).

При этом производство авиакеросина, согласно данным Минэнерго, увеличилось лишь на 2,1%, до 9,26 млн тонн (см. «Производство и отгрузки авиационного керосина»). Отгрузки авиакеросина на внутренний рынок выросли с 7,8 до 8,6 млн тонн, или на 10,3%. Внутреннее потребление авиакеросина в про-

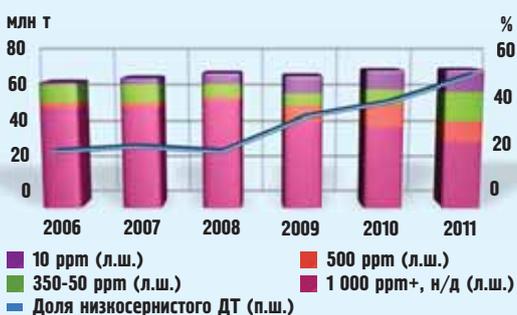
Российский рынок дизельного топлива



### Производство и отгрузки дизельного топлива

	Производство				Отгрузки			
	2011 год		± к 2010 году		Внутренний рынок		Экспорт	
	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	тыс. т/мес.
<b>Россия, всего</b>	<b>70 581,1</b>	<b>5 881,8</b>	<b>239,2</b>	<b>0,3</b>	<b>34 047,6</b>	<b>2 837,3</b>	<b>36 362,5</b>	<b>3 030,2</b>
<b>Роснефть</b>	<b>15 627,3</b>	<b>1 302,3</b>	<b>442,6</b>	<b>2,9</b>	<b>9 597,5</b>	<b>799,8</b>	<b>5 902,1</b>	<b>491,8</b>
Комсомольский НПЗ	2 128,6	177,4	14,5	0,7	856,6	71,4	1 280,7	106,7
Туапсинский НПЗ	1 432,1	119,3	0,4	0,0	36,0	3,0	1 385,9	115,5
Сызранский НПЗ	2 142,3	178,5	-16,4	-0,8	1 821,1	151,8	306,2	25,5
Новокуйбышевский НПЗ	2 248,1	187,3	226,5	11,2	1 582,1	131,8	614,8	51,2
Куйбышевский НПЗ	2 326,5	193,9	179,4	8,4	1 318,4	109,9	997,6	83,1
Ачинский НПЗ	2 454,6	204,6	-15,7	-0,6	1 993,1	166,1	429,5	35,8
Ангарская НХК	2 895,1	241,3	53,9	1,9	1 990,2	165,8	887,3	73,9
<b>Башнефть</b>	<b>7 413,3</b>	<b>617,8</b>	<b>-251,9</b>	<b>-3,3</b>	<b>2 133,6</b>	<b>177,8</b>	<b>5 295,7</b>	<b>441,3</b>
Ново-Уфимский НПЗ	1 942,4	161,9	-388,9	-16,7	149,7	12,5	1 796,3	149,7
Уфанефтехим	3 293,5	274,5	67,3	2,1	958,7	79,9	2 334,6	194,6
Уфимский НПЗ	2 177,4	181,5	69,7	3,3	1 025,3	85,4	1 164,9	97,1
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>12 315,2</b>	<b>1 026,3</b>	<b>357,4</b>	<b>3,0</b>	<b>4 823,8</b>	<b>402,0</b>	<b>7 474,2</b>	<b>622,9</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	3 077,1	256,4	-48,5	-1,6	1 026,0	85,5	2 051,9	171,0
ЛУКОЙЛ-ПНОС	3 882,0	323,5	-43,4	-1,1	1 391,4	115,9	2 462,0	205,2
ЛУКОЙЛ-УНП	1 195,1	99,6	129,6	12,2	896,6	74,7	277,7	23,1
ЛУКОЙЛ-ННОС	4 161,0	346,8	319,7	8,3	1 509,8	125,8	2 682,6	223,6
<b>Газпром нефть</b>	<b>8 797,4</b>	<b>733,1</b>	<b>48,3</b>	<b>0,6</b>	<b>5 256,4</b>	<b>438,0</b>	<b>3 528,2</b>	<b>294,0</b>
Омский НПЗ	6 125,3	510,4	85,0	1,4	3 530,2	294,2	2 570,8	214,2
Московский НПЗ	2 672,1	222,7	-36,7	-1,4	1 726,2	143,8	957,4	79,8
<b>ТНК-ВР</b>	<b>5 742,1</b>	<b>478,5</b>	<b>-272,7</b>	<b>-4,5</b>	<b>2 775,7</b>	<b>231,3</b>	<b>2 971,6</b>	<b>247,6</b>
Рязанская НПЗ	4 241,7	353,5	112,8	2,7	2 116,5	176,4	2 120,3	176,7
Саратовский НПЗ	1 500,4	125,0	-385,5	-20,4	659,2	54,9	851,4	71,0
<b>КИНЕФ</b>	<b>4 990,0</b>	<b>415,8</b>	<b>-135,3</b>	<b>-2,6</b>	<b>1 804,5</b>	<b>150,4</b>	<b>3 182,2</b>	<b>265,2</b>
Газпром	1 300,3	108,4	-103,3	-7,4	1 218,5	101,5	46,4	3,9
Газпром нефтехим Салават	2 146,1	178,8	65,3	3,1	379,7	31,6	1 761,8	146,8
Краснодарский НПЗ	790,3	65,9	-32,3	-3,9	123,8	10,3	667,1	55,6
ТАИФ-НК	1 913,7	159,5	-70,8	-3,6	1 131,9	94,3	777,4	64,8
Орскнефтеоргсинтез	1 506,9	125,6	56,0	3,9	536,7	44,7	964,9	80,4
Хабаровский НПЗ	408,2	34,0	-12,2	-2,9	416,3	34,7	0,0	0,0
Славнефть-ЯНОС	4 039,3	336,6	-260,3	-6,1	2 182,6	181,9	1 884,9	157,1
Афипский НПЗ	1 306,6	108,9	296,1	29,3	1,9	0,2	1 302,7	108,6
Мини-НПЗ	2 284,4	190,4	122,2	5,7	1 664,6	138,7	603,3	50,3

### Производство дизельного топлива с различным содержанием серы



### Динамика производства мазута и вакуумного газойля



шлом году оказалось рекордным на фоне очередного рекорда в воздушных перевозках за всю постсоветскую историю.

### Российские НПЗ без проблем перейдут на Евро-дизель: в 2011 году 51% произведенного топлива пришелся на низкосернистые марки

Наращивание поставок авиакеросина на внутренний рынок потребовало значительного сокращения экспорта. В прошлом году экспортировано 0,67 млн тонн авиатоплива, что на 0,57 меньше по сравнению с предыдущим годом. Стоит отметить, что в 2004–2011 годах минимальный объем экспорта авиакеросина пришелся именно на 2011 год. Очередной тревожный сигнал, свидетельствующий о том, что отрасль близка к пределу своих возможностей. В далеком 2004 году из России экспортировано 0,9 млн тонн авиакеросина, а в 2005–2010 годах вывозилось 1,2–2 млн тонн топлива ежегодно.

Среди крупных переработчиков производство авиакеросина сократили Пермский НПЗ ЛУК-ОЙЛа и ТАИФ-НК. Пермь снизила производство топлива примерно на 100 тыс. тонн, до 0,62 млн тонн. В результате производство авиакеросина в целом по компании ЛУКОЙЛ снизилось на 65,3 тыс. тонн.

ТАИФ-НК в прошлом году произвел 32,8 тыс. тонн авиакеросина, что на 71,5 тыс. тонн меньше по сравнению с 2010 годом. Афицкий НПЗ прекратил производство авиакеросина в феврале прошлого года. В 2010 году Афицкий НПЗ произвел 122 тыс. тонн авиакеросина, а в прошлом году — лишь 7,8 тыс. тонн.

ТНК-ВР, «Роснефть», «Газпром нефть», ЯНОС и Хабаровский НПЗ в 2011 году существенно увеличили производство авиакеросина.

Помимо авиационного керосина в России производится технический и осветительный керосин. Основные производители — ТАИФ-НК и ТАНЕКО. ТАИФ-НК в 2011 году выработал 284,5 тыс. тонн технического керосина, ТАНЕКО — 21,7 тыс. тонн. Всего в прошлом году произведено 311,5 тыс. тонн технического и осветительного керосина, что на 80,3 тыс. тонн больше по сравнению с 2010 годом. Значительная часть технического керосина используется в производства кустарного зимнего дизтоплива («печки») из летнего.

Минувший год запомнился керосиновым кризисом, который разразился в конце августа и закончился только в декабре. В начале сентября Росавиация распространила сообщение, что ТЗК московских аэропортов располагают запасами авиатоплива менее чем на трое суток.

Керосиновый кризис разразился из-за нескольких факторов. Осень является традиционным периодом для профилактических ремонтов на НПЗ, которые приводят к снижению производства моторных топлив. Сообщалось также об увеличении закупок авиакеросина Министерством обороны и временных перебоях в железнодорожных поставках топлива с Ярославского НПЗ в Шереметьево.

Однако ключевую роль в этом кризисе сыграло министерское решение о резервировании к ноябрю 515 тыс. тонн зимнего дизельного топлива нефтяными компаниями самостоятельно и на базе «Роснефтегаза». Зимний дизель характеризуется повышенным содержанием керосиновых фракций, и их отвлечение на производство ДТЗ привело к снижению выработки авиатоплива уже в августе. При этом потребление авиакеросина характеризуется выраженной сезонностью: спрос на топливо максимален с мая по сентябрь.

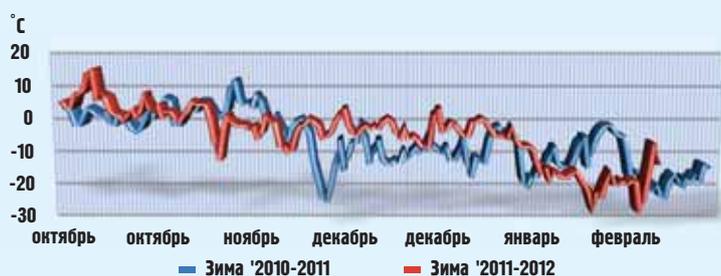
В августе-ноябре 2010 года в России произведено 3,28 млн тонн авиакеросина, а за аналогичный период 2011 года — 3,22 млн тонн, по данным Минэнерго. Спрос на внутреннем рынке вырос, однако авиакеросина производилось меньше, чем годом ранее.

Лишь в декабре прошлого года теплая зима и низкий спрос на ДТЗ позволили нефтяникам произвести 714 тыс. тонн авиакеросина, что на 61 тыс. тонн больше по сравнению с декабрем 2010 года. Объемы авиакеросина оперативно поступили на спотовый рынок, в результате цена топлива на MAU снизилась с заоблачных 37000–39000 руб./т в ноябре до 29000–29500 руб./т в конце декабря.

Сомневаться в дальнейшем росте внутреннего потребления авиакеросина не приходится. Вероятно, в 2012 году спрос подрастет еще на 600–800 тыс. тонн. Смогут ли производители его удовлетворить? Наверное, смогут, если прекратят экспорт авиатоплива. Так, в декабре 2011 года из России было экспортировано лишь 27,1 тыс. тонн авиакеросина, что гораздо меньше среднемесячного экспорта в 55,6 тыс. тонн.

Что потом — в 2013–2015 годах? Возможно, рынок спасет комплекс гидрокрекинга на КИ-НЕФе, который позволит предприятию увеличить производство авиакеросина, наряду с другими реализуемыми проектами глубокой переработки нефти. Может быть, придется закупать авиатопливо у соседей: на белорусском

График температур в Москве



«Нафтане» или Мажейккйском НПЗ. Время покажет.

### Дизтопливо: против зимы нет приема

Российский рынок дизельного топлива, по идее, должен быть самым спокойным и хронически профицитным. Как ни крути, а объем производства более чем в два раза превышает внутреннее потребление. В 2004–2011 годах на российский рынок отгружалось 42–48% произведенного дизтоплива, а остальной ресурс нефтяники отправляли на экспорт. Но не тут-то было: минувший год начался с дизельного кризиса, а осенью произошел еще один.

В 2011 году в России, по данным Минэнерго, произведено 70,6 млн тонн дизельного топлива. По сравнению с 2010 годом производство выросло на 0,3 млн тонн, а по сравнению с 2004-м — на 15,2 млн тонн (см. «Российский рынок дизельного топлива» и «Производство и отгрузки дизельного топлива»). Производство дизельного топлива увеличивалось вместе с ростом переработки нефти на НПЗ страны.

Позитивным изменением последних лет является рост доли низкосернистого дизельного топлива в структуре производства (см. «Производство дизельного топлива с различным содержанием серы»).

Так, в 2006 году в России произведено 12,9 млн тонн дизельного топлива с содержанием серы 500 ppm и менее, а доля низкосернистого дизеля составила примерно 20%. В 2010 году его

производство выросло до 28,4 млн тонн, а по итогам 2011 года оно составило 36 млн тонн (данные Минэнерго). Доля низкосернистого дизеля в структуре производства в 2010 году находилась на уровне 40%, а в прошлом году она составила 51%.

Между прочим, 36 млн тонн произведенного низкосернистого дизельного топлива в прошлом году — это больше, чем внутреннее потребление дизеля. За соответствие дизельного топлива требованиям техрегламента по сере можно не волноваться: уже сейчас нефтяники производят больше низкосернистого топлива, чем нужно внутреннему рынку. Не будем забывать о четырехсторонних соглашениях о модернизации НПЗ, которые подразумевают инвестиции в увеличение производства моторных топлив в соответствии с нормами Евро.

Производственная статистика позволяет выделить главную причину кризиса на рынке дизельного топлива осенью 2011 года. К взлету цен привел не физический дефицит низкосернистого топлива, а логистические проблемы. На внутренний рынок дизтопливо поставляется ж/д, авто- и трубопроводным транспортом. При этом поставки трубного дизеля на российский рынок составляют примерно 5–5,5 млн тонн в год.

Когда в сентябре 2011 года техрегламентом был запрещен оборот на российском рынке дизтоплива с серой более 500 ppm, «Транснефтепродукт» прекратил выгрузку этого продукта на внутренний рынок — все объемы сернистого дизеля стали прокачиваться на экспорт. За счет труб-

ного дизеля питались рынки Тамбовской, Белгородской и Воронежской, Курской, Орловской и Брянской областей. Отток дизельного топлива с внутреннего рынка из-за прекращения поставок трубного ресурса на пике дизельного кризиса составлял примерно 450 тыс. тонн в месяц.

### В прошлом году произведено 15,7 млн тонн ДЗП, ДТЗ и ДТА. Запаса прочности по морозостойкому дизелю нет

Проблема была оперативно решена: чтобы насытить внутренний рынок, нефтяные компании сократили экспорт низкосернистого дизельного топлива. Кроме того, «Транснефтепродукт» осенью прошлого года начал перевод системы на транспортировку дизтоплива с содержанием серы не более 500 ppm. С февраля 2012 года система продуктопроводов в основном прокачивает дизельное топливо с содержанием серы до 500 ppm.

### Российская нефтепереработка не дружит с моторным топливом: в прошлом году были бензиновый, керосиновый и дизельный кризисы

В прошлом году производители отгрузили на внутренний рынок 34 млн тонн дизельного топлива и экспортировали 36,4 млн тонн. По сравнению с 2004 годом отгрузки на внутренний рынок выросли на 8,2 млн тонн, а экспорт увеличился на 6,9 млн тонн. Вроде бы эти данные вместе со ста-

### Совсем мрачный рекорд российская нефтепереработка установила в темных нефтепродуктах

тистикой по содержанию серы говорят об отсутствии системных проблем на рынке: несмотря на наблюдаемый рост внутреннего потребления дизеля в нашем распоряжении по-прежнему двукратный запас ресурса.

Тем не менее, российский рынок дизельного топлива регулярно сталкивается с проблемами зимой. Из-за холодов летнее ди-

## Производство и отгрузки товарного мазута

	Производство				Отгрузки			
	2011 г.		± к 2010 г.		Внутренний рынок		Экспорт	
	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т/мес.	тыс. т	тыс. т/мес.
<b>Россия, всего*</b>	<b>75 135,4</b>	<b>6 261,3</b>	<b>3 279,2</b>	<b>4,6</b>	<b>13 287,1</b>	<b>1 107,3</b>	<b>61 682,8</b>	<b>5 140,2</b>
<b>Роснефть</b>	<b>16 760,9</b>	<b>1 396,7</b>	<b>-440,4</b>	<b>-2,6</b>	<b>3 781,8</b>	<b>315,1</b>	<b>12 912,9</b>	<b>1 076,1</b>
Комсомольский НПЗ	2 984,3	248,7	-62,0	-2,0	732,3	61,0	2 244,5	187,0
Туапсинский НПЗ	2 069,2	172,4	2,5	0,1	96,7	8,1	2 033,4	169,5
Сызранский НПЗ	2 193,9	182,8	54,4	2,5	338,8	28,2	1 848,0	154,0
Новокуйбышевский НПЗ	2 214,2	184,5	-424,7	-16,1	430,7	35,9	1 747,8	145,7
Куйбышевский НПЗ	2 356,7	196,4	-170,4	-6,7	528,4	44,0	1 826,6	152,2
Ачинский НПЗ	2 657,9	221,5	-11,2	-0,4	624,5	52,0	1 967,2	163,9
Ангарская НХК	2 257,9	188,2	162,9	7,8	1 030,5	85,9	1 245,3	103,8
Новокуйбышевский ЗМП	26,8	2,2	8,1	43,3	-	-	-	-
<b>Башнефть</b>	<b>2 678,0</b>	<b>223,2</b>	<b>32,0</b>	<b>1,2</b>	<b>1 644,8</b>	<b>137,1</b>	<b>996,8</b>	<b>83,1</b>
Ново-Уфимский НПЗ	744,0	62,0	-80,7	-9,8	740,2	61,7	11,0	0,9
Уфанефтехим	584,9	48,7	255,2	77,4	493,4	41,1	28,7	2,4
Уфимский НПЗ	1 349,1	112,4	-142,5	-9,6	411,2	34,3	957,1	79,8
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>11 230,7</b>	<b>935,9</b>	<b>437,4</b>	<b>4,1</b>	<b>1 191,9</b>	<b>99,3</b>	<b>10 049,8</b>	<b>837,5</b>
ЛУКОЙЛ-ВНП	1 469,0	122,4	-147,1	-9,1	188,7	15,7	1 272,1	106,0
ЛУКОЙЛ-ПНОС	2 226,0	185,5	180,0	8,8	294,5	24,5	1 944,5	162,0
ЛУКОЙЛ-УНП	1 509,3	125,8	348,1	30,0	460,1	38,3	1 070,7	89,2
ЛУКОЙЛ-ННОС	6 026,4	502,2	56,4	0,9	248,6	20,7	5 762,6	480,2
<b>Газпром нефть</b>	<b>5 614,7</b>	<b>467,9</b>	<b>281,8</b>	<b>5,3</b>	<b>1 948,0</b>	<b>162,3</b>	<b>3 685,3</b>	<b>307,1</b>
Омский НПЗ	2 777,8	231,5	19,3	0,7	1 190,6	99,2	1 600,3	133,4
Московский НПЗ	2 836,9	236,4	262,5	10,2	757,4	63,1	2 085,0	173,7
<b>ТНК-ВР</b>	<b>7 470,2</b>	<b>622,5</b>	<b>429,0</b>	<b>6,1</b>	<b>100,8</b>	<b>8,4</b>	<b>7 409,5</b>	<b>617,5</b>
Рязанская НПК	5 758,9	479,9	673,9	13,3	69,2	5,8	5 708,1	475,7
Саратовский НПЗ	1 711,3	142,6	-244,9	-12,5	31,5	2,6	1 701,4	141,8
<b>КИНЕФ*</b>	<b>10 892,9</b>	<b>907,7</b>	<b>107,2</b>	<b>1,0</b>	<b>126,4</b>	<b>10,5</b>	<b>10 732,0</b>	<b>894,3</b>
Газпром	299,2	24,9	-77,6	-20,6	138,5	11,5	169,9	14,2
Газпром нефтехим Салават	1 479,0	123,3	-102,3	-6,5	252,2	21,0	1 187,2	98,9
Краснодарский НПЗ	1 153,1	96,1	46,9	4,2	0,3	0,0	1 148,6	95,7
ТАИФ-НК*	2 016,0	168,0	-56,0	-2,7	350,8	29,2	1 648,1	137,3
Орскнефтеоргсинтез	1 945,3	162,1	10,0	0,5	579,2	48,3	1 361,1	113,4
Хабаровский НПЗ	1 238,8	103,2	108,1	9,6	446,0	37,2	816,3	68,0
Славнефть-ЯНОС	4 679,2	389,9	111,6	2,4	416,9	34,7	4 272,9	356,1
Афипский НПЗ	1 846,9	153,9	243,8	15,2	2,5	0,2	1 842,9	153,6
Новошахтинский НПЗ	1 294,5	107,9	379,0	41,4	1,6	0,1	1 305,9	108,8
ТАНЕКО	1 059,6	211,9	1 059,6	-	8,8	1,8	1 014,1	202,8
Мини-НПЗ*	3 476,4	289,7	709,1	25,6	2 296,5	191,4	1 129,5	94,1

\* - товарный мазут и ТТЗ-4

зельное топливо с морозостойкостью до минус 5°C становится неприменимым в большинстве регионов страны. НПЗ переходят на производство зимних марок топлива (сортов Е и F и классов 0-4, а также ГОСТовских ДТЗ и ДТА), однако не всегда удается произвести востребованные рынком продукты в достаточных объемах.

В 2011 году (по данным Минэнерго) в России произведено 14,9 млн тонн зимнего дизельного топлива и 0,8 млн тонн арктического (см. «Марочная структура производства автомобильного бензина и дизельного топлива»). Таким образом, суммарный объем производства морозостойкого дизеля составил 15,7 млн тонн.

В прошлом году в среднем за месяц на внутренний рынок отгружалось 2,84 млн тонн дизтоплива. Допустим, рынок нуждался в морозостойком топливе в течение 5,5 месяцев. Значит, потребность в дизеле зимних сортов можно приближенно оценить в 15,6 млн тонн по итогам 2011 года. 15,6 против 15,7 млн тонн означает, что никакого запаса

прочности у рынка нет и потребляется практически весь произведенный объем морозостойкого дизтоплива.

Кроме того, суммарное производство зимних марок дизельного топлива в 2011 году на уровне 15,7 млн тонн нуждается в пояснении. Обратившись к статистике, мы увидим, что в эту цифру попало, например, зимнее дизельное топливо Волгоградского НПЗ ЛУКОЙЛа, который на самом деле не производит «полноценное» ДТЗ.

Волгоград зимой производит для внутреннего рынка ДТ ЕВРО сорт F — демисезонное дизельное топливо. По всей видимости, в статистике к зимнему дизельному топливу отнесен и сорт E — демисезонное топливо с морозостойкостью до минус 15°C. Этот продукт применим на внутреннем рынке лишь в случае теплой зимы. Если же страны сковывают 20-градусные морозы, то «Е-шка» уже не спасает.

Из-за частичного перекрытия по фракционному составу морозостойких сортов дизельного топлива и авиакеросина холодной зимой проблемы возникают одновременно на обоих рынках. Зима '2011–2012 оказалась теплее зимы '2010–2010 (см. «График температур в Москве»). Настоящие морозы этой зимой пришли в Москву только в середине января. До этого вечерняя температура воздуха в Москве вполне позволяла использовать демисезонное дизельное топливо сорта E. «Е-шкой» и питался крупнейший в стране региональный рынок вплоть до середины января.

Пришедшие на месяц морозы не сопровождались существенным ростом цен на ДТЗ: с середины января по середину февраля мелкооптовые партии зимнего дизельного топлива в московском регионе стоили от 31700 до 32500 руб./т. Рынок спасли погода и накопленные производителями запасы ДТЗ. Теплая зима '2011–2012 пройдена со спокойными рынками морозостойкого дизельного топлива и авиакеросина.

Наоборот, холодная предыдущая зима сопровождалась ограниченным предложением

ДТЗ на спотовом рынке и отсутствием свободных объемов авиакеросина. Был бы керосин, умельцы на нефтебазах из летнего дизельного топлива сделали бы зимнее. В результате Россия столкнулась с дизельным кризисом: из-за ограниченного предложения зимнего дизельного топлива оно стоило на 5000–7000 руб./т дороже летнего.

Главная проблема заключается в том, что российская нефтепереработка, по всей видимости, не способна одновременно производить максимальные объемы авиакеросина и «полноценного» зимнего дизельного топлива с морозостойкостью минус 32°C и ниже. В пользу этого говорит прошлогодний кризис, когда на фоне холодной зимы мы видели ограниченное предложение ДТЗ и авиакеросина, а также керосиновый кризис, разразившийся в конце августа. Нефтяники, начав формировать резерв ДТЗ, не смогли предложить рынку достаточно авиакеросина.

Без серьезной модернизации не обойтись. Нефтяным компаниям через несколько лет предстоит полностью перейти на производство для внутреннего рынка дизельного топлива по нормам Евро-5. Кроме того, необходимо расширить узкие места на НПЗ, обеспечив одновременно производить максимальные объемы ДТЗ и авиакеросина, чтобы внутренний рынок впредь не оказывался заложником холодных зим.

### Темный властелин

Совсем мрачный рекорд российская нефтепереработка установила в темных нефтепродуктах. В 2011 году произведено 77,9 млн тонн валового мазута, согласно статистике Минэнерго и расчетам «Вертикали» (см. «Динамика производства мазута и вакуумного газойля»). Эта цифра включает данные по валовому мазуту, а также ТТЭ-4, которое в крупных объемах производит КИ-НЕФ. По сравнению с 2010 годом производство валового мазута выросло на 3,5 млн тонн, а по сравнению с 2004-м — на 21,6 млн тонн.

В относительном выражении производство валового мазута выросло за последние семь лет на 38%. Даже первичная переработка нефтяного сырья не увеличилась в такой степени, не говоря о производстве остальных основных нефтепродуктов. Так, в 2011 году переработано на 31% больше сырья, чем в 2004-м. За аналогичный период производство дизтоплива выросло на 27%, авиакеросина — на 21% и автобензина — на 20%.

### Мазут — абсолютный лидер по росту объемов производства: многие НПЗ экспортируют весь или почти весь произведенный мазут

Опережающий рост производства мазута привел к снижению глубины переработки нефти в России. В 2008 году, по данным Минэнерго, глубина переработки составила 71,9% и затем непрерывно снижалась. В 2010 году глубина переработки нефти в целом по отрасли составила 71,3%, а в прошлом году — 70,6%.

### Несмотря на повышение экспортных пошлин на темные нефтепродукты в прошлом году, экспорт мазута в очередной раз вырос

Такая динамика является результатом опережающего наращивания первичной переработки нефтяного сырья и перманентных задержек во вводе комплексов глубокой переработки нефти.

Производство вакуумного газойля — крупнотоннажного экспортного нефтепродукта — также выросло. В 2004 году в России произведено 4,7 млн тонн VGO, а в 2011 году — 10,3 млн тонн, что соответствует росту на 5,6 млн тонн. По сравнению с 2010 годом производство VGO сократилось на 1,7 млн тонн в целом по отрасли. Снижение произошло за счет Нижегородского НПЗ ЛУКОЙЛа: введя в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга VGO, предприятие сократило выпуск товарного вакуумного газойля на 1,9 млн тонн. Сейчас большую

часть производимого VGO предприятие направляет на переработку на комплекс каталитического крекинга.

Товарный мазут производится в меньших объемах, чем валовой (см. «Производство и отгрузки товарного мазута»). В прошлом году в России произведено 75,1 млн тонн товарного мазута, что на 3,3 млн тонн больше по сравнению с 2010 годом. Это значение учитывает объемы ТТЭ-4, данные по которому в отраслевой статистике публикуются отдельно от товарного топочного мазута.

### **Соглашения о модернизации + дифференциация акцизов + «60-66-90» = комплексный подход правительства к проблемам нефтепереработки?**

Рост производства мазута отнюдь не сопровождается увеличением спроса на этот продукт на внутреннем рынке. Если в 2004 году на внутренний рынок было отгружено 22,3 млн тонн мазута, то в 2010 году — 14 млн тонн, в 2011 году — 13,3 млн тонн, согласно статистике Минэнерго. За семь лет потребление мазута в России сократилось на 9 млн тонн, или на 40%. Спрос на мазут снижается из-за перевода генерирующих мощностей на экологически чистый природный газ.

Экспорт мазута рос на протяжении практически всего рассматриваемого периода. В 2011 году из России вывезено 61,7 млн тонн мазута. Это на 27,1 млн тонн больше по сравнению с 2004 годом и на 4 млн тонн больше по сравнению с 2010 годом. В относительном выражении экспорт мазута за последние семь лет вырос на 78%. Если в 2004 году экспортировано примерно 61% произведенного мазута, то в 2011 году вывезено уже 82% продукта.

С многих заводов экспортируется практически весь мазут. Это относится к Афипскому, Новошахтинскому, Краснодарскому, Саратовскому и Туапсинскому НПЗ, Рязанской НПК, КИНЕФу, ЯНОСу и ТАНЕКО.

Экспорт большей части производимого мазута может означать только одно. Такие операции эффективны, они приносили очень хорошую прибыль — спасибо дифференцированным пошлинам — и продолжают оставаться рентабельными после введения налоговой системы «60-66-90».

Несмотря на повышение экспортной пошлины на темные нефтепродукты сначала с февраля, а затем с октября прошлого года, мини-НПЗ, Новошахтинский, Афипский и Краснодарский НПЗ увеличили экспорт мазута. ТАНЕКО экспортирует почти весь производимый мазут. Кроме того, в России реализованы и реализуются проекты строительства мазутных терминалов. Стали бы инвесторы вкладывать деньги в эти проекты, будь они уверены, что через несколько лет переваливать будет нечего?

### **Нефтяников загоняют в модернизацию**

Между тем о налоговой системе «60-66-90» почему-то принято отзываться нелестно. Дескать, она губительна для нефтепереработки, а ее введение является ошибкой (см. «Эксперты против 60-66-90»).

На наш взгляд, система «60-66-90» вместе с намерением повысить ставку пошлины на темные нефтепродукты до 100% от нефтяной с 2015 года — это лишь одна из правительственных инициатив, которая должна направить нефтепереработку в русло модернизации. И рассматривать ее необходимо в увязке с остальными: дополнительной дифференциацией ставок акциза на бензин и дизельное топливо в зависимости от их экологического класса и четырехсторонними соглашениями о модернизации НПЗ.

Впервые за многие годы правительство комплексными мерами заставляет нефтяников инвестировать в развитие нефтеперерабатывающих мощностей. Четырехсторонние соглашения задают единственно верное направление: НПЗ модернизируют

необходимо, иначе будут санкции в рамках антимонопольных дел.

Дополнительная дифференциация акциза с июля 2012 года снизит налоговую нагрузку на производителей автобензина и дизтоплива Евро-5, что позволит быстрее окупать инвестиции в такие проекты. А система «60-66-90» с перспективой установления 100%-ной пошлины на темные нефтепродукты четко дает понять, что произойдет с экономикой НПЗ, если продолжать «замазучивать» экспорт и медлить с увеличением выхода светлых нефтепродуктов.

Избыточны ли инвестиции в нефтепереработку на уровне 600 млрд руб., согласно прогнозу Минэнерго? Нет, не избыточны. Как мы убедились, в прошлом году проблемы возникали и на рынке автобензина, и авиакеросина, и дизельного топлива. И в большинстве случаев были не только рыночные факторы, которые приводили к дефициту и росту цен, но и технологическое несовершенство российской нефтепереработки.

По всей видимости, ни нефтяные компании, ни независимые переработчики не испугались инициатив правительства. Так, нефтяники совсем не собираются прощаться с перерабатывающими активами. Правительство неоднократно собиралось купить через «Роснефтегаз» НПЗ для независимых участников рынка, но желающих продать нет.

В прошлом году состоялась сделка по продаже Орского НПЗ «ФортеИнвесту». Сейчас завод не аффилирован ни с добычей, ни со сбытом, но это не повод смотреть на данное предприятие как на кандидата на продажу «Роснефтегазу». Экспортный паритет на Казахстан для Орского НПЗ составляет 34000–39000 руб./т по бензину и примерно 30000 руб./т по авиакеросину.

Нефтепереработка будет жить, а нам лишь остается надеяться, что предпринятые правительством меры позволят достичь желаемого эффекта и через несколько лет модернизация НПЗ принесет ожидаемые от нее результаты. 

# Международный форум НЕФТЕКОКС '2012

При поддержке: Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков  
ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ»  
Торгово-промышленной палаты РФ  
Союза нефтегазопромышленников России



*Цель форума — согласование планов и прогнозов производства и потребления нефтяного кокса в РФ на перспективу до 2020 г., замещение импорта, перспективное изменение качества кокса, возобновление производства электродного кокса (включая кокс игольчатой структуры), использование сернистых коксов в экономике России, таможенное регулирование (снижение экспортной пошлины на сырой кокс — важный фактор развития глубокой переработки нефти в России).*



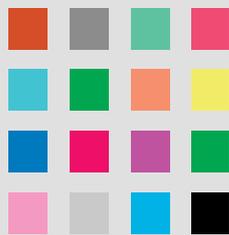
Организатор:  
Нефтегазовый журнал «ИнфоТЭК»  
контакты: (495) 669-70-07

22-23 марта 2012 г.,  
Москва, ТПП РФ

Ведущий проект богатого края России!

II место в РФ по запасам угля и золота

II место в РФ по запасам нефти, природного газа и конденсата



Комплекс специализированных выставок

**«Нефть. Газ. Химия»**

**«Горное дело»**

**«Сибирский GEO-форум»**

**27–29 МАРТА 2012**

III Восточно-Сибирский нефтесервисный конгресс

I Сибирский угольный форум

Конференция

**«Минеральные ресурсы СФО и Дальнего Востока»**

Конференция

**«Дистанционное зондирование земли»**

Официальная поддержка:



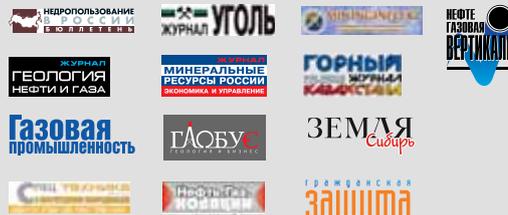
Генеральный  
информационный партнер



Организатор — «БК Красноярская ярмарка»



Информационная поддержка:



МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19  
тел.: +7 (913) 2288-616, 22-88-614,  
22-88-611 — круглосуточно  
nedra\_@krasfair.ru, www.krasfair.ru



**22–25  
мая**



**XX ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА**

# **ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ – 2012**

## **г.УФА**



Торгово-промышленная палата  
Республики Башкортостан



БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

сайт выставки: [www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ  
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00  
[gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)



# АБОРИГЕНЫ И НЕФТЬ

ОЛГА ВИНОГРАДОВА  
«Нефтегазовая Вертикаль»



Вопрос промышленного развития региона при одновременном сохранении исторического уклада жизни конфликтен по самой сути. По большому счету, это вопрос столкновения прошлого и будущего, и потому абсолютных путей его решения раз и навсегда существовать не может. К такому выводу приходишь, даже слегка окунувшись в проблему взаимодействия нефтегазовых компаний и коренных малочисленных народов (КМН).

Согласно российскому законодательству, родовые угодья аборигенов — особо охраняемые территории. Такой подход исходит из предпосылки, что культура коренных народов может быть сбережена только при сохранении традиционного образа жизни аборигенов. Но эта гуманная идея вступает в жесткое противоречие с требованиями промышленного развития и экономики региона, включающего территории традиционного природопользования (ТПП).

Единственным решением часто видится пересмотр границ охраняемых территорий и частичное снятие ограничений по добыче ископаемых. Три федеральных закона РФ, которые полностью посвящены правам коренных народов, носят общий декларативный характер и не обязывают напрямую недропользователей соблюдать эти права.

Зарубежный опыт показывает, что даже при наличии более четкой и конкретной правовой системы полностью избежать противостояния невозможно. Максимум, что можно сделать, — это свести конфликты к минимуму. Достичь этого можно через трехсторонние договоры компаний, коренных общин и местной власти, с обязательным включением обещаний компаний в качестве условий в лицензионные соглашения.

Конечно, были бы полезны и научные прорывы, позволяющие добывать нефть без ущерба окружающей природе. Но где ж их взять?

**Н**едavno в прессе проскочило короткое сообщение о том, что ямальские аборигены выступили против строительства ветки газопровода от Находкинского месторождения. Это сообщение привлекло внимание потому, что в мейнстриме отраслевой информации упоминания о конфликтах нефтегазовых компаний и коренных малочисленных народов практически не встречаются, как будто бы их и не существует.

Но стоит чуть-чуть копнуть СМИ северных регионов, как убеждаешься, что такая проблема есть. А вот ее решения пока нет. Да и может ли быть?

## Из региональных СМИ

**В ХМАО:** «Аборигены и газовики, конфликтующие из-за угодий в Сургутском районе, начали переговоры. К компромиссу пока не пришли. Недовольство аборигенов вызвано проектом «Забсибтрансгаза» — продуктопроводом Пуровского завода по переработке конденсата ЯНАО. Продуктопровод пройдет вблизи трех стойбищ, по территории загонов для оленей, по ягельным пастбищам. В правительство направлен официальный запрос о проведении заседания комиссии по вопросам территорий традиционного природопользования, которая должна урегулировать конфликт».

**В Якутии:** «Эвенки Олекминского района против второго, южного варианта прокладки газопровода Якутия–Хабаровск–Владивосток. Нитка газопровода будет проходить по самой сердцевине места компактного проживания эвенков Олекминского района, по самым продуктивным родовым землям: по территории оленьих пастбищ, охотничьих угодий, по местам захоронений и культовых сооружений эвенков».

**В ЯНАО:** «Жители Тазовского района на общественных слушаниях высказались против предоставления земли для инженерных изысканий под строительство третьей ветки газопровода от Находкинского месторождения до компрессорной станции «Ямбургская». По мнению общественности, третья ветка газопровода по-

## КОРЕННЫЕ МАЛОЧИСЛЕННЫЕ НАРОДЫ РОССИИ

Коренными малочисленными народами (КМН) в России признаются народы, проживающие на территориях традиционного расселения своих предков, сохраняющие свой образ жизни, хозяйствование и промыслы и насчитывающие менее 50 тыс. Правительство РФ специальным постановлением утвердило Единый перечень коренных малочисленных народов.

В настоящее время в 28 субъектах России компактно проживают 40 малочисленных народов Севера общей численностью порядка 240 тыс. человек. Около половины занято в оленеводстве.

В 1990 году создана общероссийская Ассоциация коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации. Высший орган — Съезд, который собирается каждые четыре года, в промежутках действуют Президиум организации и Координационный совет.

Организация является постоянным участником арктического совета, имеет специальный консультативный статус при Экономическом и Социальном Совете ООН, участвует в работе ФС РФ, сотрудничает с Правительством и Администрацией Президента РФ. Ассоциация имеет территориальные отделения, обладающие организационной и финансовой самостоятельностью.

влечет за собой катастрофу экосистемы Тазовской губы».

**На Камчатке:** «Коренные народы Камчатки — Ассоциация КМНС Камчатского края, Ассоциация КМНС «Корякия», Совет ительменов Камчатки «Тхсаном» и другие организации — обратились к руководству страны с призывом о незамедлительном прекращении разведочного бурения на Западно-Камчатском шельфе и закреплении за ним особого режима рыбохозяйственной заповедной зоны».

### Закон есть

Основополагающий принцип современного международного отношения к коренным малочисленным народам состоит в том, что они имеют право на земли и ресурсы, которыми традиционно владели, и что государства должны применять затрагивающие их законодательные или административные меры только после консультаций и с получением их полного, предварительного и осознанного согласия.

Эти принципы наиболее полно выражены в двух международных документах: Конвенция МОТ №169 «О коренных народах, ведущих племенной образ жизни в независимых странах» (1991 г.), которую Россия подписала, но так и не ратифицировала, и принятая

в 2007 году Генеральной Ассамблеей ООН Декларация о правах коренных народов.

Законодательная база РФ, на первый взгляд, содержит необходимые гарантии сохранения родовых угодий в соответствии с общепризнанными принципами и нормами международного права. Начиная со статьи 69 Конституции РФ, государство признает за коренными малочисленными народами их своеобразие, право на традиционный образ жизни, а также необходимость особого государственно-правового регулирования.

Три основных федеральных закона, касающиеся коренных народов, были приняты один за другим 10 лет назад: «О гарантиях прав коренных малочисленных народов РФ» (1999 г.), «Об общих принципах организации общин коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока РФ» (2000 г.) и «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока РФ» (2001 г.).

Проблема в том, что эти законы создают юридические предпосылки для решения проблемы, но не предлагают конкретные механизмы. Например, основополагающий ФЗ «О гарантиях прав...» устанавливает, что органы государственной власти РФ, субъ-

ектов РФ и органы местного самоуправления «могут» и «имеют право» защищать интересы, традиции, окружающую природную среду и хозяйственную деятельность коренных малочисленных народов, однако нигде не говорится, что это является их обязанностью.

В нем введено понятие «этнологическая экспертиза» (исследование влияния изменений исконной среды обитания малочисленных народов), но порядок ее проведения и оценки специфического ущерба не определен.

### Три основных федеральных закона, касающиеся коренных народов, были приняты один за другим 10 лет назад

Законом предусмотрено также право на участие коренных малочисленных народов в принятии решений по вопросам защиты исконной среды обитания, традиционного образа жизни и право на возмещение убытков. Но на практике, поскольку коренное население не имеет юридических прав собственности на землю, где оно живет, охотится, рыбачит, пастбище оленей (в РФ земля, как известно, принадлежит государству), компании не считают себя обязанными получать его согласие на начало работ.

### Законы создают юридические предпосылки, но не предлагают конкретные механизмы: законодательная база уже 10 лет не работает

Помимо этого, за последнее десятилетие эти законы оказались затертыми последующим законодательством в смежных сферах, вступив в противоречие с Земельным кодексом и с ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов», которые в незначительной степени затрагивают интересы коренных народов, но принимались без оглядки на их права.

В результате созданная для поддержки коренных народов законодательная база уже 10 лет не работает.

## Закон что дышло

С точки зрения нефтегазовой деятельности особое значение имеют коренные малочисленные народы Севера, Сибири и Дальнего Востока (КМНС). В некоторых северных регионах приняты специальные правовые акты в отношении коренных народов (см. «*Коренные малочисленные народы России*»).

## Компании не считают себя обязанными получать согласие КМН на начало работ: 40% оленьих пастбищ в настоящее время испытывают стрессовое воздействие

Например, в ХМАО принято более десяти законов, специально посвященных коренным малочисленным народам и их взаимодействию с промышленными компаниями. В округе существует Ассамблея КМН как часть окружной Думы, которая осуществляет правовую и «аборигенную» экспертизу законопроектов, инициирует принятие специального законодательства по коренным малочисленным народам.

## Положительные примеры взаимодействия компаний и КМН есть, но юридически установленного регламента поведения не существует

В ХМАО, НАО, ЯНАО, Республике Саха (Якутия) и Сахалинской области приняты специальные нормативные акты об обязательности для промышленных компаний вести переговоры и заключать соглашения с представителями коренных народов. Но соответствующих норм в федеральном законодательстве нет, поэтому компании вправе оспаривать эти требования или диктовать свои условия их выполнения.

«Для крупных компаний гораздо проще выплатить оговоренные суммы органам власти субъектов РФ и органам местного самоуправления муниципальных образований, в некоторых случаях конкретным крупным хозяйствам коренных малочисленных наро-

## СИТУАЦИЯ В НАО: ВЫВОДЫ MODIL-NAO

В 2011 году, по итогам проекта «Международный полярный год 2007–2010 гг.» (проект MODIL-NAO), реализованного Ассоциацией ненецкого народа «Ясавэй» и Норвежским полярным институтом, был издан отчет «Мониторинг развития территорий традиционного природопользования в Ненецком автономном округе».

Анализ показал, что большинство лицензионных соглашений, в которых в различной степени предусматривается ответственность недропользователей соблюдать права КМНС, были заключены в период 2001–2003 годов, в то время как в тех, которые подписаны недавно, пункт по такой ответственности отсутствует.

Размеры пастбищ сократились с 90% до 73% всей территории НАО. Интересы нефтяников часто не останавливаются на границе особо охраняемых природных объектов. Так, границы государственного заповедника «Ненецкий» из-за интересов к углеводородам были уже изменены.

Только в 11 из 70 лицензионных соглашений закрепляется обязанность недропользователей соблюдать права коренного населения. При этом лишь в четырех лицензиях указано, что соглашения заключаются с Ассоциацией «Ясавэй», в остальных семи случаях интересы коренных малочисленных народов указаны лишь как часть общих социально-экономических программ.

## ЛУКОЙЛ И АБОРИГЕНЫ

ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» — первое предприятие в России, удостоенное звания «Лучшая промышленная компания РФ по работе с коренным населением». В ХМАО-Югре в регионах деятельности предприятия находятся 34 ТТП народов ханты и манси, на которых проживает 164 семьи численностью 671 человек.

Взаимоотношения компании с главами родовых угодий строятся на основе лицензионных соглашений. Согласно договору, глава родового угодья дает согласие на отвод и использование земельных участков, согласовывает схемы расположения объектов на территории родового угодья, не препятствует недропользователю в использовании земельных участков.

Со своей стороны, ООО обязуется соблюдать нормы правового режима ТТП, принимать меры по соблюдению правил охоты, рыбной ловли и сбора дикоросов на территории родового угодья, ежеквартально выплачивать денежную сумму на каждого члена семьи в качестве частичной компенсации за использование предоставляемых земельных участков. Размер суммы согласовывается с правительством округа.

В 2010 году общая сумма компенсационных расходов составила 90 млн рублей. По сообщению компании, за период с 2001-го по 2010 год между ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» и хозяйствующими семьями участков ТТП нерешенных конфликтных вопросов не было.

дов», — говорится в Докладе о развитии человеческого потенциала в России, подготовленном в рамках ООН в 2010 году.

Компании в большинстве случаев воздерживаются от активного взаимодействия с коренными народами Севера в области этноэкологического мониторинга проектов, совместного принятия решений (соуправления природными ресурсами), коррекции проектов. Большая часть выполнения программы возмещения

убытков держится на добровольно-договорной основе и честном слове. Такая ситуация, в частности, отмечена в НАО (см. «*Ситуация в НАО: выводы MODIL-NAO*»).

Итог: «закон что дышло, куда повернешь, туда и вышло». Типичный пример — решение по упомянутому конфликту с проектом «Запсибтрансгаза». Агентство «ЮграПРО» недавно сообщило, что в ответ на жалобы коренных общин правительство ХМАО внесло в повестку заседа-

**«САХАЛИН ЭНЕРДЖИ» И АБОРИГЕНЫ**

«Сахалин Энерджи» взаимодействует с КМНС в рамках партнерской программы «План содействия развитию коренных народов Сахалина». План — трехстороннее партнерство государства, бизнеса и коренных народов, не имеющее аналогов в РФ. История этого партнерства началась в 2005 году с разработки первого плана (2006–2010 гг.). По итогам первого плана за 2006–2010 годы было реализовано свыше 300 проектов на сумму, превышающую 40 млн рублей.

Подписанный в 2010 году второй план содействия состоит из двух компонентов: Программа поддержки традиционной экономической деятельности с проектами по микрокредитованию, бизнес-планированию и самообеспечению и Фонд социального развития с проектами в области здравоохранения, образования, культуры и обучения/развития потенциала КМНС. На реализацию этих проектов будет ежегодно выделять по \$312 тыс.

**ИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА**

В Норвегии, где проживает около 40 тыс. саамов, существует общественный орган — Парламент саамов, в полномочия которого входят вопросы защиты своих прав, жизнедеятельности и культурного развития. Решения парламента носят исключительно рекомендательный характер, однако в настоящее время ведется работа по приданию парламенту саамов законодательной функции. Для обеспечения деятельности парламента выделяется около \$2 млн.

В Канаде создан постоянный комитет сената по коренным народам, который курирует все вопросы малочисленных народов. В исполнительной власти проблемами севера Канады и коренного населения занимается Министерство по делам индейцев и развития севера (МДИРС), сформированное в 1966 году. МДИРС несет ответственность за осуществление конституционных, договорных, политических и законодательных полномочий федеральных властей Канады по отношению к коренным народам, инуитам и жителям Севера.

Следует отметить, что 85% всех выделяемых на эти цели средств распределяется органами самоуправления коренных народов. Расширение их полномочий в парламенте рассматривается как нарастающая тенденция. В стране выработана Арктическая стратегия, которая предполагает передачу аборигенам все больших полномочий.

Кстати, в ситуации с газопроводом в долине реки Макензи на севере Канады в результате длительных обсуждений была создана Аборигенная группа по наблюдению за газопроводом, которая представляет интересы аборигенов и которой будет принадлежать 33,3% доходов от добычи газа.

ния Думы Югры законопроект о признании утратившим силу подпункта 12 статьи окружного закона «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера регионального значения в ХМАО-Югре». Суть изменения — исключение обязанности компаний, в том числе нефтегазовых, согласовывать с правительственными органами всю проектную документацию своих объектов.

Поэтому имеем то, что имеем: по данным Роснедвижимости (2005 г., но вряд ли стало лучше), 40% оленьих пастбищ в настоя-

щее время испытывают стрессовое воздействие промышленных объектов, приводящее повсеместно к их загрязнению, деградации и выводу из оборота. Компенсации за ущерб окружающей среде, в том числе, и на оленьих пастбищах, по российским законам выплачиваются государству, а не оленеводам.

**Есть ли выход?**

Положительные примеры взаимодействия энергетических компаний и организаций коренных народов есть. Но, как отме-

чают на форумах Ассоциации КМНС, это локальные инициативы окружных властей некоторых субъектов Федерации, отдельных компаний и самих организаций КМР, но не система. Юридически установленного регламента поведения не существует. Поэтому в регионах, где нет определенной позиции властей, те же компании ведут себя иначе.

**Нет конкретных рецептов, как эффективно сочетать развитие экономики с сохранением традиционных культур и образа жизни аборигенов**

Самой эффективной мерой взаимодействия считается соглашение между недропользователями и общинами (семьями) с перечнем взаимных обязательств и прописанная система наказания за их нарушения. При этом обязательства должны быть включены в лицензию, иначе они остаются на доброй воле владельцев лицензий и выливаются в благотворительность.

На практике именно так чаще всего и бывает: компании откупаются от коренного населения всяческими дарами. Например, в отчете одной крупной российской компании так и сказано: «Работа с коренным населением — одно из приоритетных направлений деятельности в области благотворительности».

**Практикуется несколько форм взаимодействия индустрии и коренных народов, но максимум, что можно сделать, — это свести конфликты к минимуму**

Финансирование приобретения оленеводами оборудования, товарно-материальных ценностей, ГСМ и других ресурсов — это прекрасно, но не об этом речь! Принципиальная ошибка в подходе к проблеме — путать благотворительность с тем, на что коренные народы имеют историческое право: принятие мер по сохранению среды традиционной жизнедеятельности, а

значит, самого своего существования.

Можно выделить несколько форм взаимодействия индустрии и коренных народов. В ХМАО заключаются двусторонние договоры компании и общины. В частности, в договорах, заключаемых ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», предусматривается возмещение убытков, проведение работ по рекультивации и лесовосстановлению (см. «ЛУКОЙЛ и аборигены»).

### Ошибка в подходе к проблеме — путать благотворительность с историческим правом КМН на существование

«Сахалин Энерджи» внедряет План содействия развитию коренных народов Сахалина, который закрепляется трехсторон-

ним соглашением между представителями коренных народов, компанией и правительством области.

Этнологическая экспертиза и соуправление — еще один потенциально действенный способ, который пока не получил распространения в России.

В Норвегии и Канаде практикуются собственные подходы к решению проблемы (см. «Из зарубежного опыта»). Но как показывает опыт этих стран, даже при наличии четкой отработанной правовой системы избежать конфликтов не удастся.

Вот свежий пример: коренные жители Канады выступили против строительства компанией Enbridge трубопровода для доставки нефти с проектов по добыче из нефтеносных песков в провинции Альберта до побережья Тихого

океана, заявляя о крайне высоких рисках разлива.

Специалисты признают, что все существующие формы взаимодействия коренных народов и промышленных нефтяных компаний не обеспечивают полной защиты прав коренных народов и ограничивают их свободное развитие.

Да и есть ли идеальный подход? Полномочный посол Канады в России Джон Слоан во время визита в Ханты-Мансийск практически ответил на этот вопрос, сказав, что «сегодня ни у одной стороны нет конкретных рецептов, как эффективно сочетать развитие экономики с сохранением традиционных культур и образа жизни аборигенов».

Максимум, что можно сделать, — это свести конфликты к минимуму. ■

## 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](http://www.ngv.ru)

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»  
Москва, Россия



14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# НЕФТЕГАЗ

## 25–29 июня 2012

Оборудование и технологии  
для нефтегазового комплекса

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),  
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ЭНЕРКОН

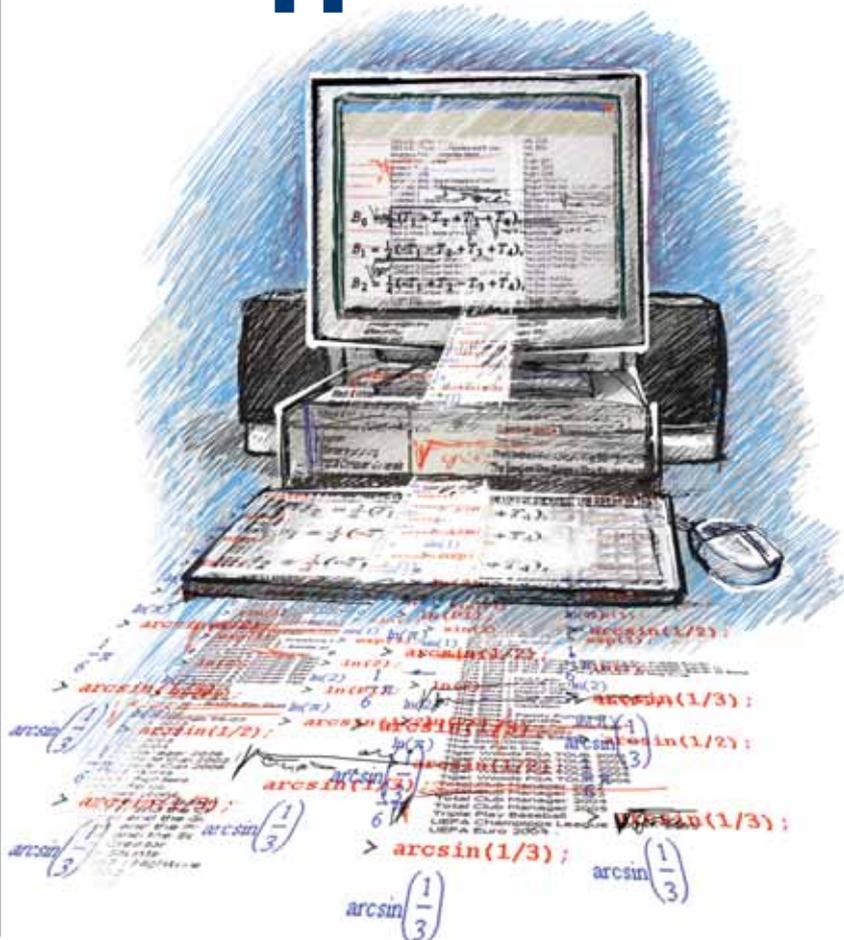
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ  
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

[www.enercon-ng.ru](http://www.enercon-ng.ru)

Реклама

# ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ЛИЦЕНЗИИ: МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД

С.А. ФИЛАТОВ, Н.Н. ЗАХАРЧЕНКО, А.Г. КОПЫЛОВ  
ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»



«Вертикаль» продолжает публикацию анонсированных материалов специалистов НАЦ РН им. В.И. Шпильмана о формировании методологии расчета оценки активов. Сегодня речь пойдет о стоимости прав пользования недрами. В настоящее время система недропользования России характеризуется государственной собственностью на недра и частной собственностью на добываемые из них полезные ископаемые. Связующим звеном процессов подготовки запасов в нераспределенном фонде недр и добычи полезных ископаемых является этап предоставления прав пользования участками недр.

В этой связи, государство — как собственник — заинтересовано в повышении экономической эффективности раундов лицензирования, что выражается в обоснованном определении некоторых платежей при пользовании недрами, к числу которых относятся разовые платежи при пользовании недрами. Определение размера такого платежа должно, прежде всего, основываться на хорошо проработанной методической базе. Предлагаемые методические предложения к расчету данного платежа позволят сформировать своего рода оболочку, в которой будут учитываться конкретные характеристики выставяемых на торги участков недр.

**С**равнительный подход к оценке является одним из трех подходов, которые оценщик должен, при условии возможности, применить в целях определения стоимости объекта оценки.

## Сравнительный подход

Поскольку данный подход базируется на сборе, анализе и систематизации рыночной информации по уже совершенным в недавнем прошлом сделкам купли-продажи (или передаче аналогичного объекта на иных правах), то основной проблемой в случае оценки прав пользования недрами (лицензий) выступает правильный отбор уже переданных посредством аукционов/конкурсов участков с запасами или ресурсами полезных ископаемых.

Сведения о прошедших аукционах на право предоставления прав пользования недрами, с точки зрения рыночного механизма ценообразования по сравнению с иными формами передачи участков, в принципе, могут рассматриваться как основа сравнительного подхода. Однако существует ряд нюансов, не позволяющих в полной мере использовать целиком информационный массив о состоявшихся тендерах в качестве безусловной выборки.

Во-первых, аукционные торги далеко не всегда представляют собой честную конкурентную борьбу нескольких претендентов. Таким образом, является нецелесообразным использование в качестве аналогов тех участков, конечные разовые платежи (бонусы победителей) по которым всего на один-два шага превышают стартовые значения.

Во-вторых, поскольку участки недр, передаваемые на раундах лицензирования, имеют разную степень изученности, то, соответ-

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ПОДХОД: ФОРМУЛА ОЦЕНКИ ЛИЦЕНЗИИ

$$AV_{comp} = \left( \sum_{i=1}^n \frac{B_{analog_i}}{Q_{analog_i}} I_{d_i} \right) Q_{o.v.} \quad (1)$$

где:  $AV_{comp}$  — стоимость прав пользования недрами, рассчитанная в

рамках применения сравнительного (рыночного) подхода к оценке;

$B_{analog_i}$  — сумма бонусов подписания победителей по

участкам недр, переданным на раундах лицензирования в  $i$ -м году;

$Q_{analog_i}$  — суммарный объем запасов/ресурсов углеводородного

сырья, приведенных к условной категории, которая передается в пользование в рамках объекта оценки, по аналогичным участкам недр, переданным на правах пользования в  $i$ -м году;

$I_{d_i}$  — индекс-дефлятор ВВП, отражающий изменение цен на дату

оценки по сравнению с конкретным годом, когда участки недр были переданы на раундах лицензирования;

$I = 1, 2, 3, \dots, n$  — количество ретроспективных лет, в которых участки-аналоги были переданы государством недропользователям;

$Q_{o.v.}$  — объем запасов/ресурсов углеводородного сырья объекта оценки (участка недр).

ственно, передаче подлежат разные категории запасов и ресурсов полезных ископаемых. Кроме того, достаточно трудным может стать нахождение участка, который можно считать аналогом объекту оценки, поскольку возникает необходимость учета следующих его параметров: (1) объема начальных извлекаемых запасов/ресурсов углеводородного сырья и их геолого-экономической характеристики; (2) площади участка недр (что непосредственно влияет на плотность распределения запасов/ресурсов); (3) удаленности от инфраструктуры; (4) принадлежности участка к той или иной нефтегазоносной провинции; (5) сложности геологического строения и т.д.

Все многообразие горно-геологических, технико-технологических, экономических условий, к сожалению, предопределяет отсутствие возможности нахождения достаточно близкого аналога в сфере недропользования, в отличие от типичных объектов оценки, каковыми являются, например, квартиры, нежилые помещения, оборудование и т.д.

Вместе с тем, алгоритм применения сравнительного подхода к оценке прав пользования недрами может состоять из следующих этапов:

I. Сбор информации по прошедшим (не ранее, чем в течение последних пяти лет) раундам ли-

цензирования в том же нефтегазоносном регионе. Целью данного этапа является получение данных о величине запасов/ресурсов углеводородного сырья тех же категорий, что и по объекту оценки, а также о размерах бонусов победителей. При этом, если на переданных участках недр присутствуют иные категории запасов или ресурсов, они должны быть приведены к нужной категории с помощью коэффициентов подтверждения;

II. Определение удельной стоимости запасов/ресурсов полезных ископаемых путем деления суммы бонусов победителей на общий объем запасов или ресурсов в тоннах или кубических метрах. Следует отметить, что при наличии разновременных ретроспективных данных о прошедших аукционах стоимость прав пользования недрами должна быть переведена в текущие цены с помощью индексов-дефляторов ВВП (см. «Сравнительный подход: формула оценки лицензии»).

### Доходный подход

Прогнозирование возможного дохода (который может быть получен при освоении участка недр) предполагает наличие достаточно полной информационной базы как по самому участку, так и по его внешнему окружению.

Следует отметить, что получение информации о налоговых и экономических условиях реализации проекта разработки месторождений углеводородного сырья не является трудоемкой задачей, поэтому основная проблема для осуществления оценки данных объектов оценочными компаниями кроется в отсутствии данных технико-экономического характера по конкретному проекту.

### Применение сравнительного подхода к оценке прав пользования недрами носит несколько ограниченный характер

В основном, определение будущего дохода (потока наличности) по проекту осуществляется стандартно с помощью применения метода дисконтированных денежных потоков. Данный метод нельзя считать сложным в использовании при условии наличия основных исходных параметров проекта.

### Определение будущего дохода по проекту осуществляется стандартно с помощью применения метода дисконтированных денежных потоков

Любой оценщик, обладая теоретическими знаниями в области оценочной деятельности, способен произвести расчет методом дисконтирования, но только в случае предоставления заказчиком оценки всей необходимой информации.

### На этапе лицензирования нет проектного документа: возникает потребность проведения экспресс-оценки эффективности на предлицензионном этапе

Как правило, на этапе лицензирования не существует никакого проектного документа на освоение участка недр, поскольку он подлежит формированию уже конкретным победителем тендера после получения лицензии. Исходя из вышесказанного, возникает объективная потребность проведения своего рода экспресс-оценки эффективности ис-

пользования недр на предлицензионном этапе.

В целом, само по себе использование метода дисконтированных денежных потоков можно назвать также достаточно ограниченным, поскольку в теории проектного анализа данный метод направлен на оценку эффективности реализации проекта освоения участка недр, а не на определение стоимости прав пользования недрами в абсолютном выражении.

### Целесообразным для использования может являться метод реальных опционов, который может применяться без обращения к услугам проектных организаций

В связи с этим, наряду с указанным выше методом, целесообразным для использования может являться метод реальных опционов, который хотя и требует

### Существует целый ряд моделей ценообразования опционов, наиболее эффективной из которых является модель Блэка-Шоулза

определенной информационной базы расчетов, но в принципе может применяться оценщиками без обращения к услугам проектных организаций.

#### Адаптация

В целях адаптации опционных моделей к определению стоимости прав пользования недрами

### Модель Блэка-Шоулза — это формула, которая основана на разнице между ожидаемой будущей ценой актива и ожидаемой стоимостью исполнения

был произведен расчет по 116 участкам недр программы лицензирования на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Из них 88 участков предполагалось передать для целей геологического изучения, 28 — для целей разведки и добычи.

На первом этапе расчетов определялась потенциально воз-

#### МЕТОД РЕАЛЬНЫХ ОПЦИОНОВ

Опционом называют производный финансовый инструмент, предоставляющий право (но не обязательство) его владельцу купить или продать какие-либо активы по заранее оговоренной цене, которая называется ценой исполнения опциона, в заранее оговоренный срок, именуемый продолжительностью опциона.

Таким образом, в опционном контракте в обязательном порядке оговариваются следующие моменты: (1) актив, который может быть куплен или продан; (2) количество данного актива; (3) цена исполнения опциона (exercise price, strike price); (4) дата, когда право купить или продать утрачивается, или дата истечения (expiration date). Покупатель опциона за предоставленное право купить или продать определенный актив должен уплатить продавцу некоторую сумму денег, называемую премией или ценой опциона (premium). Существует целый ряд моделей ценообразования опционов, наиболее эффективной из которых является модель Блэка-Шоулза (см. «Модель Блэка-Шоулза»).

#### Модель Блэка-Шоулза

$$C = S \cdot e^{-yt} \cdot N(d_1) - X \cdot e^{-rt} \cdot N(d_2)$$
$$d_1 = \frac{\ln(S/X) + (r - y + \sigma^2/2) \cdot t}{\sigma \cdot \sqrt{t}}$$
$$d_2 = d_1 - \sigma \cdot \sqrt{t}$$
$$Var = \sigma^2$$
$$y = \ln(1 + \text{div}/t)$$
$$r = \ln(1 + r)$$

где:

$N(\dots)$  — кумулятивная нормальная вероятность функции плотности;

$S$  — текущая рыночная цена базового актива, руб.;

$X$  — цена исполнения опциона, руб.;

$r$  — безрисковая процентная ставка;

$\sigma$  — среднее квадратическое отклонение рыночных цен базового актива; мера волатильности, характеризующая риск данного актива;

$y$  — дивидендная доходность по активу;

$t$  — период до исполнения опциона.

Концептуально модель Блэка-Шоулза — это формула, которая основана на разнице между ожидаемой будущей ценой актива и ожидаемой стоимостью исполнения опциона. Блэк и Шоулз добавляют в это уравнение: (1) поправку на вероятность разброса будущей цены; (2) поправку на чистое значение стоимости исполнения; (3) поправку на вероятность того, что цена исполнения может быть выше, чем цена подлежащего оценке актива; (4) поправку на тот факт, что часть любого полученного платежа может быть получена по безрисковой ставке.

можная суммарная добыча по каждому участку. Для этого были применены коэффициенты подтверждения различных категорий запасов и ресурсов.

Второй этап расчетов включал нахождение текущей цены базового актива, то есть текущей стоимости потенциально возможного объема добытой нефти. При этом основные экономические параметры (цены, доли экспорта, курс доллара) были взяты как средние величины за прошедший период времени (например, за 1 год) из открытых источников информации.

В силу того, что технологические параметры освоения каждого участка могут различаться, целесообразным является расчет затрат на освоение, исходя из средней сетки скважин, а также стоимости эксплуатационного бурения и прочих составляющих затрат.

Таким образом, на основе имеющейся информации о прогнозной или фактической площади месторождений были определены капитальные вложения в эксплуатационное бурение, а также их общий объем. Доля затрат

на бурение в среднем составляет 44% от общих вложений.

В результате проведенных расчетов стало возможным определение цен исполнения опциона, то есть суммарных величин капитальных вложений в разработку, проведение обязательной программы ГРП, а также совокупной налоговой нагрузки вместе с текущими затратами на добычу углеводородного сырья. Стоимость удельных показателей геологоразведочных работ на участках (в случае их наличия) была принята в зависимости от того нефтегазодобывающего района автономного округа, в котором находится конкретный участок.

Учет неопределенности развития экономической конъюнктуры производится в используемом методе с помощью определения степени волатильности, уровня дивидендной доходности актива и безрисковой ставки доходности.

Волатильность (мера изменчивости) цены актива была рассчитана на основе данных о динамике цены нефти в прошедшем году. Таким образом, удалось определить «историческую» волатильность цены нефти.

Дивидендная доходность по активу была определена на осно-

ве срока реализации проекта по освоению месторождения (в среднем 25 лет — для участков, передаваемых для геологического изучения, разведки и добычи; в среднем 20 лет — для разведки и добычи).

В качестве безрисковой ставки доходности была взята доходность по долгосрочным государственным ценным бумагам (ОФЗ — облигации федерального займа) со сроком погашения, близким к сроку освоения участков.

Дальнейший расчет значений логарифмически нормальных распределений функций плотности позволил рассчитать совокупный результат метода реальных опционов по каждому участку недр. Полученные значения могут рассматриваться как справедливые стоимости прав пользования недрами и являться результатом использования доходного подхода к оценке.

#### Итоги

Применение опционных моделей для оценки прав пользования участками недр позволило сделать следующие выводы:

- Определение стоимости прав пользования недрами

необходимо как для государства, так и для инвестора. На основе полученных результатов может быть принято решение о целесообразности

### Ценность применения опционного подхода в оценке особенно актуальна при наличии высокой неопределенности относительно будущих исходов

разности выставления участка на тендер вследствие неэффективности его освоения. В свою очередь, инвестор на предпроектной стадии может определить потенциальный доход от использования недр;

### В результате проведенных расчетов стало возможным определение цен исполнения опциона, то есть суммарных величин всех затрат

- Стоимость прав пользования недрами может являться базой для расчета стартовых бонусов подписания;

### Полученные в результате применения опционных моделей значения могут рассматриваться как справедливые стоимости прав пользования недрами

- Полученные по методу реальных опционов значения стартовых платежей могут быть выше (как правило) или ниже законодательно установленных. С одной стороны, повышение стартовой цены торгов может способствовать увеличению доходов бюджета. С другой, при нулевом либо меньшем законодательно установленном расчетного стартового бонуса участок для инвестора может считаться непривлекательным;
- При проведении аукциона разница между стоимостью прав пользования недрами и бонусом победителя может включать в себя равновеликие платежи за достижение оговоренных уровней добычи. 

## БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

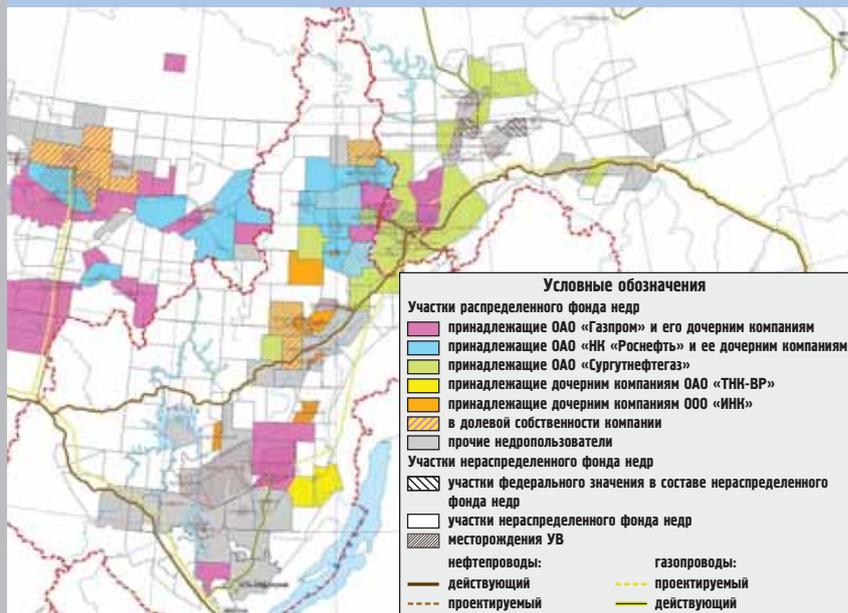
- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

# В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ БЕЗ ПРОГРАММЫ И НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ НЕ ОБОЙТИСЬ

Распределение лицензионных участков по основным недропользователям на юге Восточной Сибири и в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.12



С 2005 года Восточная Сибирь из района с большими ресурсами и перспективами превратилась в новый быстроразвивающийся район нефтедобычи. Тем самым, были достигнуты ранее обозначенные цели. В Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха (Якутия) открыты и разрабатываются месторождения, составляющие основу центров нефтегазодобычи восточносибирского добывающего комплекса, — Ванкорское, Талаканское, Верхнечонское. Разведаны и будут вводиться в освоение Юрубчено-Тохомское, Курумбинское, Ковыктинское, Чаянданское месторождения, а также

множество более мелких. Стремительно растут годовые объемы работ, недропользователи выходят на новые участки, добываемая нефть поставляется в азиатские страны и Америку с надбавкой к эталонному сорту Dubai.

Обозначенные успехи — результат непростых решений, многомиллиардных инвестиций и колоссальных трудозатрат. Впереди новые задачи и перспективы: выход в новые районы, подготовка запасов и наращивание суммарной добычи до 50 млн тонн в год. Их реализация потребует от государства и недропользователей дальнейшего партнерства, в первую очередь, в области геологического изучения недр и инфраструктурного обустройства территории.

**Т**очкой отсчета, положившей начало активному освоению восточносибирских недр, принято считать 2005 год, когда началось строительство трубопровода ВСТО и была утверждена масштабная программа (разработчик и куратор — ФГУП «СНИИГГИМС»).

В 2008 году в «Вертикали» вышла статья (см. «От программы ГРП и лицензирования к федеральной программе изучения и освоения», НГВ #03'08) о первых результатах выполненных работ. На тот момент еще не утихали споры о целесообразности освое-

ния Восточной Сибири, а годовая добыча нефти едва превышала полмиллиона тонн. Авторы решили проанализировать, какие изменения произошли с тех пор, оправдались ли намеченные планы, какие задачи стали актуальными в настоящее время.

## **Запасов стало больше**

На территории первоочередного изучения и освоения недр запасы нефти, включая относимые к категории  $C_2$ , за четыре года выросли с 1169 до 1724 млн тонн, при этом ресурсы категории  $C_3$

снизились с 1593 до 1537 млн тонн. Основные приросты запасов были получены в Талакано-Верхнечонской зоне на Савостьяновском, Северо-Талаканском, Санаарском, им. Лисовского месторождениях и в Юрубчено-Тохомской зоне на Юрубчено-Тохомском, Курумбинском, Камовском, Шушукском месторождениях.

Фактически сырьевой базой ВСТО стали также Ванкорское месторождение и районы, в которых за последние годы были выявлены перспективы прироста запасов и открытия новых крупных месторождений. Как следствие,

минерально-сырьевая база по нефти увеличилась до 2647 млн тонн запасов, включая относимые к категории  $C_2$  и 1926 млн тонн ресурсов категории  $C_3$ . Запасы наиболее крупных месторождений Ванкорского центра (Ванкорского, Лодочного, Сузунского и Тагульского) в совокупности составляют 802 млн тонн.

### Растут объемы ГРП

Произошло увеличение финансирования геологоразведочных работ (см. «*Финансирование ГРП*»). При этом соотношение бюджетных и частных инвестиций стремительно смещается в пользу последних: в 2006 году оно составляло 4:11, в 2007-м — уже 2:7, а в 2010-м — 1:10. Другими словами, на рубль затрат бюджета сейчас приходится около 10 рублей, вложенных недропользователями.

В среднем в 2005–2010 годах ежегодно выполнялось около 21 тыс. пог. км сейсморазведочных работ, половина из которых финансировалась государством, вторая половина — пользователями недр. За бюджетный счет проводилось параметрическое бурение в среднем 4,1 км в год, за счет частных инвесторов — глубокое бурение порядка 88 км в год.

Геологоразведочные работы, предшествующие лицензированию недр, регламентированы вышеупомянутой программой. Их направления и объемы определены из условия подготовки ресурсной базы, достаточной для своевременного наращивания годовых объемов прокачки нефти по ВСТО: 50 млн тонн к 2020 году, 80 млн тонн к 2025-му.

В первые годы анализируемого периода недропользователи отставали от намеченного графика, выполнив на полученных участках лишь часть запланированных работ, а в настоящее время сократилось бюджетное финансирование ГРП. Все это, конечно, отразится на темпах подготовки запасов.

### Участки ждут инвесторов

Первые лицензии, выданные в рамках программы, разлетелись

### Налоговые льготы

- Нулевая ставка НДС, действующая до достижения установленных объемов или сроков добычи на участках, расположенных в границах Республики Саха (Якутия), Красноярского края или Иркутской области;
- Пониженная ставка НДС на начальной стадии разработки месторождений с запасами менее 5 млн тонн, расположенных за пределами Республики Саха (Якутия), Красноярского края или Иркутской области;
- Нулевая экспортная пошлина по ряду месторождений Восточной Сибири до достижения нормального уровня рентабельности.

как горячие пирожки, но с 2008 года процесс распределения участков замедлился. С одной стороны, это обусловлено кризисными явлениями в экономике, с другой — необходимостью компаний выполнять ГРП на уже полученных в пользование участках при ограниченных инвестиционных возможностях.

В настоящее время среди 56 недропользователей распределено 150 участков недр, в том числе 98 в период 2005–2010 годов. Нераспределенный фонд представлен 128 участками (см. «*Распределение лицензионных участков...*»).

В сфере регулирования недропользования актуальны такие проблемы, как нарушение условий лицензионных соглашений пользователями недр, неэффективность механизма отзыва лицензий, отсутствие механизма внесения изменений в лицензионные соглашения и др.

Кроме того, в связи с достаточно затрудненным доступом к геологической информации недропользователи имеют ограниченные сведения о результатах работ, выполненных на близлежащих участках за счет госбюджета или других недропользователей.

### Добыча и поставки

С 2005 года объем нефтедобычи вырос с 0,6 млн до 19,4 млн тонн в год. Переломным стал 2009 год: после ввода в действие ВСТО у России появился прямой выход на рынки АТР, что позволило приступить к наращиванию добычи на уже подключенных к нефтепроводу месторождениях, а также ускорить подготовку запасов промышленных категорий (см. «*Добыча нефти по перспективным центрам нефтедобычи*»).

### Финансирование ГРП



По сути, трубу заполняют Ванкорское месторождение и ряд месторождений Талакан-Верхнеченского центра: в 2010 году в ВСТО с Ванкора поступило 6,9 млн тонн (остальная ванкорская нефть поставлялась в западном направлении), с Талакан-Верхнеченского центра — 6,5 млн тонн.

**Запасы нефти, включая  $C_2$ , за четыре года выросли с 1169 до 1724 млн тонн, при этом ресурсы категории  $C_3$  снизились с 1593 до 1537 млн тонн**

Разработку Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений сдерживает отсутствие подключения к магистральному

### Произошло увеличение финансирования ГРП

нефтепроводу. Запланированные поставки с прочих разведанных месторождений Восточной Сибири также невозможны без инфраструктурного обустройства.

В настоящее время ВСТО пропускной способностью до 30 млн тонн в год обеспечивает поставки нефти на экспорт в восточном на-

- Установление нулевого стартового платежа для участков без подтвержденных запасов (только с ресурсами) на определенный срок;
- Признание аукциона состоявшимся в случае подачи одной заявки;
- Учет всех издержек на ГРП (включая бурение продуктивных и «сухих» скважин) в себестоимости добываемой продукции;
- Дифференциация шкалы налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с учетом состава добываемой продукции, глубины залегания залежей, стадии разработки, удаленности месторождения от развитой производственной инфраструктуры.

правлении. С прилегающих месторождений и из нефтепровода Омск–Иркутск сырье поступает в 2757-километровый нефтепровод, связывающий поселок Тайшет с железнодорожной станцией Сковородино.

### Сегодня на рубль затрат бюджета приходится около 10 рублей, вложенных недропользователями

Оттуда возможны два пути транспортировки: либо нефть в цистернах перевозится до терминала, расположенного в бухте Козьмино на побережье Тихого Океана и закачивается в морские танкеры, либо направляется по нефтепроводу в китайский город Дацин. В 2011 году танкерами из Козьмино отправлено на экспорт 15,3 млн тонн нефти, по отводу в Китай прокачено 15 млн тонн.

### Для сферы регулирования недропользования актуальны нарушения условий лицензионных соглашений и неэффективность механизма отзыва лицензий

Сорт восточносибирской нефти ESPO с 16 декабря 2009 включен в котировальные листы агентства Platts и в настоящее время продается с наценкой \$3-4 к эталонному сорту Dubai.

#### Высокие риски сдерживают инвестиции

У государства (собственника недр) и компаний (пользователей недр) разнятся взгляды на экономику Восточной Сибири. Во много это связано с тем, что госу-

дарство оперирует региональными показателями, а недропользователи — данными по конкретным обособленным проектам.

За прошедшие пять лет инвестиционный климат в Восточной Сибири в целом существенно улучшился: снизилась геологическая неопределенность, появилась возможность магистральной транспортировки нефти по относительно невысокому тарифу (в Китай — 1888 руб./т, в Козьмино — 1906 руб./т) плюс налоговые льготы (см. «Налоговые льготы»).

#### Оценка освоения

Макроэкономическая оценка освоения восточносибирских недр (при прогнозной цене на нефть \$75/барр и действующем налогообложении; период экономической оценки для разведанных объектов принят 45 лет, для объектов с ресурсами — 75 лет), полученная в результате агрегирования расчетов по базовым месторождениям региона, их спутникам, а также объектам с ресурсами категорий C<sub>3</sub> и D<sub>1</sub>, подтвердила эффективность проведения ГРП и последующей разработки выявленных объектов.

Доходность государственных вложений в предшествующее лицензированию геологическое изучение недр не вызывает сомнений: чистые дисконтированные (по ставке 10%) прогнозные поступления в бюджет в виде налогов от освоения нефтяных объектов оцениваются почти в 3 трлн рублей.

Дополнительно к этому государство получит поступления в виде единовременных стартовых платежей за право пользования недрами. Оценить эти поступления на перспективу не представляется возможным, но судя по

прошедшим годам они превосходят объем государственных расходов на региональные работы: за период 2005–2010 годов в Восточной Сибири общий объем стартовых платежей составил 33,6 млрд рублей против 20,3 млрд рублей затрат, понесенных государством на ГРП в регионе за этот период.

Для недропользователей большой интерес, естественно, представляет не общая ситуация, а экономика своего действующего или перспективного проекта. Авторский опыт оценки отдельных нефтегазовых объектов региона показывает, что освоение месторождений преимущественно с запасами промышленных категорий (когда геологическая неопределенность сведена к минимуму), как правило, оказывается экономически эффективным.

При этом компании получают операционную прибыль уже с началом активной добычи. В качестве примера можно привести ОАО «Верхнечонскнефтегаз». Судя по открытой отчетности предприятия, добыча нефти последовательно растет: если в 2009 году было извлечено 1,189 млн тонн УВ, то в 2010-м — 2,6 млн тонн. По итогам третьего квартала 2009 года деятельность предприятия была убыточной (–266,128 млн рублей), а за тот же период 2010 года чистая прибыль предприятия составила почти 3,5 млрд рублей.

Касательно объектов преимущественно с ресурсами углеводородного сырья ситуация менее однозначная: определяющую роль играют геологические ожидания и экономико-географическое расположение. Первый фактор вносит неопределенность относительно прогнозной отдачи на вложенный капитал и повышает для инвестора риск не достигнуть окупаемости проекта.

Второй фактор в принципе ставит под сомнение целесообразность освоения месторождения даже в случае успеха геологоразведочных работ: многие проекты лишены перспектив при обособленной разработке, поскольку расстояние до нефтепровода может составлять 200 км и более (иногда до 500 км). В подобных случаях встает вопрос о совместном инвестировании в строитель-

## Добыча нефти по перспективным центрам нефтедобычи, тыс. т

Центр нефтедобычи, месторождение	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Накопленная добыча
Юрубчено-Куюмбинский центр	48	69	66	59	79	96	417
Юрубчено-Тохомское	29	42	39	28	46	63	247
Куюмбинское	19	27	27	31	33	33	170
Талакано-Верхнечонский центр	426	400	441	1 052	3 352	6 509	12 180
Верхнечонское	0	3	38	156	1 181	2 603	3 981
Талаканское	259	243	223	597	1 736	3 221	6 279
Прочие	167	154	180	299	435	685	1 920
Собинско-Тэтэринский центр	6	8	5	8	6	7	40
Пайгинское	6	8	5	8	6	7	40
Ботуобинский центр	76	81	73	78	101	107	516
Среднеботуобинское	22	20	20	12	10	8	92
Иреляхское	54	61	53	66	91	99	424
Ванкорский центр	0	0	3	8	3 640	12 701	16 352
Ванкорское	0	0	3	8	3 640	12 701	16 352
<b>Итого</b>	<b>556</b>	<b>558</b>	<b>588</b>	<b>1 205</b>	<b>7 178</b>	<b>19 420</b>	<b>29 505</b>

ство подключения к трубе пользователями близлежащих месторождений.

Высокие риски являются серьезным препятствием к распреде-

лению участков недр и привлечению частных инвестиций в геологоразведочные работы. Отчасти это сопряжено с тем, что крупные российские нефтегазовые компа-

нии предпочитают повышать капитализацию за счет поглощения более мелких игроков рынка, диверсификации своего бизнеса и монополизации рынка, нежели за

**28-30 МАРТА 2012г.**



Ямало-Ненецкий автономный округ

**г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ**  
ДЦ «ЯМАЛ», ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка  
**ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ -**  
**КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**

*Разделы выставки:* Разведка, изучение, добыча полезных ископаемых. Геологическое, горнодобывающее оборудование. Специальное оборудование и материалы для Севера. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Магистральные трубопроводы, строительство и обслуживание. Современные методы ресурсо- и недросбережения. Охрана окружающей среды и экологическая безопасность и другое.

**Организаторы:**

- ✓ Администрация г. Новый Уренгой
- ✓ НО «Фонд развития МО город Новый Уренгой»
- ✓ АУ ЯНАО «Окружной технологический парк «Ямал»
- ✓ Выставочная компания «СибЭкспоСервис-Н» (г. Новосибирск)

Оператор выставки:

**СИБЭКСПО** SERVICE

Выставочная компания «СибЭкспоСервис-Н»,  
г. Новосибирск

тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,  
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

счет приращения своей сырьевой базы посредством ГРП.

Вместе с тем, если исходить из сложившихся реалий, государство в состоянии принять ряд мер, направленных на улучшение инвестиционного климата в Восточной Сибири.

### **Меры по снижению рисков**

Как уже было отмечено, необходимо строительство нефтепровода-подключения Юрубче-

**Объем нефтедобычи вырос до 19,4 млн тонн к 2010 году. В 2011 году танкерами из Козьмино отправлено на экспорт 15,3 млн тонн нефти, по отводу в Китай — 15 млн тонн**

но-Куюмбинской зоны (проектная добыча до 18 млн тонн в год). Заинтересованные недропользователи («Газпром», «Рос-

**Освоение месторождений преимущественно с запасами промышленных категорий, как правило, оказывается экономически эффективным**

нефть», ТНК-ВР) и «Транснефть» обсуждают варианты сотрудничества, но окончательное

**С ресурсами углеводородного сырья ситуация куда как менее однозначна: велики геологические и экономические риски**

решение еще не принято. Также требуется оценить целесообразность подключения к магист-

**Положительный эффект может быть получен за счет реализации единой федеральной программы и с затратами на ГРП, и с налоговыми льготами**

ральной инфраструктуре месторождений Собинско-Тэтэринской зоны (проектная добыча до 0,5 млн тонн в год).

В результате отсутствия единого комплексного подхода к освоению нового района проводятся «точечные» ГРП, программы работ недропользователей и государства не согласованы, нет общего мнения о схеме обустройства территории.

В связи с этим положительный эффект может быть получен за счет повышения эффективности управления процессами: реализации единой федеральной программы изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), находящейся под межведомственным управлением.

Сравнительно низкие с позиции недропользователей показатели экономической эффективности работ указывают на необходимость предоставления компаниям льгот, в первую очередь, на начальном этапе освоения недр (см. «Инвестиционные льготы»).

Разумно было бы создать постоянно пополняемый общедоступный банк геологических данных, полученных за счет средств бюджета и недропользователей. Вместе с тем, на протяжении определенного периода (до 5 лет) должны сохраняться особые права на использование информации, полученной компанией-недропользователем в ходе проведения ГРП.

Налицо недостатки регулирования недропользования в части требования безусловного выпол-

нения лицензионных соглашений: меры ответственности за невыполнение условий и за нарушение сроков их выполнения должны быть вполне конкретными.

Например, за несвоевременное выполнение ГРП должны применяться штрафные санкции, размер которых следует привязать к стоимости невыполненных работ или к объемам недополученной государством прибыли. При нарушении недропользователем ряда принципиальных условий лицензия должна быть отозвана. В таком случае недропользователю должна быть возвращена часть средств, потраченных им на освоение месторождения.

Одновременно с этим можно предусмотреть возможность корректировки лицензионных соглашений при существенном изменении условий разработки (с предварительным утверждением перечня таких условий).

Учитывая огромную площадь рассматриваемой территории, объемы проводимых ГРП не позволяют обеспечивать намеченные темпы подготовки запасов. Требуется усилить бюджетные ГРП по воспроизводству МСБ углеводородного сырья, разработать долгосрочную программу региональных и поисковых работ, выработать подход к комплексному освоению недр (попутная добыча этана, пропана, бутана, конденсата, гелия).

## **ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE**

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



**www.ngv.ru**

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ ПЛАН 2030

Конференция «Газонефтехимия – План 2030» проводится с целью предоставить деловому сообществу возможность ознакомиться с основными положениями «Плана развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года», разработанного Минэнерго РФ.

**19 МАРТА 2012**

МОСКВА , ГОСТИНИЦА «НАЦИОНАЛЬ», ЗАЛ «ПЕТРОВСКИЙ»

#### ТЕМЫ ДЛЯ ОБСУЖДЕНИЯ

- » Системный кластерный подход к развитию газонефтехимии;
- » Стратегия развития рынков газонефтехимической продукции, прогнозные ожидания, стимулирование спроса;
- » Сбалансированность развития производства углеводородного сырья с его экспортом и развитием производства газонефтехимической продукции;
- » Меры государственной поддержки газонефтехимии.



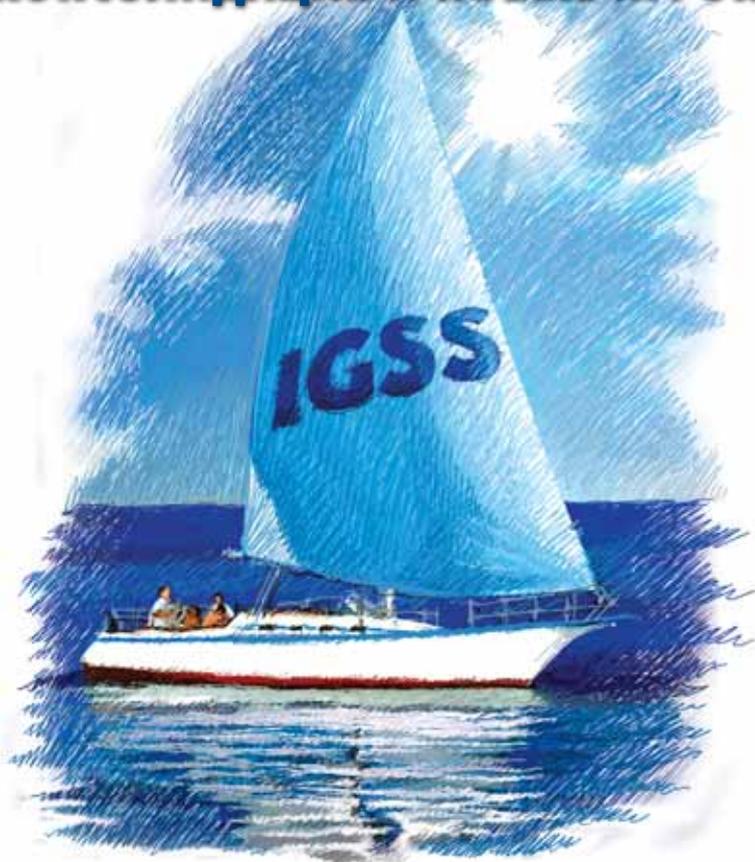
**+7 (495) 646-39-44**

Эл. почта: [info@alliance-analytics.ru](mailto:info@alliance-analytics.ru)

Веб-сайт: <http://www.alliance-analytics.ru>

*Принять участие в конференции вы также можете, заполнив заявку на нашем сайте  
Регистрация участников производится до 18 марта 2012 года*

# НЕФТЕСЕРВИС: КОНСОЛИДАЦИЯ И НОВЫЕ ИГРОКИ



В 2011 году консолидация российского нефтесервисного рынка продолжилась. «Интегра», Schlumberger и «Геотек» объединили свои геофизические и сейсмические активы в России; Eurasia Drilling Company (EDC) и Schlumberger закончили процесс обмена предприятиями.

«Газпром нефть» и «Славнефть» практически завершили выход из нефтесервисного бизнеса, а на рынке появился новый игрок — «РУ-Энерджи Групп».

Последние сделки по слиянию и обмену активами, считают эксперты, говорят о выходе участников рынка на новый уровень ведения бизнеса. По их мнению, тенденция к укрупнению нефтесервиса продолжится. В текущих жестких ценовых условиях выдержать конкуренцию могут лишь крупные компании, способные привлекать значительные финансовые ресурсы...

30 декабря прошлого года ФАС выдала разрешение на объединение российских активов «Интегры», Schlumberger и «Геотека» в сфере геофизики и сейсмических исследований. В результате мегаслияния на нефтесервисном рынке России и СНГ появилась крупнейшая геофизическая компания под контролем

Геннадия Тимченко и Николая Левицкого.

## Конец ценовой войны

Объединение произошло на базе IG Seismic Services (IGSS) — СП «Интегры» (75%) и Schlumberger (25%). Сделка состоялась 30 декабря 2011 года: Geotech Oil

Services Holding Limited внес в СП 99% ЗАО «Геотек Холдинг», а взамен получил 52% вновь выпущенных акций IGSS. Доля «Интегры» снизилась с 75% до 36%, доля Schlumberger — с 25% до 12%.

С 1 января 2012 года объединенная компания начала работать как самостоятельная структура.

Партнеры ожидают, что IGSS займет лидирующие позиции на геофизическом рынке России и СНГ, а в будущем превратится в глобального мирового игрока в этом сегменте. По словам Дмитрия Александрова, начальника отдела аналитических исследований ИГ «Универ», стимулом для роста услуг в сейсмозондировании станет увеличение добычи и ввод новых месторождений: «В прошлом году объем рынка сейсмике составил порядка \$850 млн, и он продолжит рост на 10–12% в ближайшие годы».

В полевой сейсмозондировании СП получит половину рынка, соответственно мелким участникам противостоять такому крупному игроку будет сложно, считает аналитик. «На первом этапе своей деятельности новая компания может даже немного подемпинговать. Естественно, заказчики пойдут за ней», — отметил Д.Александров, добавив, что ситуация в сегменте геофизических исследований скважин лучше: здесь побольше и игроков, и мелких заказчиков.

По мнению Камилы Закирова, исполнительного вице-президента компании «НьюТек Сервисез», у данной сделки две стороны медали. «Объединенная компания займет около 70% свободного рынка (не считая внутренних рынков «Газпрома» и «Сургутнефтегаза»). А монополия всегда ведет к технологическому тупику и застою. ФАС закрыла на это глаза, ведь административный ресурс никто не отменял», — отметил он.

По его словам, среди конкурентов СП на российском рынке можно назвать только «ТНГ-Групп» и «Башнефтегеофизику», да и то последняя уже аффилирована со Schlumberger.

С другой стороны, объединение активов означает окончание ценовой войны на геофизическом рынке, полагает К.Закиров. «Долгие годы его крупнейшие участ-

## НОВЫЙ ИГРОК С МЕСТНОЙ ПРОПИСКОЙ

Призывы отдать нефтесервисные активы государству, чтобы спасти рынок от экспансии зарубежных компаний, звучат давно. В частности, с таким предложением к В.Путину недавно обратилась и губернатор ХМАО-Югры Наталья Комарова.

Однако на рынке наблюдается обратный процесс: в прошлом году получил дальнейшее развитие тренд по выводу сервисных активов ВИНК и продаже их независимым игрокам. Участники рынка и эксперты полагают, что частные инвесторы будут более эффективными собственниками.

В нефтесервисе главное качество услуг и их цены, напомнил Виталий Крюков, ведущий аналитик ИФД «КапиталЪ»: «Какие у государства здесь могут быть конкурентоспособные позиции по сравнению с частными инвесторами? Или у государства есть собственные ноу-хау?»

Активную распродажу нефтесервисного бизнеса независимым компаниям в 2011 году продолжила «Газпром нефть». Несмотря на то, что ей пока не удалось оформить сделку по продаже «Ноябрьскнефтегазгеофизики», за прошедший год госкомпания вывела за пределы своей структуры предприятия транспортного блока, а также контрольный пакет акций «дочки» «Ноябрьскнефтеспецстрой».

В конце декабря «Газпром нефть» закрыла сделки по продаже еще двух активов — Сервисной буровой компании (СБК) и «КРС-Сервис» (КРС). Оба предприятия приобрела российская «Ру-Энерджи Групп». Ранее эта же компания купила у «Газпромнефть-Нефтесервиса» Сервисную транспортную компанию и «ЯмалСервисЦентр».

СБК и КРС сохраняют долгосрочные контракты с предприятиями группы «Газпром нефть» с гарантированными объемами работ до конца 2013 года при условии выполнения закрепленных в контрактах ключевых показателей эффективности работы, говорится в сообщении нефтяной компании.

Завершив сделки по продаже СБК и КРС, «Газпром нефть» фактически закончила реализацию программы по выходу из нефтесервисного бизнеса. По словам председателя правления компании Александра Дюкова, это «позволило сократить издержки и способствовало развитию конкуренции на профильных рынках».

Холдинг «РУ-Энерджи Групп» объединяет несколько производителей и поставщиков нефтегазопромыслового и бурового оборудования, а также инструментов. Самый крупный актив — тюменский завод «Нефтепромаш» по производству нефтегазового устьевого оборудования.

Собирать сервисные активы группа начала в прошлом году. В холдинге решили перейти от производства нефтегазопромыслового оборудования к оказанию и нефтесервисных услуг. Для реализации этой цели «РУ-Энерджи» формирует свой нефтесервисный блок для работы на территории Западной и Восточной Сибири. Помимо подразделений «Газпром нефти» она уже купила «дочку» НГК «Славнефть» «Мегион-Сервис» и планирует приобрести еще несколько предприятий нефтегазовой компании.

«В течение многих лет мы твердим о «шлюмберизации» нашего нефтесервисного рынка. Поэтому отрадно, что появился новый активный игрок, тем более с местной пропиской...» — заметил К.Закиров.

Об этой компании мало что известно, говорит В.Крюков: «Видимо, она будет специализироваться на отдельных подрядах. В любом случае появление нового игрока можно приветствовать. Хорошо, когда сервис переходит в профильные руки, т.е. в руки компании, которая будет заниматься непосредственно сервисом — проводить модернизацию, искать технологии и т.д.»

«РУ-Энерджи» уже заявила, что готова вкладывать средства в развитие своих сервисных активов. Как сообщили в компании, подготовлены проекты инвестиционных программ на 2012–2014 годы. Самый крупный по затратам проект у Сервисной буровой компании. В ближайшие два года «РУ-Энерджи» планирует обновить оборудование СБК, в том числе приобрести более 10 буровых установок.

ники — «Интегра» и «Геотек» — воевали друг с другом, нередко роняя цены в погоне за заказчиком. В результате данная отрасль серьезно недофинансирована, специалисты здесь работают по старинке — все делают на коленке, потому что не могут позволить вкладывать в перевооружение и новые технологии», — подчеркнул он.

## В 2011 году объем рынка сейсмики составил порядка \$850 млн, и он продолжит рост на 10–12% в ближайшие годы

По мнению эксперта, объединившись, компании перестанут воевать и смогут выработать совместно с рынком обоюдоприемлемую ценовую политику, чтобы нефтяники и газовики продолжали бы покупать их услуги, а сейсмики смогли поднять отрасль на следующий технологический уровень.

### Schlumberger в выигрыше

СП объединило геофизические активы «Интегры» и Schlumberger, ранее входившие в IGSS, а также геофизические и сейсмические предприятия «Геотек Холдинга». При этом контроль перешел к Geotech Oil Services (25,01% принадлежит фонду Volga Resources Геннадия Тимченко, еще 51,53% — президенту «Геотек Холдинга» Николаю Левицкому), который до слияния занимал треть отечественного рынка геофизики и сейсмических исследований.

## Эксперты единодушно отмечают общую тенденцию к укрупнению сервисного рынка России, в том числе за счет поглощения мелких игроков

По мнению экспертов, несмотря на то, что формально доля иностранного участника в СП упала, Schlumberger достигла своей цели — укрепила позиции на этом рынке. «Даже получив небольшую долю, она сохраняет воз-

## ВОПРОСЫ «ВЕРТИКАЛИ»:

- Как вы оцениваете роль IGSS?
- Как ее функционирование будет сочетаться с деятельностью Росгеологии?
- Грозит ли появление IGSS дальнейшей «шлюмбержелизацией» сервисных рынков?

### ВСЕ ЭТО ПЕЧАЛЬНО НАБЛЮДАТЬ

«Шлюмбержелизация» не началась — она уже продолжается. И надо отдать должное компании, которая четко понимает, что на российском рынке необходимо поглощать, исходя из соображения прибыльности, а что надо оставить российским игрокам. Ведь не секрет, что российский сектор нефтесервисных услуг переживает не самые лучшие времена.

И дальнейшее вымывание, поглощение, захват, покупка и т.д. самых прибыльных направлений нефтесервиса зарубежными компаниями не идет на пользу отечественному нефтесервису. Хотя вопрос, сколько по-настоящему отечественных компаний осталось на нашем рынке.

**Евгений ПОШВИН**

Директор департамента инновационных разработок, ЗАО «Новомет-Пермь»

### РОЛЬ IGSS НЕОДНОЗНАЧНА

Есть польза от объединения для крупных проектов, но «съедание» игроков и отсутствие альтернативы приведут к росту стоимости услуг геофизики. Хотя объективно все зависит от их стратегии.

Как ее функционирование будет сочетаться с деятельностью Росгеологии? Возможно, они этот вопрос уже решили. Думаю, для масштабных задач повышения качества предлагаемых к конкурсам участков и структур это хорошо.

Безусловно, появление IGSS грозит дальнейшей «шлюмбержелизацией» сервисных рынков. Спасет только рост малой и средней нефтянки, спросом которой займутся вновь создаваемые геофизические организации.

**Алексей ЧУДНОВСКИЙ**

Генеральный директор ООО «НЕТЕК»

### ПОЖИВЕМ — УВИДИМ

IGSS, полагаю, будет фактически новой компанией в России: Schlumberger она необходима для укрепления своих мировых позиций.

Структура управления компании еще не сформирована до конца, и что-то прогнозировать — затрудняюсь.

**Юрий БАРАБАНЩИКОВ**

Главный специалист департамента добычи нефти и газа ОАО НК «РуссНефть»

### ИГРОК БЕЗ ИЗЪЯНОВ

Пока рано делать выводы о том, готовится ли новая компания под продажу крупному иностранному игроку или нет. В любом случае, можно говорить о том, что создается игрок, который не будет испытывать проблем ни с контрактами, ни с финансированием и приобретет при этом ценнейший опыт работы на очень непростых участках недр.

Такие игроки уже реально могут в долгую конкурировать и с крупнейшими мейджорами. Естественно, что и мейджоры будут заинтересованы в покупке такого игрока.

Однако будет это сделано или нет, зависит и от условий рынка через три-пять лет и от видения стратегии развития акционерами, а это будет определяться ситуацией в экономике и финансах.

В этом основная проблема, потому что делать прогноз на три-пять-семь лет в текущих условиях, значит, заранее смириться с возможностью очень высокой погрешности.

**Дмитрий АЛЕКСАНДРОВ**

Начальник отдела аналитических исследований ИГ «УНИВЕР»

## ДЕНЬГИ К ДЕНЬГАМ

Консолидация игроков рынка позволит снизить себестоимость геологических услуг за счет оптимизации производственных, логистических и управленческих процессов. С другой стороны, доминирование одной компании на внутреннем рынке способно привести к отсутствию конкуренции в отрасли и росту стоимости услуг.

Мы сомневаемся, что в ближайшее время подобная объединенная компания может быть продана Schlumberger или Росгеологии. По крайней мере, большинство активов из других отраслей, которые ранее приобретались г-ном Тимченко, впоследствии оставались в его руках. Такие активы скорее служат для влиятельного акционера источником постоянного денежного потока от операционной деятельности, а не разового дохода от перепродажи актива.

**Тимур ХАЙРУЛЛИН**

Заместитель начальника аналитического отдела ИК «Грандис Капитал»



Евгений  
ПОШВИН



Алексей  
ЧУДНОВСКИЙ



Дмитрий  
АЛЕКСАНДРОВ



Тимур  
ХАЙРУЛЛИН

## КЕСАРЮ — КЕСАРЕВО

Собственно говоря, с нашей точки зрения, сложно переоценить дальнейшую роль IGSS, возникающей в контексте рассматриваемой сделки. Речь пойдет о дальнейшей консолидации отрасли, на которой уже и так сложилась олигополистическая модель конкуренции.

Другими словами, с одной стороны, мы все дальше и дальше удаляемся от формирования свободного рынка в нефтесервисной индустрии. В результате, мы продолжим наблюдать процесс накопления всего комплекса технологических, региональных, стоимостных проблем и проблем масштаба производства, свойственного для российской геофизики.

Таким образом, и с точки зрения Росгеологии IGSS — крупнейший конкурент, обладающий доступом к новейшим западным технологиям.

С другой стороны, с точки зрения бизнеса, процесс выглядит весьма логично, так или иначе, мы приближаемся к рынку, на котором три крупнейших игрока поделили крупнейших клиентов. В принципе, данную ситуацию можно воспринимать как возможность формирования целого ряда мелких и средних нефтяных компаний за счет поддержки государством выхода на рынок малых нефтесервисов.

То есть, если крупнейшие игроки работают с крупнейшими заказчиками, государство может заняться созданием среднего и малого бизнеса в секторе и тем самым дать старт процессу создания малых и средних НК.

**Александр ИГНАТЮК**

Начальник аналитического отдела ЗАО «ИК «Энергокапитал»



Александр  
ИГНАТЮК



Виталий  
КРЮКОВ

## ДОМИНИРУЮЩИЙ ИГРОК...

IGSS будет доминирующим игроком на рынке с перспективой дальнейшего наращивания своей доли за счет новых проектов, доступом к международной экспертизе, значительным административным и финансовым весом, что, безусловно, усилит конкурентные позиции компании на рынке и, вероятно, обеспечит привлечение крупных государственных заказов.

Можно ожидать, что IGSS и Росгеология будут реализовывать совместные проекты в новых перспективных регионах, в том числе на шельфе.

Я сомневаюсь, что российские акционеры будут готовы уступить свои доли Schlumberger и выйти из бизнеса в обозримой перспективе, по меньшей мере, до реализации ключевых проектов и монетизации стоимости. Наоборот, я бы ожидал, что партнерство может расширяться за счет привлечения других западных сервисных компаний, которые имеют богатый опыт работы на шельфе.

Российским акционерам нужна западная экспертиза, а иностранным сервисным компаниям не помешает сильный административный ресурс, которым будет обладать IGSS. Вместе можно будет более эффективно добиться крупных заказов и привлечь необходимые финансовые ресурсы.

**ВИТАЛИЙ КРЮКОВ**

Аналитик ИФД «КапиталЪ»

возможность влиять на то, как СП будет работать. Потому что главный вопрос в данном случае — в доступе к эксклюзивным технологиям Schlumberger», — считает Д.Александров.

### **Призывы передать нефтесервис государству, чтобы спасти рынок от экспансии зарубежных компаний, звучат давно, однако наблюдается обратный процесс**

Напомним, WesternGeco (подразделение Schlumberger) еще в октябре 2010 года вложило в IG Seismic Services несколько сейсмических партий, в том числе одну партию, обладающую оборудованием для работы в транзитной зоне, а также программное обеспечение по обработке данных OMEGA и услуги по его поддержке. В рамках СП с «Интегроем» создан единый центр по обработке и интерпретации морских и наземных сейсморазведочных данных с производственными центрами в Москве, Тюмени, Томске и Алматы.

### **Объединенная компания «Интегры», Schlumberger и «Геотека» займет около 70% свободного геофизического рынка**

Schlumberger также привнесла в СП новые технологии, в том числе уникальную технологию UniQ, позволяющую получать более детальные и качественные данные.

### **Объединившись, «Интегра» и «Геотек» перестанут конкурировать, а Schlumberger сохранит возможность влиять на работу СП**

Объединяя свои активы с «Интегроем», Schlumberger преследовала конкретную цель: повысить конкурентоспособность своего полевого сервиса. Геофизический блок Schlumberger был востребован только на ограниченном сегменте российского рынка, поскольку предлагал услуги более высокого качества и соответственно за более высокую цену.

С другой стороны, в WesternGeco хотели упрочить рыночные позиции для своей технологии UniQ. Поэтому объединив свои технологии и маркетинговый опыт «Интегры», WG усилило свое присутствие на рынке в сегменте сейсморазведки.

Теперь вместе с новым партнером в лице «Геотека» Schlumberger получает гарантии заказов, связанных с большими перспективами нефте- и газоразведки (Г.Тимченко является акционером не только «Геотека Холдинга», но и НОВАТЭКа).

Еще один плюс, по словам аналитика ИГ «Универ», в том, что Schlumberger обойдет своих глобальных конкурентов на российском рынке.

К.Закиров тоже согласен с тем, что компания, получив 12% в СП, закрыла сюда путь другим международным сейсмическим операторам: «Если бы Schlumberger не вошла в этот бизнес, то ее место заняли бы конкуренты».

Кроме того, компания получила инструмент для дальнейшего расширения своего бизнеса на рынке России и СНГ: «Участники СП имеют приоритетное право выкупить долю партнера, если тот решит покинуть компанию. Это не означает, что Schlumberger когда-нибудь обязательно поглотит этот бизнес, но такая возможность у нее теперь есть».

«Поглотить» вряд ли позволят, в России очень болезненно относятся к экспансии зарубежных операторов на отечественный рынок, особенно к вхождению иностранцев в капитал геофизических активов. Пример тому — неудавшаяся попытка швейцарской Weatherford купить ОАО «Ноябрьскнефтегазгеофизика» у «Газпром нефти». Несмотря на достигнутую договоренность компаний, правительственная комиссия по инвестициям так и не одобрила данную сделку.

Но никто не мешает Schlumberger постепенно наращивать свое присутствие на рынке через СП с российскими партнерами, и подобная тактика уже принесла ей свои плоды. Компания является крупнейшим западным игроком в России и занимает до 10% отечественного нефтесервиса.

### **Консолидация продолжится**

Эксперты единодушно отмечают общую тенденцию к укрупнению сервисного рынка России, в том числе за счет поглощения мелких игроков.

По словам В.Крюкова, компании понимают, что конкурировать в текущих жестких ценовых условиях очень трудно: «Вытянуть бизнес можно только за счет объемов и хороших отношений с заказчиком. Понятно, что в таких условиях чем крупнее бизнес, тем ему проще аккумулировать финансовые средства, вкладывать в модернизацию, т.е. быть конкурентоспособным. Поэтому в последние годы мы видим, с одной стороны, выделение сервиса из ВИНК, а с другой — укрупнение бизнеса».

Пример — объединение активов «Интегры», Schlumberger и «Геотека». Западные компании уже давно освоили российский рынок. И чтобы выжить в конкуренции с ними, отечественным операторам нужно оказывать сервис такого же уровня. Поэтому мелким игрокам на том же геофизическом рынке места нет, полагает аналитик. «Могут остаться лишь местные компании в регионах, где крупным игрокам не очень интересно, и оказывать услуги в узких сегментах рынка», — считает он.

По мнению эксперта ИГ «Универ», вопрос, прежде всего, в платежеспособности малых нефтяных компаний. Т.е. если законодательство будет стимулировать разработку небольших участков недр, повышение нефтеотдачи на низкодебитных скважинах, тогда мелкие заказчики останутся на плаву.

«Небольшие нефтяные компании имеют многолетний опыт работы с геофизическими партиями, и если эта связка не распадется, рынок сохранит хоть какую-то конкуренцию. Если же она распадется, в первую очередь, из-за неблагоприятной ситуации на внешнем рынке нефти, тогда останутся три-четыре крупных игрока», — пояснил Д.Александров.

Исполнительный вице-президент «НьюТек Сервисез», напротив, уверен, что укрупнение рын-

ка означает и появление «полян» для мелких компаний.

«Чем больше крупных игроков, тем больше между ними открываются свободных мест на рынке, — говорит К.Закиров. — Какие-то технологии и объемы работ не будут эффективны для больших операторов, соответственно появляются ниши для предприимчивых и мобильных мелких игроков. Поэтому малый и средний бизнес не умрет, он будет развиваться, причем часть из них присоединится к крупным игрокам, а на их месте будут создаваться новые...»

Эксперты ожидают дальнейшей активизации процесса слияний и поглощений в российском нефтесервисе. Готовится к выводу своих сервисных подразделений «Башнефть», к продавцам сервисного бизнеса может присоединиться «Татнефть». Продолжает переосмысление бизнес-модели «Интегра»...

По информации газеты RBC daily, сейчас обсуждается вопрос объединения геофизических подразделений «Газпрома» и «Газпром нефти». Эксперты не исключают, что объеди-

ненная компания затем может быть продана.

### «Ру-Энерджи Групп»: отрандно, что на нефтесервисном рынке страны появился новый игрок с местной пропиской

Продолжают консолидацию своих активов и независимые сервисники. Причем этот процесс выходит на новый уровень,

### Вытянуть сервисный бизнес можно только за счет объемов и хороших отношений с заказчиком

считает менеджер «НьюТек Сервисез». Свидетельство тому — завершившийся обмен активами между российской Eurasia Drilling Company (EDC) и Schlumberger в рамках созданного в 2010 году стратегического альянса.

### Малый сервис останется на плаву, если законодательство будет стимулировать разработку небольших участков недр и работу на низкодебитных скважинах

Eurasia приобрела у Schlumberger все ее буровые и ремонтные установки, а взамен отдала свои подразделения, занимающиеся сервисными работами при бурении скважин.

### Консолидация активов продолжится, причем этот процесс выходит на новый уровень

По словам К.Закирова, Eurasia в своем развитии подошла к пониманию того, что должна стать чисто станочной компанией, а остальной бизнес будет мешать ей, создавая внутреннюю конкуренцию. Schlumberger, напротив, — чисто сервисная компания, и ей не нужны буровые активы. «Это был мудрый обмен, когда две компании избавились от того, что им не нужно, и получили то, что хотели...» — подчеркнул эксперт. 

## ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

## Фонд нефтяных скважин за декабрь 2011 года

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
<b>Нефтяные компании</b>						
<b>ЛУКОЙЛ</b>	<b>25202</b>	<b>281</b>	<b>16354</b>	<b>7805</b>	<b>0</b>	<b>762</b>
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	14528	55	12298	2174	0	1
Когалымнефтегаз	7133	1	6296	836	0	0
Лангаснефтегаз	2610	12	2316	282	0	0
Покачевнефтегаз	2156	3	1910	243	0	0
Урайнефтегаз	2500	16	1672	812	0	0
Ямалнефтегаз	129	23	104	1	0	1
Волгодеминойл	16	11	5	0	0	0
КАМА-ойл	13	2	11	0	0	0
ЛУКОЙЛ-АИК	374	5	357	12	0	0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	302	15	55	232	0	0
ЛУКОЙЛ-Коми	2410	32	1391	415	0	572
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	5	5	0	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Пермь	5439	15	1597	3698	0	129
Нарьянмарнефтегаз	76	3	73	0	0	0
НМНГ-МНА	5	1	4	0	0	0
ПермТОТИнефть	72	0	11	61	0	0
РИТЭК, всего	1539	117	441	923	0	58
Турсунт	71	0	50	21	0	0
УралОйл	352	20	61	269	0	2
<b>Роснефть</b>	<b>20791</b>	<b>1668</b>	<b>12545</b>	<b>5940</b>	<b>369</b>	<b>269</b>
Ванкорнефть	174	54	120	0	0	0
Востсибнефтегаз	8	8	0	0	0	0
Грознефтегаз	224	42	28	107	0	47
Дагнефтегаз	25	14	0	11	0	0
Ингушнефтегазпром	87	33	0	54	0	0
Полярное Сияние Компания	26	3	23	0	0	0
РН-Дагнефть	65	44	10	6	0	5
РН-Краснодарнефтегаз	1222	171	52	592	369	38
РН-Маланинская группа	15	0	15	0	0	0
РН-Пурнефтегаз	1795	135	1443	216	0	1
РН-Сахалинморнефтегаз	1082	7	133	911	0	31
РН-Северная нефть	302	2	300	0	0	0
РН-Ставропольнефтегаз	307	23	284	0	0	0
РН-Юганскнефтегаз	8471	1112	7313	46	0	0
Самаранефтегаз	3307	20	1750	1400	0	137
Удмуртнефть	3681	0	1074	2597	0	10
<b>Газпром нефть</b>	<b>5599</b>	<b>112</b>	<b>5457</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Арчинское	38	5	33	0	0	0
Газпром нефть	170	2	168	0	0	0
Газпромнефть-Восток	121	0	121	0	0	0
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	3034	41	2968	25	0	0
Газпромнефть-Хантос	103	0	103	0	0	0
Заполярье	826	60	766	0	0	0
Магма	69	0	69	0	0	0
Меретояханефтегаз	3	3	0	0	0	0
Сибнефть-Югра	1226	1	1220	5	0	0
ЦНТ	9	0	9	0	0	0
<b>Сургутнефтегаз</b>	<b>18760</b>	<b>389</b>	<b>15406</b>	<b>2965</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Сургутнефтегаз (УФО)	18486	238	15283	2965	0	0
Сургутнефтегаз (Якутия)	274	151	123	0	0	0
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	<b>15646</b>	<b>254</b>	<b>14470</b>	<b>884</b>	<b>0</b>	<b>38</b>
Бугурусланнефть	343	0	277	66	0	0
Ваньеганнефть	283	29	247	7	0	0
Варьеганнефтегаз	615	17	584	14	0	0
Верхнечонскнефтегаз	124	62	62	0	0	0
Ермаковское	366	0	325	41	0	0
Корпорация Югранефть	140	0	140	0	0	0
Малосикторское	13	1	12	0	0	0
Нижневартовское НГДП	858	14	830	5	0	9
Новосибирскнефтегаз	80	0	80	0	0	0
Оренбургнефть	1736	85	1529	122	0	0

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Самотлорнефтегаз	6253	39	5758	443	0	13
Севернонефтегаз	7	0	7	0	0	0
ТНК-Нижневартовск	1939	0	1875	64	0	0
ТНК-Нягань	2583	7	2438	122	0	16
ТНК-Уват	180	0	180	0	0	0
Тюменнефтегаз	126	0	126	0	0	0
Татнефть им. В. Д. Шашина	19483	24	3104	16355	0	0
Илекнефть	3	2	1	0	0	0
Татнефть им. В. Д. Шашина	19407	20	3081	16306	0	0
Татнефть-Самара	69	1	21	47	0	0
Татнефть-Северный	4	1	1	2	0	0
Башнефть	15180	19	2676	12412	0	73
Башминерал	40	0	0	40	0	0
Башнефть	15096	19	2659	12345	0	73
Геонефть	17	0	17	0	0	0
Зирган	27	0	0	27	0	0
Славнефть	3592	19	3340	233	0	0
Обьнефтегазгеология	331	1	330	0	0	0
Обьнефтегеология	74	1	73	0	0	0
Славнефть	56	0	56	0	0	0
Славнефть-Красноярскнефтегаз	10	9	1	0	0	0
Славнефть-Мегионнефтегаз	2820	8	2579	233	0	0
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	84	0	84	0	0	0
Славнефть-Нижневартовск	163	0	163	0	0	0
Соболь	54	0	54	0	0	0
РуссНефть	4112	60	2267	1765	0	20
Аганнефтегазгеология	68	0	68	0	0	0
АКИ-ОТЫР	168	2	166	0	0	0
Арчнефтегеология	48	0	48	0	0	0
Белкамнефть	1216	0	359	857	0	0
Белые ночи	338	5	308	25	0	0
Валюнинское	6	0	6	0	0	0
Варьеганнефть	685	11	571	103	0	0
Голойл	27	0	27	0	0	0
Грушевое	2	0	2	0	0	0
Дуклинское	2	0	2	0	0	0
Западно-Малобалыкское	139	0	139	0	0	0
Мохтикнефть	29	0	29	0	0	0
Нафта-Ульяновск	62	0	7	50	0	5
НГДУ Пензанефть	36	0	27	3	0	6
Нефтеразведка	4	0	0	2	0	2
Окуневское	2	0	1	1	0	0
Регион-й нефтяной консорциум	334	0	79	255	0	0
РНК	10	0	4	6	0	0
Рябовское	46	0	12	34	0	0
Саратов-Бурение	19	5	14	0	0	0
Саратовнефтегаз	333	37	160	135	0	1
Соболиное	9	0	9	0	0	0
Столбовое	37	0	37	0	0	0
Томская нефть	19	0	14	5	0	0
Удмуртгеология	57	0	19	38	0	0
Удмуртская национальная нефтяная компания	83	0	10	73	0	0
Удмуртская нефтяная компания	67	0	25	42	0	0
Ульяновскнефть	125	0	54	65	0	6
Уральская нефть	80	0	11	69	0	0
Федюшкинское	3	0	3	0	0	0
Черногорское	58	0	56	2	0	0
Нефтяные компании, итого	128365	2826	75619	48389	369	1162
ГАЗПРОМ	169	0	0	0	169	0
Газпром нефть Оренбург	169	0	0	0	169	0
НОВАТЭК	42	18	24	0	0	0
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	42	18	24	0	0	0
Прочие производители						
Восточносибирская Управл. компания	22	18	4	0	0	0
Дулисьма	22	18	4	0	0	0
Зарубежнефть	47	3	44	0	0	0
РУСЬЕТПЕТРО	47	3	44	0	0	0

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию				
	Всего	в том числе по способам эксплуатации			
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ
ИНК	37	12	25	0	0
Данилово	3	3	0	0	0
УстьКутНефтегаз	34	9	25	0	0
Юкола-нефть	23	12	0	11	0
Богородскнефть	17	12	0	5	0
Поволжскнефть	6	0	0	6	0
Акмай	10	0	2	8	0
Алойл	178	0	0	178	0
Альянснефтегаз	50	1	49	0	0
Арктикморнефтегазразведка	36	3	0	0	33
Арктикнефть	25	4	0	21	0
БайТекс	160	0	0	160	0
Бенталь	4	0	0	4	0
Благодаров-Ойл	22	0	8	14	0
Братскэкогаз	2	2	0	0	0
Брендан	4	0	4	0	0
Булгарнефть	113	0	0	113	0
ВЕЛЛойл	6	0	4	0	2
Верхнеомринская нефть	1	0	0	1	0
Веселовское	2	0	2	0	0
Винка	4	0	0	4	0
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	4	0	0	4	0
Восточная Транснациональная компания	59	1	57	1	0
Вуошурнефть	4	0	1	3	0
ВУМН	93	0	1	92	0
Газнефтедобыча	1	1	0	0	0
Геология	139	0	5	134	0
Геолого-разведочный иссл. центр	106	0	50	56	0
Геотех	55	0	5	50	0
Дальпромсинтез	4	0	0	4	0
ДИАЛЛ АЛЪЯНС	7	7	0	0	0
Динью	17	0	14	3	0
Дружбанефть	28	0	2	26	0
Евро Альянс	2	2	0	0	0
Елабуганефть	24	0	2	22	0
Енисей	36	0	36	0	0
ЕНЭС	8	2	1	5	0
Иделойл	180	0	14	166	0
Иджат	1	0	0	1	0
ИНГА	12	0	12	0	0
Ингеохолдинг	2	0	0	2	0
ИНК-НефтегазГеология	1	1	0	0	0
Институт РОСТЭК	2	0	0	2	0
ИТАНЕФТЬ	5	0	0	5	0
Калмнефть	35	4	15	16	0
Калмпетрол	5	2	0	3	0
КанБайкал Резорсес Инк.	22	0	22	0	0
Кара-Алтын	381	0	20	361	0
Карбон	3	2	1	0	0
Карбон-Ойл	48	0	22	26	0
КНГ-добыча	26	0	26	0	0
Колванефть	12	0	12	0	0
Комнедра (УПК Недра)	19	0	19	0	0
Кондурчанефть	70	0	22	48	0
Кондурчанефть (Самара)	6	0	3	0	3
Косьюнефть	4	0	3	0	1
МакОйл	33	0	7	26	0
Матюшкинская вертикаль	42	0	42	0	0
МЕГАЛИТ	2	0	0	2	0
Меллянефть	55	0	0	55	0
МНКТ	94	0	1	93	0
Недра-К	9	0	9	0	0
Нефтебурсервис	3	0	0	0	3
НефтУС	5	0	5	0	0
Нефтьинвест	9	0	9	0	0
Нижеволжскгеология	12	9	0	3	0
Нижеомринская нефть	27	0	0	27	0
Нократойл	8	0	0	8	0

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧIE
Норд Империял	38	6	32	0	0	0
Ойлгазтэт	3	1	2	0	0	0
Оренбургнефтеотдача	13	0	4	9	0	0
Охтин-Ойл	79	0	0	79	0	0
Печоранефтегаз	67	0	64	3	0	0
Печоранефть	12	0	12	0	0	0
Печорская энергетическая компания	10	0	10	0	0	0
Преображенскнефть	32	0	32	0	0	0
Пурнефть	17	9	8	0	0	0
Регион-Нефть	5	2	3	0	0	0
Регион-Сириус	3	0	3	0	0	0
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	1	0	0	1	0	0
Речер-Коми	21	0	20	0	0	1
РИТЭК-Внедрение	36	0	0	36	0	0
РТП-Саратов	1	0	1	0	0	0
Садакойл	3	0	0	3	0	0
Салым Петролеум Дев. Н.В.	417	0	417	0	0	0
Самаринвестнефть	55	0	7	48	0	0
Самара-Нафта	125	3	119	0	0	3
Санeko	47	0	47	0	0	0
Саратовнефтегеофизика	9	3	6	0	0	0
Северное Сияние	5	0	5	0	0	0
Селена-Пермь	14	3	0	11	0	0
Селенгушнефть	21	0	19	1	0	1
СибИнвестНафта	3	0	0	3	0	0
СИБИНТЭК	3	0	3	0	0	0
Синко ННП	8	0	8	0	0	0
СМП-Нефтегаз	179	0	2	177	0	0
Соровскнефть	2	2	0	0	0	0
СпецКрит	4	0	0	4	0	0
Средне-Васюганское	7	0	7	0	0	0
СТимул-Т	18	0	18	0	0	0
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	1	1	0	0	0	0
Тарховское	186	2	182	2	0	0
ТАТЕХ	398	0	59	339	0	0
Татнефтеотдача	260	5	172	83	0	0
Татнефтепром-Зюзеевнефть	242	0	27	215	0	0
Татнефть-Геология	46	0	12	34	0	0
Татойлгаз	339	0	137	202	0	0
Технефтьинвест	4	4	0	0	0	0
Тиман-Печора Эксплорэйшн	3	0	3	0	0	0
ТНГК-Развитие	116	0	15	101	0	0
ТНС-Развитие	8	0	6	2	0	0
Томская нефтегазовая компания	3	0	3	0	0	0
Томскгеонефтегаз	2	2	0	0	0	0
Томскнефть ВНК	2195	78	1832	275	0	10
Трансойл	103	0	1	102	0	0
Транс-ойл	2	0	2	0	0	0
Троицкнефть	140	0	33	107	0	0
Уральская Нефтяная Компания	30	0	0	24	0	6
Хвойное	52	0	52	0	0	0
ХИТ Р	1	0	0	1	0	0
ЦНПСЭИ	18	0	0	18	0	0
Чепецкое НГДУ	33	0	0	33	0	0
Чумпасснефтедобыча	4	0	4	0	0	0
Шешмаойл	340	0	41	299	0	0
Южно-Аксютинo	2	0	1	1	0	0
Южно-Охтеурское	11	0	11	0	0	0
Юпитер-А	8	0	8	0	0	0
ЮУНГ	15	15	0	0	0	0
Ямбулойл	1	0	1	0	0	0
Яр-Ойл	1	0	1	0	0	0
Прочие производители, итого	8288	222	4032	3971	33	30
<b>Операторы СРП</b>						
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	16	15	0	0	1	0
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	25	21	0	0	4	0
Сахалин 1 (иностр. капитал)	25	21	0	0	4	0
Операторы СРП, итого	41	36	0	0	5	0
<b>Всего</b>	<b>136905</b>	<b>3102</b>	<b>79675</b>	<b>52360</b>	<b>576</b>	<b>1192</b>

## Ввод новых нефтяных скважин за январь-декабрь 2011 года

Компания (предприятие)	За соответств. период 2010 г.	С начала 2011 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
<b>Нефтяные компании</b>							
ЛУКОЙЛ	797	739	37	647	46	0	9
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	523	466	4	460	2	0	0
Когалымнефтегаз	239	173	0	173	0	0	0
Лангепаснефтегаз	116	123	0	121	2	0	0
Покачевнефтегаз	129	106	0	106	0	0	0
Урайнефтегаз	38	58	0	58	0	0	0
Ямалнефтегаз	1	6	4	2	0	0	0
Волгодеминойл	1	1	1	0	0	0	0
КАМА-ойл	8	4	1	3	0	0	0
ЛУКОЙЛ-АИК	44	57	5	52	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	2	0	0	0	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Коми	49	52	19	29	1	0	3
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	2	3	3	0	0	0	0
ЛУКОЙЛ-Пермь	95	86	2	49	35	0	0
Нарьянмарнефтегаз	8	6	1	5	0	0	0
ПермТОНнефть	2	0	0	0	0	0	0
РИТЭК, всего	63	64	1	49	8	0	6
Роснефть	937	1105	53	974	70	0	8
Ванкорнефть	72	72	13	59	0	0	0
Востсибнефтегаз	0	1	1	0	0	0	0
Полярное Сияние Компания	1	0	0	1	0	0	0
РН-Краснодарнефтегаз	4	5	3	0	2	0	0
РН-Пурнефтегаз	36	56	5	51	0	0	0
РН-Сахалиморнефтегаз	9	11	0	2	2	0	7
РН-Северная нефть	12	28	0	28	0	0	0
РН-Ставропольнефтегаз	3	0	0	0	0	0	0
РН-Юганскнефтегаз	715	829	30	799	0	0	0
Самаранефтегаз	27	32	1	30	0	0	1
Удмуртнефть	58	70	0	4	66	0	0
Газпром нефть	739	724	60	664	0	0	0
Арчинское	15	10	0	10	0	0	0
Газпром нефть	36	10	2	8	0	0	0
Газпромнефть-Восток	51	67	0	67	0	0	0
Газпромнефть-ННГ	162	160	19	141	0	0	0
Газпромнефть-Хантос	37	55	1	54	0	0	0
Заполярье	57	70	33	37	0	0	0
Магма	12	12	0	12	0	0	0
Сибнефть-Югра	369	337	4	333	0	0	0
ЦНТ	0	3	1	2	0	0	0
Сургутнефтегаз	1305	1403	128	1217	58	0	0
Сургутнефтегаз (УФО)	1202	1282	72	1152	58	0	0
Сургутнефтегаз (Якутия)	103	121	56	65	0	0	0
ТНК-ВР Холдинг	617	680	94	575	11	0	0
Бугурусланнефть	3	13	0	3	10	0	0
Ваньеганнефть	12	25	5	20	0	0	0
Варьеганнефтегаз	47	37	10	27	0	0	0
Верхнеюганскнефтегаз	45	65	63	2	0	0	0
Нижневартовское НГДП	35	42	1	41	0	0	0
Оренбургнефть	89	106	10	95	1	0	0
Самотлорнефтегаз	43	70	1	69	0	0	0
Севернонефтегаз	2	0	0	0	0	0	0
ТНК-Нижневартовск	38	42	0	42	0	0	0
ТНК-Нягань	223	199	3	196	0	0	0
ТНК-Уват	67	77	0	77	0	0	0
Тюменнефтегаз	13	4	1	3	0	0	0
Татнефть им. В.Д.Шашина	324	335	4	17	287	0	27
Татнефть им. В.Д.Шашина	314	309	4	15	263	0	27
Татнефть-Самара	9	26	0	2	24	0	0
Татнефть-Северный	1	0	0	0	0	0	0
Башнефть	146	84	0	11	73	0	0
Башнефть	146	82	0	9	73	0	0
Геонефть	0	2	0	2	0	0	0
Славнефть	222	217	3	214	0	0	0
Обьнефтегазгеология	138	118	0	118	0	0	0
Обьнефтегеология	0	2	0	2	0	0	0
Славнефть	6	0	0	0	0	0	0
Славнефть-Красноярскнефтегаз	1	3	3	0	0	0	0
Славнефть-Мегийоннефтегаз	61	33	0	33	0	0	0
Славнефть-Мегийоннефтегазгеология	4	4	0	4	0	0	0
Славнефть-Нижневартовск	12	57	0	57	0	0	0
РуссНефть	124	168	9	154	5	0	0
Аганьнефтегазгеология	7	5	0	5	0	0	0
АКИ-ОТЫР	46	50	4	46	0	0	0
Белкамнефть	3	1	0	0	1	0	0
Белые ночи	12	30	0	30	0	0	0
Валюнинское	0	3	2	1	0	0	0
Варьеганнефть	1	2	0	2	0	0	0
Голойл	3	6	1	5	0	0	0
Западно-Малобалькское	13	0	0	0	0	0	0
Мохтикнефть	3	1	0	1	0	0	0
НГДУ Пензанефть	1	2	0	2	0	0	0
Регион-й нефтяной консорциум	12	15	0	13	2	0	0
Саратов-Бурение	0	2	1	1	0	0	0
Саратовнефтегаз	3	2	1	1	0	0	0
Севернефть-Ярайнер	1	0	0	0	0	0	0

Компания (предприятие)	За соответств. период 2010 г.	С начала 2011 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Столбовое	9	27	0	27	0	0	0
Удмуртская нефтяная компания	9	13	0	12	1	0	0
Удмуртская ННК	1	1	0	0	1	0	0
Ульяновскнефть	0	5	0	5	0	0	0
Федошкинское	0	2	0	2	0	0	0
Черногорское	0	1	0	1	0	0	0
Нефтяные компании, итого	5211	5455	388	4473	550	0	44
Газпром	18	0	0	0	0	0	0
Газпром нефть Оренбург	18	0	0	0	0	0	0
НОВАТЭК	1	0	0	0	0	0	0
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	1	0	0	0	0	0	0
<b>Прочие производители</b>							
Восточносибирская Управл.компания	1	14	9	5	0	0	0
Дулисьма	1	14	9	5	0	0	0
Зарубежнефть	14	36	4	32	0	0	0
РУСВЬЕПЕТРО	14	36	4	32	0	0	0
ИНК	8	17	15	2	0	0	0
УстьКутНефтегаз	8	17	15	2	0	0	0
Юкола-нефть	7	2	0	0	2	0	0
Богородскнефть	6	2	0	0	2	0	0
Поволжскнефть	1	0	0	0	0	0	0
Алойл	13	8	0	0	8	0	0
Альянснефтегаз	14	22	3	19	0	0	0
Арктикморнефтегазразведка	1	0	0	0	0	0	0
БайТекс	32	39	0	0	39	0	0
Благодаров-Ойл	6	0	0	0	0	0	0
Брендан	0	1	0	1	0	0	0
Булгарнефть	3	6	0	0	6	0	0
ВЕЛЛойл	2	2	0	0	0	0	2
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	1	0	0	0	0	0	0
Восточная Транснациональная компания	3	2	0	2	0	0	0
Вукошурнефть	0	1	0	0	1	0	0
Динью	1	0	0	0	0	0	0
Енисей	0	3	0	3	0	0	0
Иделойл	19	11	0	1	10	0	0
ИНГА	2	3	0	3	0	0	0
Ингеохолдин	2	0	0	0	0	0	0
КанБайкал Резерсез Инк.	0	3	0	3	0	0	0
Кара-Алтын	25	22	0	3	19	0	0
Карбон-Ойл	5	5	0	0	5	0	0
КНГ-добыча	6	21	1	20	0	0	0
Колванефть	1	5	0	5	0	0	0
Комнедра (УПК Недра)	1	0	0	0	0	0	0
Кондурчанефть	0	14	0	6	8	0	0
Кондурчанефть (Самара)	1	0	0	0	0	0	0
Косьюнефть	4	1	0	1	0	0	0
Кумская нефть	1	0	0	0	0	0	0
Матюшкинская вертикаль	9	21	0	21	0	0	0
Недра-К	1	0	0	0	0	0	0
НефтУС	1	0	0	0	0	0	0
Нижневолжскгеология	1	0	0	0	0	0	0
Норд Империял	8	4	0	4	0	0	0
Оренбургнефтеотдача	0	3	0	3	0	0	0
Охтин-Ойл	5	6	0	0	6	0	0
Печоранефтегаз	2	0	0	0	0	0	0
Печоранефть	3	0	0	0	0	0	0
Печорская энергетическая компания	0	1	0	1	0	0	0
Преображенскнефть	8	4	0	4	0	0	0
Пурнефть	1	1	1	0	0	0	0
Регион-Нефть	1	1	0	1	0	0	0
Регион-Сириус	1	0	0	0	0	0	0
Речер-Коми	2	3	0	3	0	0	0
Салым Петролеум Дев. Н.В.	80	102	0	102	0	0	0
Самара-Нафта	17	31	2	29	0	0	0
Санеко	9	10	0	10	0	0	0
Северное Сияние	3	0	0	0	0	0	0
Синко ННП	0	2	0	2	0	0	0
Соровскнефть	1	1	1	0	0	0	0
Стимул-Т	9	11	0	11	0	0	0
ТАТЕХ	13	15	0	0	15	0	0
Татнефтепром-Эюзеевнефть	9	2	0	0	2	0	0
Татнефть-Геология	3	3	0	0	2	0	1
Татойлгаз	21	17	0	0	17	0	0
ТНГК-Развитие	5	7	0	0	2	0	5
ТНС-Развитие	1	0	0	0	0	0	0
Томскгеонефтегаз	0	1	1	0	0	0	0
Томскнефть ВНК	107	169	5	164	0	0	0
Троицкнефть	7	7	0	4	3	0	0
Хвойное	29	10	0	10	0	0	0
Чепецкое НГДУ	3	0	0	0	0	0	0
Чумпасснефтедобыча	0	1	0	1	0	0	0
Шешмаойл	29	14	0	2	12	0	0
Южно-Охтеурское	0	2	0	2	0	0	0
ЮУНГ	1	0	0	0	0	0	0
Прочие производители, итого	563	687	42	480	157	0	8
<b>Операторы СРП</b>							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	2	2	1	0	0	1	0
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	7	2	2	0	0	0	0
Сахалин 1 (иностр.капитал)	7	2	2	0	0	0	0
Операторы СРП, итого	9	4	3	0	0	1	0
Всего	5802	6146	433	4953	707	1	52

## Проходка в бурении за декабрь 2011 года (тыс. м)

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2011 г., Фактическая проходка	Декабрь	С начала 2011 г.		Декабрь
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
<b>Нефтяные компании</b>					
<b>ЛУКОЙЛ</b>	119.2	13.7	2489.4	747.9	178.2
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	47.3	4.7	1712.6	611.2	120.3
Когалымнефтегаз	17.3	0.0	713.9	285.6	48.9
Лангаснефтегаз	4.8	0.0	496.0	156.5	36.6
Покачевнефтегаз	5.2	1.5	320.9	150.5	21.1
Урайнефтегаз	11.5	1.5	139.0	0.0	10.9
Ямалнефтегаз	8.5	1.7	42.9	18.6	2.8
Битран			0.7	0.0	0.0
Волгодеминойл	8.9	1.4			
КАМА-ойл	7.6	1.0	7.6	2.5	1.6
ЛУКОЙЛ-АИК	0.5	0.5	182.1	0.0	9.0
ЛУКОЙЛ-КМН	3.3	0.0	2.8	0.0	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми	17.0	3.8	194.1	63.7	17.9
ЛУКОЙЛ-Нижневолжснефть	5.0	0.0	12.0	12.0	1.8
ЛУКОЙЛ-Пермь	7.0	0.4	175.8	41.4	17.1
Нарьянмарнефтегаз	3.9	0.0	14.1	7.5	0.0
НМНГ-МНА			4.6	0.0	0.2
ПермТОТИнефть			4.0	0.0	1.5
РИТЭК, всего	18.7	2.0	179.0	9.6	8.8
<b>Роснефть</b>	69.6	2.4	3451.0	71.8	247.1
Ванкорнефть	13.2	1.8	328.4	0.0	29.8
Востсибнефтегаз	2.4	0.0	20.7	0.0	1.8
Грознефтегаз	3.7	0.0			
Полярное Сияние Компания			3.5	0.0	0.0
РН-Краснодарнефтегаз	2.3	0.0	11.1	0.0	2.5
РН-Пурнефтегаз	2.8	0.0	144.7	21.2	7.5
РН-Сахалинморнефтегаз			26.3	0.0	4.8
РН-Северная нефть	3.9	0.0	69.3	0.0	6.8
РН-Юганскнефтегаз	27.5	0.0	2684.3	43.0	179.3
Самаранефтегаз	12.2	0.6	79.1	0.0	8.2
Удмуртнефть	1.7	0.0	83.6	7.6	6.5
<b>Газпром нефть</b>	51.3	1.1	2221.4	105.5	135.3
Газпромнефть-Восток	2.6	0.0	259.9	0.0	13.6
Газпромнефть-ННГ	45.0	0.2	770.7	105.5	59.6
Газпромнефть-Хантос	3.7	0.8	1163.4	0.0	61.6
Магма			26.9	0.0	0.3
ЦНТ			0.5	0.0	0.2
<b>Сургутнефтегаз</b>	216.3	19.5	4530.3	395.6	361.0
Сургутнефтегаз (УФО)	216.3	19.5	4530.3	395.6	361.0
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	97.2	6.8	1890.0	369.8	141.7
Бугурусланнефть			24.0	0.0	2.6
Ваньеганнефть			92.1	16.5	7.3
Варьеганнефтегаз			115.5	20.0	14.4
Верхнечонскнефтегаз			203.1	188.0	17.6
Нижневартовское НГДП			130.3	0.0	13.5
Оренбургнефть	41.5	6.8	377.9	0.0	32.4
Самотлорнефтегаз	9.5	0.0	176.3	65.0	12.9
Севернонефтегаз			4.4	0.0	0.0
ТНК-Нижневартовск	2.9	0.0	141.2	80.4	13.2
ТНК-Нягань			364.7	0.0	10.9
ТНК-Уват			260.6	0.0	16.9
<b>Татнефть им. В.Д.Шашина</b>	21.1	4.1	487.9	13.7	30.7
Татнефть им. В.Д.Шашина	15.9	2.8	458.2	13.7	30.2
Татнефть-Самара	5.1	1.3	29.7	0.0	0.5
<b>Башнефть</b>	26.7	1.8	121.4	14.6	12.1
Башнефть	26.7	1.8	121.4	14.6	12.1
<b>Славнефть</b>	15.9	0.0	780.5	256.1	53.4
Обьнефтегазгеология	8.7	0.0	425.8	131.6	22.4
Обьнефтегеология			13.1	9.9	0.0
Славнефть-Красноярскнефтегаз	7.2	0.0	5.9	0.0	1.5
Славнефть-Мегионнефтегаз			121.7	45.7	12.0
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			21.3	15.9	3.2
Славнефть-Нижневартовск			192.8	53.0	14.3
<b>РуссНефть</b>	14.9	0.0	559.4	124.8	30.4
Аганнефтегазгеология			9.8	6.6	0.0
АКИ-ОТЫР			197.7	30.4	15.9
Белые ночи			104.5	11.1	0.0
Валюнинское	3.4	0.0	9.8	0.0	0.0
Варьеганнефть			10.0	10.0	1.5

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2011 г., Фактическая проходка	Декабрь	С начала 2011 г.		Декабрь
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Голойл			24.6	9.6	0.0
Нафта-Ульяновск	1.8	0.0	2.2	2.0	0.2
НГДУ Пензанефть	2.1	0.0	3.6	3.6	0.0
Окуневское			0.7	0.7	0.0
Регион-й нефтяной консорциум			31.1	26.9	1.7
Саратовнефтегаз	0.8	0.0	3.0	3.0	0.0
Столбовое			112.3	13.1	4.2
Томская нефть	2.9	0.0			
Удмуртская национальная нефтяная компания	2.0	0.0			
Удмуртская нефтяная компания			20.2	1.3	0.0
Ульяновскнефть	1.9	0.0	13.7	6.6	0.6
Федюшкинское			12.7	0.0	6.3
Черногорское			3.8	0.0	0.0
<b>Нефтяные компании, итого</b>	<b>632.1</b>	<b>49.5</b>	<b>16531.3</b>	<b>2099.8</b>	<b>1189.9</b>
<b>Газпром</b>			<b>12.9</b>	<b>4.1</b>	<b>7.0</b>
Газпром нефть Оренбург			3.9	3.9	3.7
Нортгаз			9.0	0.2	3.3
<b>НОВАТЭК</b>	<b>4.9</b>	<b>0.3</b>	<b>60.1</b>	<b>60.1</b>	<b>0.7</b>
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	4.9	0.3	60.1	60.1	0.7
<b>Прочие производители</b>					
Зарубежнефть	6.8	0.0	84.0	0.0	7.2
РУСВЬЕТПЕТРО	6.8	0.0	84.0	0.0	7.2
<b>ИНК</b>	<b>2.4</b>	<b>0.0</b>	<b>56.5</b>	<b>22.2</b>	<b>3.7</b>
Данилово	2.4	0.0			
УстьКутНефтегаз			56.5	22.2	3.7
<b>Алойл</b>			<b>14.6</b>	<b>0.0</b>	<b>1.7</b>
Бенталь	0.5	0.5			
Благодаров-Ойл	2.9	0.0	2.8	0.0	0.5
ВЕЛЛОйл	2.1	0.0			
Восточная Транснациональная компания			5.7	0.0	2.9
Геология	1.8	0.0			
Иделойл	0.7	0.0	17.5	0.0	1.6
ИНГА			10.6	0.0	0.0
ИНК-НефтеГазГеология	1.1	0.0			
КанБайкал Резерсез Инк.			43.6	6.2	6.0
Кара-Алтын			19.0	0.0	1.5
Карбон-Ойл			4.9	0.0	0.1
КНГ-добыча	3.2	2.5	16.7	0.0	0.1
Комнедра (УПК Недра)			0.8	0.0	0.8
Кондурчанефть			24.6	0.0	1.4
Косьюнефть	2.2	0.0			
Матюшкинская вертикаль			58.2	0.0	22.6
Мелянефть			2.3	0.0	0.0
Нурлатская нефтяная компания			2.8	0.0	0.0
Охтин-Ойл			9.5	0.4	0.0
Печоранефтегаз			1.1	0.0	0.4
Регион-Нефть	0.5	0.0			
Речер-Коми			2.3	0.0	0.0
РИТЭК-Внедрение	1.8	0.0			
Салым Петролеум Дев. Н.В.			326.7	0.0	28.9
Самаринвестнефть			1.9	0.0	0.1
Самара-Нафта	22.4	4.1	68.6	6.4	2.3
Санеко	17.0	0.6	16.3	0.0	0.0
Сияль	6.9	0.7			
Синко ННП			8.8	0.0	0.0
ТАТЕХ	1.3	0.0	24.6	0.0	0.0
Татнефтепром-Зюзеевнефть			3.1	0.0	0.0
Татнефть-Геология	1.7	1.4	8.5	0.0	0.0
Татойлгаз			7.1	0.0	0.0
ТНС-Развитие			0.2	0.0	0.0
Томскнефть (ВНК)	9.9	0.0	493.5	29.0	12.8
Трансойл	8.0	0.0			
Троицкнефть	1.2	0.0	11.3	0.0	2.8
Хвойное			17.5	0.0	2.2
Чумпасснефтедобыча			5.0	0.0	0.0
Шешмайл	6.3	0.0	13.1	0.0	1.9
Ямал СПГ	8.9	0.0			
Ямбулойл	0.6	0.0			
<b>Прочие производители, итого</b>	<b>110.1</b>	<b>9.7</b>	<b>1383.7</b>	<b>64.2</b>	<b>101.5</b>
<b>Операторы СРП</b>					
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.:			6.9	6.9	0.0
Сахалин-1 (иностранный капитал)			6.9	6.9	0.0
<b>Операторы СРП, итого</b>			<b>6.9</b>	<b>6.9</b>	<b>0.0</b>
<b>Всего</b>	<b>747.0</b>	<b>59.4</b>	<b>17994.9</b>	<b>2235.1</b>	<b>1299.0</b>

# Информация о скважинах, законченных строительством в эксплуатационном бурении за декабрь 2011 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
<b>Нефтяные компании</b>						
<b>ЛУКОЙЛ</b>	92	257111	2795	864	2360214	2732
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	61	187346	3071	546	1619364	2966
Когалымнефтегаз	26	82726	3182	206	656394	3186
Лангаснефтегаз	17	53309	3136	147	454084	3089
Покачевнефтегаз	11	31962	2906	128	345732	2701
Урайнефтегаз	6	15420	2570	55	130117	2366
Ямалнефтегаз	1	3929	3929	10	33037	3304
Битран	0	0		5	1172	234
КАМА-ойл	0	0		3	7594	2531
ЛУКОЙЛ-АИК	2	5474	2737	58	178199	3072
ЛУКОЙЛ-Коми	12	27971	2331	84	179941	2142
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	0	0		3	8802	2934
ЛУКОЙЛ-Пермь	13	24393	1876	89	164941	1853
Нарьянмарнефтегаз	0	0		9	28166	3130
ПермГТИнефть	1	2458	2458	1	2458	2458
РИТЭК, всего	3	9469	3156	66	169577	2569
<b>Роснефть</b>	77	217120	2820	1001	2795672	2793
РН-Краснодарнефтегаз	0	0		1	1782	1782
РН-Пурнефтегаз	5	17595	3519	47	151427	3222
РН-Северная нефть	5	11998	2400	27	71173	2636
РН-Юганскнефтегаз	54	162559	3010	846	2418431	2859
Самаранефтегаз	7	16195	2314	26	67274	2587
Удмуртнефть	6	8773	1462	54	85585	1585
<b>Газпром нефть</b>	41	117417	2864	699	2228444	3188
Газпромнефть-Восток	3	8182	2727	85	261650	3078
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	16	47675	2980	228	770895	3381
Газпромнефть-Хантос	22	61560	2798	375	1163396	3102
Магма	0	0		11	32503	2955
<b>Сургутнефтегаз</b>	139	386304	2779	1598	4553131	2849
Сургутнефтегаз (УФО)	139	386304	2779	1598	4553131	2849
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	46	113821	2474	689	1786712	2593
Бугурусланнефть	1	2140	2140	14	19660	1404
Ваньеганнефть	3	9206	3069	25	72954	2918
Варьеганнефтегаз	3	8954	2985	37	109903	2970
Верхнечонскнефтегаз	6	18778	3130	68	197728	2908
Нижневартовское НГДП	3	8325	2775	42	114778	2733
Оренбургнефть	4	15852	3963	100	361264	3613
Самолорнефтегаз	4	8446	2112	69	156477	2268
Севернонефтегаз	0	0		2	4411	2206
ТНК-Нижневартовск	6	15822	2637	50	127428	2549
ТНК-Нягань	13	10899	838	216	363902	1685
ТНК-Уват	3	15399	5133	66	258207	3912
<b>Татнефть им. В.Д.Шашина</b>	31	47589	1535	333	510834	1534
Татнефть им. В.Д.Шашина	31	47589	1535	308	476509	1547
Татнефть-Самара	0	0		25	34325	1373
<b>Башнефть</b>	7	12008	1715	72	116567	1619
Башнефть	7	12008	1715	72	116567	1619
<b>Славнефть</b>	23	78568	3416	236	820587	3477
Обьнефтегазгеология	10	35256	3526	132	478496	3625
Обьнефтегеология	0	0		3	13092	4364
Славнефть-Мегионнефтегаз	8	27677	3460	36	118847	3301
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	2	7910	3955	4	18815	4704
Славнефть-Нижневартовск	3	7725	2575	61	191337	3137
<b>РуссНефть</b>	16	44748	2797	153	444021	2902
Аганнефтегазгеология	0	0		2	6916	3458
АКИ-ОТЫР	5	14673	2935	54	159469	2953
Белые ночи	0	0		32	103369	3230
Валюнинское	2	6572	3286	3	9802	3267
Варьеганнефть	1	3012	3012	1	3012	3012
Голойл	1	3066	3066	6	19073	3179
НГДУ Пензанефть	1	1638	1638	2	3208	1604
Регион-й нефтяной консорциум	1	1379	1379	3	5268	1756
Саратов-Бурение	0	0		1	2657	2657
Столбовое	2	6603	3302	31	96410	3110
Удмуртская нефтяная компания	0	0		9	16099	1789
Ульяновскнефть	1	1490	1490	6	9864	1644
Федюшкинское	2	6315	3158	2	6315	3158
Черногорское	0	0		1	2559	2559
<b>Нефтяные компании, итого</b>	472	1274686	2701	5645	15616182	2766
<b>Газпром</b>	0	0		2	7411	3706
Нортгаз	0	0		2	7411	3706
<b>НОВАТЭК</b>	1	4858	4858	13	64815	4986
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1	4858	4858	13	64815	4986
<b>Прочие производители</b>						
Зарубежнефть	4	13295	3324	33	115750	3508
РУСВЬЕПЕТРО	4	13295	3324	33	115750	3508
<b>ИНК</b>	3	9702	3234	16	42520	2658
УстьКутНефтегаз	3	9702	3234	16	42520	2658
Алойл	0	0		7	11459	1637
Восточная Транснациональная компания	1	2859	2859	2	5369	2685
ВУМН	0	0		1	1236	1236
Иделойл	1	1243	1243	11	13768	1252
ИНГА	0	0		4	11395	2849
КанБайкал Резервсез Инк.	1	3452	3452	12	37818	3152
Кара-Алтын	2	2656	1328	21	26619	1268

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Карбон-Ойл	1	1271	1271	5	6055	1211
КНГ-добыча	0	0		1	3372	3372
Кондурчанефть	1	1430	1430	18	24542	1363
Матюшкинская вертикаль	8	22631	2829	20	58186	2909
Меллянефть	0	0		4	5386	1347
Нурлатская нефтяная компания	0	0		2	2755	1377
Охтин-Ойл	0	0		6	7355	1226
Печоранефтегаз	0	0		1	2000	2000
Речер-Коми	0	0		2	3669	1835
Салым Петролеум Дев. Н.В.	4	12417	3104	111	336919	3035
Самаринвестнефть	1	1502	1502	1	1502	1502
Самара-Нафта	4	8355	2089	28	61309	2190
Санеко	0	0		10	15095	1510
ТАТЕХ	1	1230	1230	20	25687	1284
Татнефтепром-Зюзеевнефть	0	0		2	2966	1483
Татнефть-Геология	0	0		5	8651	1730
Татойлгаз	0	0		13	16351	1258
Томскнефть (ВНК)	7	20801	2972	156	478821	3069
Троицкнефть	0	0		6	7067	1178
Хвойное	1	2310	2310	9	24901	2767
Чумпасснефтедобыча	0	0		1	4968	4968
Шешмаойл	1	1260	1260	13	16420	1263
Прочие производители, итого	41	106414	2595	541	1379911	2551
<b>Операторы СРП</b>						
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.:	0	0		2	20071	10036
Сахалин-1 (иностранный капитал)	0	0		2	20071	10036
Операторы СРП, итого	0	0		2	20071	10036
<b>Всего</b>	<b>514</b>	<b>1385958</b>	<b>2696</b>	<b>6203</b>	<b>17088390</b>	<b>2755</b>

## Информация о скважинах, законченных строительством в разведочном бурении за декабрь 2011 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
<b>Нефтяные компании</b>						
ЛУКОЙЛ	3	9882	3294	32	85565	2674
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	1	2890	2890	14	37349	2668
Когалымнефтегаз	1	2890	2890	7	20362	2909
Лангеласнефтегаз	0	0		1	2010	2010
Покачевнефтегаз	0	0		1	3050	3050
Урайнефтегаз	0	0		4	8495	2124
Ямалнефтегаз	0	0		1	3432	3432
Волгодеминийл	0	0		2	4229	2115
КАМА-ойл	0	0		1	3025	3025
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	0	0		1	1970	1970
ЛУКОЙЛ-Коми	1	4042	4042	3	12077	4026
ЛУКОЙЛ-Пермь	0	0		5	9319	1864
РИТЭК, всего	1	2950	2950	6	17596	2933
Роснефть	1	2564	2564	7	17041	2434
РН-Пурнефтегаз	0	0		1	2800	2800
Самаранефтегаз	1	2564	2564	4	11040	2760
Удмуртнефть	0	0		2	3201	1601
Газпром нефть	2	6797	3399	12	35449	2954
Газпромнефть-Восток	0	0		2	5200	2600
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	2	6797	3399	9	30042	3338
Газпромнефть-Хантос	0	0		1	207	207
Сургутнефтегаз	5	14832	2966	84	227647	2710
Сургутнефтегаз (УФО)	5	14832	2966	84	227647	2710
ТНК-ВР Холдинг	1	2940	2940	28	80068	2860
Оренбургнефть	1	2940	2940	10	31999	3200
Самотлорнефтегаз	0	0		2	4757	2379
ТНК-Уват	0	0		16	43312	2707
Татнефть им. В.Д.Шашина	5	8990	1798	9	17601	1956
Татнефть им. В.Д.Шашина	4	6983	1746	5	9086	1817
Татнефть-Самара	1	2007	2007	4	8515	2129
Башнефть	2	4101	2051	7	14155	2022
Башнефть	2	4101	2051	7	14155	2022
РуссНефть	0	0		2	4369	2185
Белкамнефть	0	0		1	2014	2014
Саратовнефтегаз	0	0		1	2355	2355
Нефтяные компании, итого	19	50106	2637	181	481895	2662
<b>Прочие производители</b>						
Зарубежнефть	0	0		3	9657	3219
РУСВЬБЕТПЕТРО	0	0		3	9657	3219
Благодаров-Ойл	0	0		3	4239	1413
ВЕЛЛойл	0	0		2	2111	1056
Геология	0	0		1	1782	1782
Иделойл	0	0		1	1899	1899
КНГ-добыча	0	0		1	2010	2010
Косьюнефть	0	0		1	1842	1842
Салым Петролеум Дев. Н.В.	0	0		1	2936	2936
Самара-Нафта	0	0		10	27239	2724
Санеко	0	0		2	5290	2645
Сияль	1	1963	1963	4	7463	1866
ТАТЕХ	0	0		1	1338	1338
Татнефть-Геология	1	1688	1688	1	1688	1688
Трансойл	0	0		1	2930	2930
Троицкнефть	0	0		1	1167	1167
Шешмаойл	0	0		3	4273	1424
Прочие производители, итого	2	3651	1826	36	77864	2163
<b>Всего</b>	<b>21</b>	<b>53757</b>	<b>2560</b>	<b>217</b>	<b>559759</b>	<b>2580</b>

## Информация о скважинах, законченных строительством в горизонтальном бурении за декабрь 2011 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж с начала бурения, м	Средняя глубина скважины, м
<b>Нефтяные компании</b>						
<b>ЛУКОЙЛ</b>	26	85205	3277	193	617438	3199
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	20	68244	3412	156	513615	3292
Когалымнефтегаз	9	31060	3451	62	216905	3498
Лангепаснефтегаз	6	21289	3548	41	143845	3508
Покачевнефтегаз	4	11966	2992	46	130979	2847
Урайнефтегаз	0	0		4	10303	2576
Ямалнефтегаз	1	3929	3929	3	11583	3861
Волгодеминойл	0	0		1	3495	3495
ЛУКОЙЛ-Коми	3	9521	3174	13	40501	3115
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	0	0		3	8802	2934
ЛУКОЙЛ-Пермь	3	7440	2480	14	31590	2256
Нарьянмарнефтегаз	0	0		6	19435	3239
<b>Роснефть</b>	3	9238	3079	22	76199	3464
РН-Пурнефтегаз	2	7821	3911	7	26921	3846
РН-Юганскнефтегаз	0	0		11	42174	3834
Удмуртнефть	1	1417	1417	4	7104	1776
<b>Газпром нефть</b>	1	3300	3300	27	111906	4145
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	1	3300	3300	26	108786	4184
Магма	0	0		1	3120	3120
<b>Сургутнефтегаз</b>	9	23237	2582	157	391974	2497
Сургутнефтегаз (УФО)	9	23237	2582	157	391974	2497
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	9	27196	3022	113	319427	2827
Ваньеганнефть	0	0		2	6165	3083
Варьеганнефтегаз	1	3398	3398	4	12855	3214
Верхнечонскнефтегаз	5	15785	3157	61	182854	2998
Самотлорнефтегаз	0	0		17	44086	2593
ТНК-Нижневартовск	3	8013	2671	29	73467	2533
<b>Башнефть</b>	2	2091	1046	7	10085	1441
Башнефть	2	2091	1046	7	10085	1441
<b>Славнефть</b>	4	20720	5180	46	243758	5299
Обьнефтегазгеология	1	6445	6445	22	132896	6041
Обьнефтегеология	0	0		2	9878	4939
Славнефть-Мегионнефтегаз	2	9291	4646	11	46674	4243
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	1	4984	4984	3	15889	5296
Славнефть-Нижневартовск	0	0		8	38421	4803
<b>РуссНефть</b>	2	3128	1564	28	83287	2975
Аганнефтегазгеология	0	0		2	6916	3458
АКИ-ОТыр	0	0		10	31213	3121
Белые ночи	0	0		2	7269	3635
Голойл	0	0		2	7211	3606
НГДУ Пензанефть	1	1638	1638	2	3208	1604
Регион-й нефтяной консорциум	0	0		2	3889	1945
Саратов-Бурение	0	0		1	2657	2657
Столбовое	0	0		5	17494	3499
Ульяновскнефть	1	1490	1490	2	3430	1715
<b>Нефтяные компании, итого</b>	56	174115	3109	593	1854074	3127
<b>Газпром</b>	0	0		2	7411	3706
Нортгаз	0	0		2	7411	3706
<b>НОВАТЭК</b>	1	4858	4858	13	64815	4986
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1	4858	4858	13	64815	4986
<b>Прочие производители</b>						
<b>ИНК</b>	2	6616	3308	7	23324	3332
УстьКутНефтегаз	2	6616	3308	7	23324	3332
КанБайкал Резервсез Инк.	0	0		2	5844	2922
Самара-Нафта	2	4365	2183	18	34756	1931
Томскнефть (ВНК)	0	0		10	35484	3548
Чумпасснефтедобыча	0	0		1	4968	4968
<b>Прочие производители, итого</b>	4	10981	2745	38	104376	2747
<b>Операторы СРП</b>						
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.:	0	0		2	20071	10036
Сахалин-1 (иностраннный капитал)	0	0		2	20071	10036
<b>Операторы СРП, итого</b>	0	0		2	20071	10036
<b>Всего</b>	61	189954	3114	648	2050747	3165



## ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ ПО СТАНДАРТУ ИСО 50001. КАКИЕ ТРУДНОСТИ ВАС ОЖИДАЮТ?

18 апреля 2012 года, гостиница «Золотое кольцо», г. Москва

### ОРГАНИЗАТОРЫ:



группа компаний  
**ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ**



### ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



СОВЕТ  
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ  
ЭНЕРГИИ



РОССИЙСКИЙ СОЮЗ  
ПРОМЫШЛЕННИКОВ  
И ПРЕДПРИНИМАТЕЛЕЙ

Отличительной чертой мероприятия является участие в нем практиков с опытом разработки и внедрения системы энергоменеджмента.

#### В числе докладов:

- алгоритм создания системы энергоменеджмента, рекомендации;
- опыт в разработке СЭНМ, трудности внедрения на предприятиях и пути их решения;
- информационно-аналитическая система нормирования и прогнозирования расходов ТЭР как часть программы энергоменеджмента;
- практический опыт промышленных предприятий.

#### Среди докладчиков:

- заместитель генерального директора ФГБУ «Российское Энергетическое Агентство» Конев А.В.;
- руководитель проекта «Энергоэффективность в промышленности России» ЮНИДО Рогинко С.А.;
- технический директор группы компаний ГЦЭ, разработчик системы энергоменеджмента для СИБУРа Тарасовский В.Г.;
- представители энергетических служб компаний.

#### Регистрация участников:

«Нефтегазовая вертикаль»: (495) 510-5724, (499) 131-96-63  
Любовь Фролова, Email: [gce@ngv.ru](mailto:gce@ngv.ru)



**КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ****Разработка новых конструкций насосов,  
производство и поставка насосных агрегатов:**

- для транспорта нефти и нефтепродуктов
- для систем ППД
- для добычи нефти
- процессные для нефтепереработки
- для откачивания нефтепродуктов из емкостей и резервуаров
- мультифазные насосы и агрегаты
- автономные дизель-насосные агрегаты

**Шеф-монтаж, пусконаладка****Сервисное обслуживание, ремонт и модернизация****Реализация EPC проектов****ОБЪЕДИНЕННАЯ ТОРГОВАЯ  
КОМПАНИЯ ГРУППЫ ГМС**

поставляет оборудование, производимое предприятиями Группы ГМС, и реализует комплексные проекты. Филиалы и представительства ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС» расположены в различных регионах России, СНГ и дальнего зарубежья.  
[www.hms.ru](http://www.hms.ru)

- НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО