

**НАЛОГ НА НЕФТЬ:  
ФОРМАЛЬНОСТИ И НЕФОРМАЛЬНОСТИ**

**ПЛОДЫ РЕСУРСНОГО ПРОКЛЯТИЯ:  
МНЕНИЯ ЭКСПЕРТОВ**

**ЭНЕРГОПРОГНОЗ '2035 — СДЕЛАНО В РОССИИ**

**ЯНАО: ЕСЛИ ПОЛНОМОЧИЯ, ТО ДЕЙСТВЕННЫЕ**

**08'12**



**НЕФТЯНИКИ: ГВАРДИЯ ПРЕЗИДЕНТА —  
ИМЕННО ОНИ ОПЛАТЯТ ЩЕДРЫЕ ОБЕЩАНИЯ В.ПУТИНА**

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»  
Москва, Россия



14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# НЕФТЕГАЗ

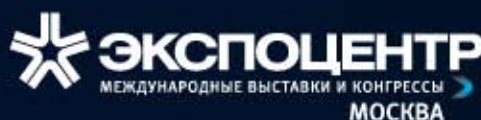
25–29 июня 2012

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



## СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

### Гвардейцы президента

*Нефтедобыча России в I квартале:  
события и предварительные итоги*

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

4

### ТННЦ: встреча поколений

20

### Транскаспий: дипломатия канонерок?

24

ТАГИ ТАГИЕВ,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

### Ижорские технологии мирового уровня

14

### Удастся ли М.Барскому повторить свой успех?

18

СЕРГЕЙ ВЕТЧИНИН, Группа компаний,  
реализующих инвестпроект по консолидации  
и развитию российских малых нефтегазовых  
активов

### «Газпром» в Греции?

28

### Только на троянском коне!

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

### «Газпром нефть»: пятилетний итог сбытов

32



## ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                                                      |           |                                                                                                                                                        |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Налог на нефть:<br/>формальности и неформальности</b><br>МИХАИЛ ТУРУКАЛОВ,<br>«Нефтегазовая Вертикаль»                                                                            | <b>34</b> | <b>ВМСБ: роль государства и приоритеты<br/>госполитики</b><br>ГРИГОРИЙ ВЫГОН,<br>Энергетический центр СКОЛКОВО                                         | <b>70</b> |
| <b>Приоритет — национальные интересы</b><br>Интервью с ВЛАДИМИРОМ КАШИНОМ,<br>председателем Комитета по природным ресурсам,<br>природопользованию и экологии Государственной<br>Думы | <b>40</b> | <b>Если полномочия, то действенные</b><br>Интервью с ВЛАДИМИРОМ ВЛАДИМИРОВЫМ,<br>первым заместителем губернатора<br>Ямало-Ненецкого автономного округа | <b>74</b> |
| <b>420 млн тонн нефти к 2030 году?</b><br><i>Перспективы нефтедобычи в России</i><br>ОЛЕГ ПРИЩЕПА, ЮРИЙ ПОДОЛЬСКИЙ, ВНИГРИ                                                           | <b>44</b> | <b>Энергопрогноз '2035 — сделано в России</b><br>Интервью с АЛЕКСЕЕМ МАКАРОВЫМ,<br>директором ИЗИ РАН                                                  | <b>78</b> |
| <b>ВМСБ: экспертные мнения</b><br><i>Отрасль пренебрежения не простит</i><br>Блиц-опрос «Нефтегазовой Вертикали»                                                                     | <b>54</b> | <b>СТАТИСТИКА</b>                                                                                                                                      | <b>83</b> |



**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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

# ISO 13679 CAL IV\*

TMK PF

ULTRA QX

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

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

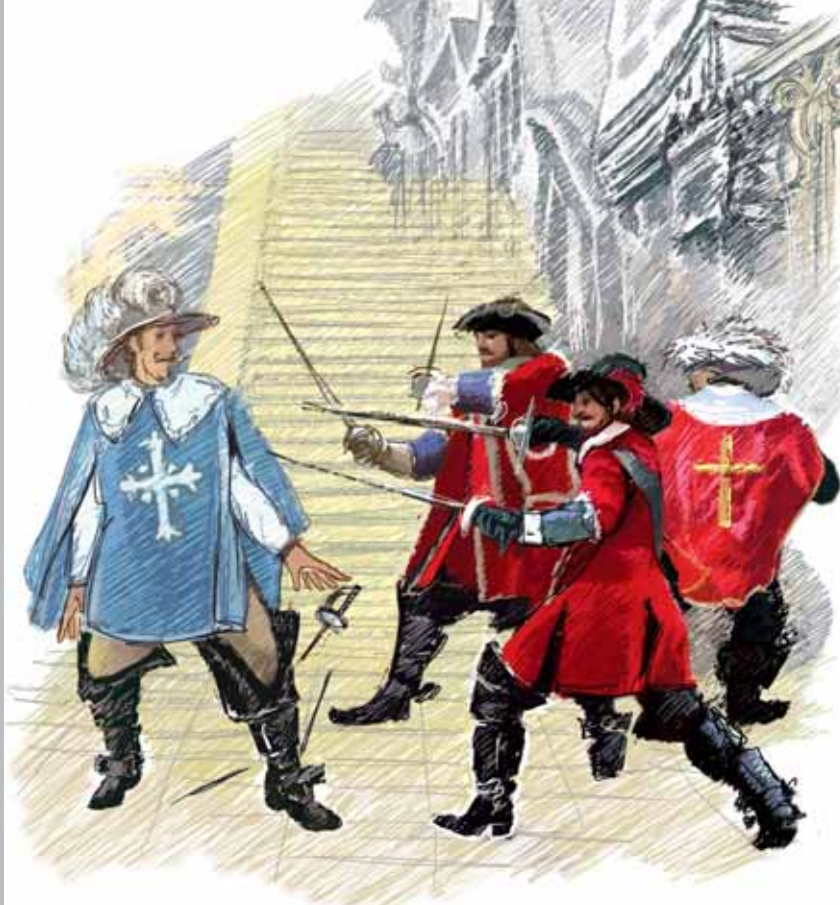


ЗАО «Торговый Дом «ТМК»  
105062, Россия, Москва,  
ул. Покровка, д.40, стр. 2а  
тел.: +7 495 775-7600  
факс: +7 495 775-7601  
www.tmk-group.ru

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

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

# ГВАРДЕЙЦЫ ПРЕЗИДЕНТА



По оценкам независимых экспертов, предвыборные обещания избранного президента РФ Владимира Путина обойдутся налогоплательщикам в \$160 млрд. А главным налогоплательщиком в нашей стране является нефтегазовый комплекс...

В канун выборов нефтяникам было поручено обеспечить стабильность на внутреннем топливном рынке, а также поддерживать аграриев поставками дешевого топлива. Это многие миллиарды рублей, которые нефтяники положили на алтарь преемственности власти. К счастью, подоспела помощь со стороны Ирана, крупного поставщика нефти, которому Запад решил пригрозить бойкотом. Цены на нефть серьезно выросли, что обеспечило дополнительный приток в Россию нефтедолларов.

Благоприятная ценовая конъюнктура стала одним из ключевых факторов, обеспечивших российской нефтедобыче позитивную динамику в первом квартале 2012 года. Определенную поддержку оказал и дополнительный день високосного года. Но главное — нефтедобыча в последнее время развивается не только за счет проектов на Востоке России. Нефтяники стали больше внимания уделять оптимизации работ на старых месторождениях, что существенно укрепило отраслевую стабильность.

Между тем, событийный фон оставляет желать лучшего. Власть продолжала закручивать гайки, старт знаковых отраслевых проектов откладывался, в ряду позитивных событий преобладали альянсы и приобретения.

**В** начале года жизнь представителям российского нефтегазового комплекса несколько осложнила кампания по перевыборам главы государства. Уже традиционно отрасль не только отвечает за штиль на топливных рынках, но и оплачивает значительную часть щедрых обещаний фаворита предвыборной гонки.

Впрочем, и на этот раз мировой рынок нефти был крайне дружелюбным для экспортеров. Это помогло нашим нефтяникам не просто восполнить финансовые потери от вынужденного участия в большой политической игре, но и завершить квартал в хорошем финансовом плюсе.

## Источник оптимизма

По расчетам аналитической службы «Вертикали», в первом квартале 2012 года средняя цена барреля нефти марки Urals составила \$117,3 относительно \$102,1 за баррель в январе-марте прошлого года и \$108,9 за баррель в последнем квартале 2011 года (средние цены за прошлый год приводятся по данным Минэкономразвития РФ). Таким образом, прирост составил 14,9% к соответствующему периоду 2011 года и 7,7% к предыдущему кварталу.

Цены на нефть уверенно росли в течение минувшего квартала. Если в январе средняя цена Urals на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья достигла \$109,8 за баррель (против \$107,91 в декабре прошлого года), то в феврале она выросла до \$119,17, а в марте — до \$123,15 за баррель (см. «Среднемесячные цены Urals»).

Таким образом, в марте 2012 года Urals котируется, в среднем, на 14,1% выше, чем в декабре 2011 года. Наиболее динамично цены росли в феврале — на 8,5% к январю. В то же время январский прирост цен составил 1,8%, а мартовский — 3,3% к предыдущим месяцам.

Картину несколько подпортило укрепление национальной валюты. В марте 2012 года за доллар США давали, в среднем, 29,38 рубля, в то время как в декабре прошлого года — 31,46 рубля (см.

«Среднемесячный валютный курс»).

За квартал американский доллар подешевел на 6,6%. Сильнее всего — в феврале, на 5,2% к предыдущему месяцу. При этом средний за минувший квартал курс доллара США составил 30,26 рубля против 29,27 рубля (+3,4%) годом ранее и 31,23 рубля в среднем за предыдущий квартал (–3,1%).

В рублевом выражении среднемесячные экспортные цены Urals выросли за квартал (март к декабрю) на 6,5%. То есть рублевая выручка от экспорта тонны нефти росла более чем вдвое медленнее, чем в долларах США. Но, главное, динамика все же была однозначно позитивной.

По данным ФНС России, за первый квартал 2012 года в консолидированный бюджет страны поступило 2,48 трлн рублей (+14% к соответствующему прошлогоднему результату), в федеральный бюджет — почти 1,24 трлн рублей (+22%). Ключевую роль в столь высокой динамике поступления в казну налоговых платежей сыграли нефтегазовые доходы.

Поступления от налога на добычу (НДПИ) в январе-марте 2012 года выросли на 39% к соответствующему периоду прошлого года, до 612,6 млрд рублей (см. «Динамика поступлений НДПИ в бюджет»).

Доля НДПИ в составе налоговых поступлений в федеральный бюджет достигла 49,6% (43,5% годом ранее). 77% всего прироста налоговых поступлений первого квартала обеспечено именно за счет НДПИ.

### Иранский фактор

В первые месяцы 2012 года главным фактором, дестабилизирующим мировой рынок нефти, стал Иран. Подозревая, что иранская ядерная программа направлена отнюдь не на мирное использование атомной энергии, а на производство оружия массового поражения, Запад решил повлиять на ситуацию посредством экономических санкций.

Сначала США ввели запрет на импорт иранской нефти, а затем

ЕС постановил ввести эмбарго на поставки сырой нефти и нефтепродуктов из Ирана. В конце января было принято решение, запрещающее европейским компаниям заключать с ИРИ новые контракты и ограничивающее действие ранее подписанных контрактов периодом до 1 июля 2012 года.

В ЕС идет 18% иранской экспортной нефти, и европейцам понадобилась «отсрочка приговора», чтобы найти замену выпадающим в результате санкций объемам топлива. Однако Иран не стал покорно плестись в хвосте событий. Сначала он пригрозил перекрыть Ормузский пролив, что грозило параличом рынка нефти, а также вооруженным противостоянием. Затем Иран стал объявлять о досрочном прекращении поставок в некоторые из европейских стран.

Хотя такие действия со стороны ИРИ носили преимущественно демонстрационный характер и в первые месяцы 2012 года не влекли за собой серьезных практических последствий, обострение конфликта привело к росту котировок нефти на мировых рынках. В результате цены на нефть установили многомесячные максимумы — невзирая на продолжающееся снижение потребления нефти в США и Европе.

В первом квартале угроза дестабилизации рынка нефти за счет иранского фактора имела преимущественно гипотетический характер. Реальный уход с рынка экспортной иранской нефти будет иметь более серьезные последствия. По оценкам МВФ, в этом случае мировые цены на нефть могут вырасти на треть — до новых максимумов.

Не имея технологических возможностей нарастить экспортные объемы нефти, чтобы занять высвобождающиеся ниши, российские нефтяники довольствуются теми коммерческими выгодами, которые приносит подорожание энергетического сырья. Причем, это очень существенная прибавка, как для бизнеса, так и для федерального бюджета. Принято считать, что рост среднегодовой цены барреля нефти на \$1 приносит государственной казне дополнительно около \$1 млрд.

Поведение мирового рынка нефти в январе-марте позволило Минэкономразвития добавить солидную долю оптимизма в прогноз среднегодовой цены на нефть. Этот ожидаемый показатель повышен до \$115 за баррель Urals со \$100 по более раннему официальному российскому прогнозу.

### В первые месяцы 2012 года главным фактором дестабилизации мирового рынка нефти стал Иран. Сначала США, а затем ЕС постановил ввести нефтяное эмбарго

В министерстве ожидают, что к середине года ситуация на мировом рынке нефти станет более сбалансированной, что приведет к постепенному снижению цены барреля Urals до \$102 к концу года. Но накопленный за первый квартал 2012 года запас прочности позволяет достаточно уверенно ожидать, что средняя цена Urals уже не опустится ниже уровня обновленного прогноза.

### Принято считать, что рост среднегодовой цены барреля нефти на \$1 приносит государственной казне дополнительно около \$1 млрд

Причем, нынешняя оценка Минэкономразвития исходит из скорого и относительно безболезненного разрешения иранского конфликта. То есть официальная российская оценка предельно оптимистична в отношении перспектив стабилизации мирового рынка нефти, что обещает нашим нефтяникам еще один тучный год.

### Вывоз капитала за рубеж в первом квартале 2012 года составил \$35 млрд. Деньги не хотят работать на благо России — не сильно выгодно, а риски очень высоки...

Однако крайне благоприятная для России ситуация на мировых энергетических рынках не является самодостаточным фактором устойчивого развития экономики страны. Массированное бегство капитала из России продолжается. По данным ЦБР, чистый вывоз

### Среднемесячные цены Urals



Источник: ФНС России

### Среднемесячный валютный курс



Источник: ФНС России

### Динамика поступлений НДС в бюджет



Источник: ФНС России

капитала за рубеж в первом квартале 2012 года остался на уровне

**Начало года отмечено целым рядом изменений в правилах игры нефтегазового сектора. Чаще всего эти изменения были связаны с «закручиванием гаек»**

предыдущих трех месяцев — порядка \$35 млрд. За весь прошлый год из страны утекло по уточненным данным \$80,5 млрд. Деньги, заработанные на российских ресурсах, не хотят работать на благо нашей страны — не сильно выгодно, а риски очень высоки...

### Налоговый пресс

Начало нынешнего года отмечено целым рядом изменений в правилах игры для работающих в России компаний нефтегазового сектора. Чаще всего эти изменения были связаны с «закручиванием гаек». Правда, вступили в силу и некоторые послабления для ограниченного круга недропользователей, но масштаб их невелик и воспользоваться ими зачастую удастся не сразу.

С начала года увеличены базовые ставки НДС и на нефть, и на газ. Но есть очень существенная разница.

В отношении профильной деятельности «Газпрома» речь идет о нормальной процедуре индексации фиксированной ставки, которая по непонятным причинам была заморожена на несколько лет. А нефтедобывающие компании, для которых размер НДС в автоматическом режиме оперативно корректируется в зависимости от изменения мировой конъюнктуры и рублевого курса доллара США, получили ничем не мотивированное ужесточение налоговой нагрузки.

Базовая ставка НДС на нефть, которая на протяжении всего предыдущего пятилетия сохранялась на уровне 419 рублей за тонну, с 1 января 2012 года увеличена на 6,4%, до 446 рублей, а с будущего года вырастет еще на 5,4%, до 470 рублей. Правда, с осени прошлого года ставка таможенной пошлины на экспорт сырой нефти была снижена примерно на 7%, что нефтяники расценили как компенсацию за рост платежей по НДС. Не удивительно, что стимулирующая роль разрекламированной правительством системы «66-60» оказалась сильно преувеличенной.

Дополнительное увеличение фискальной нагрузки нефтяникам принесла и, казалось бы, сугубо техническая корректировка правил игры. Минэкономразвития, которое по обновленному законодательству должно публиковать данные по средней цене Urals, не смогло заручиться согласием Platts и Argus, традиционных поставщиков такой информации. Теперь правительство рассчиты-

вает ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты по данным Reuters, которые в силу особенностей алгоритма формирования немного повысили расчетный уровень пошлин.

Ставка НДС на газ с января 2012 года увеличена до 509 рублей за 1000 м3 (в 2011 году — 237 рублей), а с будущего года она достигнет 582 рублей. Правда, более чем двукратное увеличение налоговой нагрузки относится исключительно к «Газпрому» и его дочерним предприятиям. Производители газа, у которых доля участия «Газпрома» не превышает 50%, применяют понижающий коэффициент 0,493.

В «Газпроме» подсчитали, что в 2012 году рост НДС обойдется газовому концерну в 114 млрд рублей. 15%-ное повышение с середины года регулируемых цен на газ для промышленности позволит компенсировать около 50 млрд рублей, а оставшиеся 64 млрд рублей придется перечислить в бюджет за счет уменьшения прибыли.

В будущем правительство собирается отбирать в казну 80% доходов «Газпрома», полученных за счет роста цен на газ для российских потребителей. Но в этом году придется заплатить больше: претензии «Газпрома» на «сверхплановое» увеличение тарифов на газ правительство жестко отклонило. Собственно, это справедливо: многолетний мораторий на индексацию налоговой ставки для «Газпрома» привел к тому, что налоговый пресс в нефтяной отрасли значительно тяжелее, чем при добыче газа. Пришло время восстанавливать справедливость.

Что касается налоговых послаблений, то с начала года вступили в силу изменения в Налоговый кодекс РФ, устанавливающие налоговые каникулы по НДС при добыче нефти на шельфах Черного и Охотского морей, а также на севере Ямало-Ненецкого АО. Льгота может применяться до достижения накопленного объема добычи 20, 30 и 25 млн тонн нефти соответственно.

Также введена нулевая налоговая ставка на газ и конденсат,

**Динамика добычи нефти и газового конденсата, млн т**

|                      | I кв. 2012 г.  | I кв. 2011 г.  | Изменение     |
|----------------------|----------------|----------------|---------------|
| Роснефть             | 28,865         | 27,954         | +3,26%        |
| ЛУКОЙЛ               | 21,022         | 21,392         | -1,73%        |
| ТНК-ВР Холдинг       | 18,176         | 17,679         | +2,81%        |
| Сургутнефтегаз       | 15,182         | 14,877         | +2,05%        |
| Газпром нефть        | 7,774          | 7,310          | +6,35%        |
| Татнефть             | 6,524          | 6,454          | +1,08%        |
| Славнефть            | 4,481          | 4,456          | +0,56%        |
| Башнефть             | 3,83           | 3,68           | +4,08%        |
| РуссНефть            | 3,43           | 3,214          | +6,72%        |
| <b>Итого ВИНК</b>    | <b>109,284</b> | <b>107,014</b> | <b>+2,12%</b> |
| Газпром              | 3,882          | 3,517          | +10,38%       |
| НОВАТЭК              | 1,083          | 1,025          | +5,66%        |
| Операторы СРП        | 3,637          | 4,051          | -10,22%       |
| Прочие производители | 10,572         | 9,761          | +8,31%        |
| <b>Всего в РФ</b>    | <b>128,458</b> | <b>125,368</b> | <b>+2,46%</b> |

Источник: ЦДУ ТЭК, расчеты «Вертикали»

**Среднесуточная добыча нефти и конденсата в I квартале 2012 г., тыс. т/сут.**

| Компания             | Январь        | Февраль       | Март          |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|
| Роснефть             | 317,0         | 317,4         | 317,2         |
| ЛУКОЙЛ               | 231,1         | 230,9         | 231,1         |
| ТНК-ВР Холдинг       | 199,9         | 199,4         | 199,9         |
| Сургутнефтегаз       | 166,5         | 167,1         | 166,9         |
| Газпром нефть        | 85,5          | 85,0          | 85,7          |
| Татнефть             | 71,8          | 71,6          | 71,7          |
| Славнефть            | 49,3          | 49,2          | 49,2          |
| Башнефть             | 42,0          | 41,9          | 42,4          |
| РуссНефть            | 38,0          | 37,6          | 37,5          |
| <b>Итого ВИНК</b>    | <b>1201,0</b> | <b>1200,1</b> | <b>1201,6</b> |
| Газпром              | 42,6          | 44,2          | 42,9          |
| НОВАТЭК              | 11,9          | 11,9          | 11,9          |
| Операторы СРП        | 38,9          | 40,1          | 40,8          |
| Прочие производители | 116,9         | 116,7         | 115,7         |
| <b>Всего в РФ</b>    | <b>1411,4</b> | <b>1413,0</b> | <b>1412,9</b> |

Источник: ЦДУ ТЭК, расчеты «Вертикали»

добываемые на полуострове Ямал в рамках реализации проекта производства СПГ. Льгота может применяться до достижения накопленного объема добычи 250 млрд м<sup>3</sup> газа и 20 млн тонн конденсата на одном участке недр.

Кроме того, установлена ставка НДС на нефть небольших месторождений с начальными извлекаемыми запасами не более 5 млн тонн нефти. Льгота не так чтобы щедрая, но это первый за многие годы случай, когда государство обратило хоть какое-то

внимание на малый бизнес в сегменте нефтедобычи.

**Закручивание гаек**

С нового года действует закон о трансфертном ценообразовании. Он позволяет правительству более жестко контролировать ценовую политику внутри корпораций. Теперь компании, которые торгуют со своими родственными структурами по ценам ниже рыночных, должны начислять налоги исходя их биржевых цен. За несоблюдение этого правила положен весьма чувствительный штраф —

40% от суммы недоплаты (до 2017 года — вдвое меньше).

**Ставка пошлины на экспорт нефти была снижена примерно на 7%: компенсация за рост НДС. Стимулирующая роль системы «66-60» оказалась преувеличенной**

Правда, крупные компании получили шанс ослабить влияние на бизнес закона о трансфертных ценах. Им разрешено создавать консолидированные группы налогоплательщиков и таким образом избежать усиления госконтроля. В консолидированные группы мо-

**Многолетний мораторий на индексацию налоговой ставки для «Газпрома»: время восстанавливать справедливость**

гут входить «дочки», в капитале которых «материнская» доля составляет не менее 90%. При этом совокупная годовая выручка по группе должна быть не менее 100 млрд рублей, сумма активов — 300 млрд рублей и более, совокупный объем федеральных налогов — от 10 млрд рублей.

**С нового года действует закон о трансфертном ценообразовании. Он позволяет правительству более жестко контролировать ценовую политику внутри корпораций**

В первом квартале такие консолидированные группы создали «Газпром», «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз». Изменения приведут к перераспределению налоговых потоков из Москвы в регионы деятельности дочерних предприятий. Это позволяет ВИНК улучшить диалог с региональными властями. Но ежегодные бюджетные потери Москвы могут измеряться суммой, превышающей 100 млрд рублей.

Чтобы смягчить последствия перераспределения бюджетных потоков со стороны «Газпрома», в марте был принят закон, растягивающий этот процесс на несколько лет. В качестве консолидированного налогоплательщика «Газпром» объединяет свыше 50

юрлиц, которые имеют более 4 тыс. обособленных подразделений, работающих на территории семи десятков субъектов РФ.

### **Плата за атмосферные выбросы, образующиеся при сжигании объемов ПНГ, превышающих разрешенные 5% от добычи, увеличена от 4,5 до 100 раз**

Еще одним волнительным для российских нефтяников событием стало вступление в силу с 1 января 2012 года правительственного постановления, призванного уменьшить сжигание попутного газа на факельных установках. Из всех стимулов выбор пал исключительно на розги.

### **В период президентских выборов нефтяники здраво рассудили, что раскачивать «топливную» лодку — себе дороже**

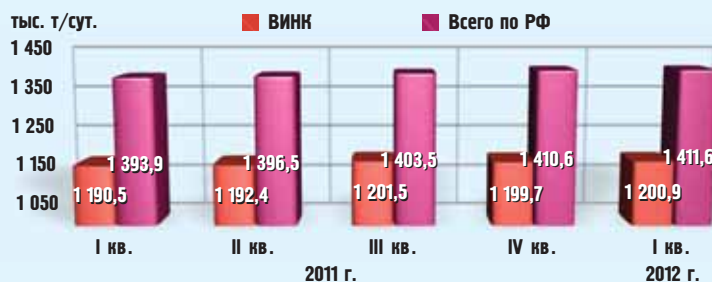
Плата за атмосферные выбросы, образующиеся при сжигании объемов ПНГ, превышающих разрешенные 5% от добычи, увеличена в 4,5 раза. В ряде случаев платежи увеличиваются более чем в 100 раз. Их суммарный размер может дойти до 17 млрд рублей в год.

### **Щедрость предвыборных обещаний В.Путина означает, что нефтегазовому сектору не стоит надеяться на сколько-либо существенные налоговые послабления**

Если в сценарий не будут внесены коррективы, у нефтяников попросту не останется денег на инвестиции в создание объектов утилизации ПНГ. Но есть надежда, что нефтяникам разрешат уменьшать штрафные выплаты на суммы, затраченные на проекты полезного использования попутного газа.

К парадоксальному результату привели усилия правительства по обеспечению недискриминационного доступа к магистралям «Транснефти». Теперь договора на доступ к системе нефтепродуктопроводов не заключаются с посредниками. Как следствие, в

Поквартальная динамика суточной нефтедобычи в России



Источник: ФНС России

2012 году «Транснефть» заключила только 9 договоров на прокачку нефтепродуктов, в то время как годом ранее — около 280 договоров.

Новые правила выгодны, прежде всего, правительству, которое хочет жестко контролировать объемы и маршруты перемещения нефтепродуктов. Предполагается, что это поможет улучшить ситуацию на отечественных топливных рынках.

### **Плата за преємственность**

В начале года Минэнерго РФ убедило нефтяников не повышать до завершения кампании по выборам президента розничные цены на топливо. Себестоимость ГСМ, реализуемых на внутреннем рынке, в силу особенностей отечественной налоговой системы сильно зависит от мировых цен на нефть, а они в течение квартала, как уже отмечалось, довольно активно росли. Поэтому удерживать цены было не просто. К тому же с начала года выросли акцизы на топливо.

Очевидно, что в период подготовки и проведения президентских выборов результаты кампании сильно зависели и от ситуации на внутреннем топливном рынке. Нефтяники здраво рассудили, что в такой ситуации раскачивать лодку себе дороже, и покорно придерживали цены на моторные топлива.

Предвыборный штиль на отечественном топливном рынке обошелся российским нефтяникам в суммы потерь, исчисляемые миллиардами рублей. Поначалу правительственные чи-

новники демонстрировали готовность подумать о возмещении хотя бы части этих потерь из средств федерального бюджета. В частности, обсуждалась возможность компенсационного снижения уровня экспортных пошлин на дизельное топливо и мазут.

Но обсуждение темы быстро затухло. Правительственные чиновники пришли к выводу, что нефтяники уже неплохо заработали на удорожании экспортных объемов нефти, никакой дополнительной компенсации им не требуется.

Чтобы завоевать голоса сельчан, В.Путин пообещал им беспрецедентные скидки на ГСМ в период посевных работ и уборки урожая. Нефтяникам не впервой финансировать из своего кармана топливо для аграриев. Но на этот раз масштабы уступок оказались много больше привычных.

Во-первых, топливо для села должно поставаться по цене на 30% ниже средних оптовых цен декабря 2011 года. Во-вторых, физический объем льготных поставок увеличен на 10% по сравнению с прошлым годом. Уже к середине нынешнего года уступки нефтяников сельчанам, как ожидается, превысят 12 млрд рублей.

По науке, нефтегазовые расходы федерального бюджета не должны превышать доходы, получаемые с нефти по средней за последние 10 лет цене. Сейчас этот расчетный показатель составляет порядка \$70 за баррель, а бюджет-2012 остается дефицитным даже при том, что в него пойдут нефтегазовые доходы, которые обеспечиваются при цене \$100 за баррель Urals.

## Результативные аукционы в I квартале 2012 г.

| Победитель    | Регион               | Участок            | Запасы/Ресурсы                                                                                                                 | Стартовая цена | Цена платежа    |
|---------------|----------------------|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------|
| ЛУКОЙЛ        | Ненецкий АО          | Верхнеянгарейский  | Ресурсы нефти:<br>D <sub>1</sub> — 5,4 млн т,<br>D <sub>2</sub> — 5,9 млн т                                                    | 15 млн руб.    | 1,83 млрд руб.  |
| Башнефть      | Ненецкий АО          | Янгарейский        | Ресурсы нефти:<br>D <sub>1</sub> — 8,4 млн т,<br>D <sub>2</sub> — 17,8 млн т                                                   | 29 млн руб.    | 2,711 млрд руб. |
| Башнефть      | Ненецкий АО          | Сабриягинский      | Ресурсы нефти:<br>D <sub>1</sub> — 0,3 млн т,<br>D <sub>2</sub> — 0,9 млн т                                                    | 3 млн руб.     | 1,8 млрд руб.   |
| Башнефть      | Башкирия             | Приикский          | Нефть:<br>C <sub>3</sub> — 0,62 млн т,<br>D <sub>1</sub> — 1,5 млн т.                                                          | 13,1 млн руб.  | 17,03 млн руб.  |
| Башнефть      | Башкирия             | Западно-Кунгакский | Нефть: C <sub>3</sub> — 1,932 млн т<br>Газ: C <sub>3</sub> — 0,096 млрд м <sup>3</sup>                                         | 19 млн руб.    | 19 млн руб.     |
| Металлоинвест | Оренбургская область | Яснополянский      | Нефть: D <sub>1</sub> — 12 млн т                                                                                               | 8,5 млн руб.   | 9,35 млн руб.   |
| Металлоинвест | Оренбургская область | Кошинский          | Нефть: D <sub>1</sub> — 5 млн т<br>Газ: C <sub>1</sub> — 0,250 млрд м <sup>3</sup> ,<br>D <sub>1</sub> — 9 млрд м <sup>3</sup> | 8 млн руб.     | 8,8 млн руб.    |

Источник: Интерфакс

Очевидно, что российские власти тратят рискованно много. Но предвыборные обещания не оставляют выбора. Рейтинговое агентство Fitch подсчитало, что в течение шести лет на оплату предвыборных обещаний В.Путина потребуется \$160 млрд. Примерно на такой же уровень расходов указывают расчеты аналитического центра Capital Economics (4,8 трлн рублей) и Центра макроэкономических исследований Сбербанка (5,1 трлн рублей).

Щедрость предвыборных обещаний возвращающегося в Кремль В.Путина означает, что нефтегазовому сектору — основному поставщику денег в федеральный бюджет — не стоит надеяться на сколь-либо существенные налоговые послабления в обозримом будущем.

Первая ласточка — упорное нежелание фискальных чиновников вернуть «нормальную» 66%-ную ставку экспортной пошлины на бензин и нефть (в прошлом году ее «временно» подняли до 90% с целью стабилизировать ситуацию на внутреннем топливном рынке). Нынешняя пошлина, хотя и считается заградительной, тем не менее, добавляет за год в казну порядка \$1 млрд. И терять та-

кие деньги фискальные чиновники не хотят.

### Бонус «Високосный»

За первый квартал 2012 года на территории России добыто 128,46 млн тонн нефти и конденсата. Это на 3,1 млн тонн, или почти на 2,5%, больше аналогичного прошлого года (результата (см. «Динамика добычи нефти и газового конденсата»)).

Однако улучшить статистику помог дополнительный февральский день високосного года. Без учета фактора «29.02» добыча жидких углеводородов в стране выросла скромнее — на 1,3%. Тем не менее, это уверенная положительная динамика, что является хорошей новостью.

Еще один повод для оптимизма дает анализ результатов работы ВИНК. Все крупнейшие нефтяные компании страны, за исключением ЛУКОЙЛа, по итогам квартала показали положительную динамику. Причем, «високосный» фактор не сыграл в этом решающей роли. Дополнительный день помог избежать отрицательной динамики только «Славнефти», а «Татнефть» без учета нефти, добытой 29 февраля, получи-

ла сырья столько же, сколько год назад.

Что касается помесечной динамики добычи жидких углеводородов, то в первом квартале она неуклонно улучшалась только по группе операторов СРП. За квартал представители этой группы улучшили среднесуточную добычу на 5,9%. Почти у половины ВИНК темпы мартовской нефтедобычи были ниже, чем в декабре прошлого года. В целом по группе ВИНК среднесуточная добыча

### Все крупнейшие нефтяные компании страны, за исключением ЛУКОЙЛа, по итогам квартала показали положительную динамику

нефти в марте оказалась на 0,3% больше, чем в конце прошлого года, в по России — на 0,4% больше (см. «Среднесуточная добыча нефти и конденсата в I квартале 2012 г.»).

Между тем, в целом по стране положительная динамика нефтедобычи приобретает характер устойчивого тренда. Пусть понемногу, но среднесуточная добыча растет четыре квартала подряд. Начиная с середины прошлого года на территории России ежеднев-

но добывается более 1,4 млн тонн нефти и конденсата (см. «Поквартальная динамика суточной нефтедобычи в России»).

### **Корпоративный почерк**

Самый значительный вклад в рост отечественной нефтедобычи в первые месяцы нынешнего года внесла «Роснефть», которая добавила в соответствующему результату 2011 года 0,9 млн тонн. И в очередной раз ключевую роль в этом играет Ванкорское месторождение — крупнейший отраслевой проект, реализованный в нашей стране за последние годы. В январе-марте 2012 года ванкорской нефти добыто на 0,72 млн тонн больше, чем за такой же период прошлого года (+20,9%).

**В целом по стране положительная динамика нефтедобычи приобретает характер устойчивого тренда. Понемногу среднесуточная добыча растет четыре квартала подряд**

До конца года «Роснефть» планирует добыть на Ванкоре 18 млн тонн нефти, на 3 млн тонн больше прошлогоднего. Для дальнейшего наращивания добычи на месторождении активно ведется эксплуатационное бурение, запланировано построить сотню новых скважин. Финансирование

**Самый значительный вклад в рост отечественной нефтедобычи начала года внесла «Роснефть», добавив к результату 2011 года 0,9 млн тонн**

капитальных затрат решено улучшить на 3,8% по сравнению с прошлым годом, на эти цели выделяется \$2,7 млрд.

Очень важно, что бурное развитие относительно нового крупного проекта «Роснефть» дополняет заметным улучшением отдачи от старых, сильно выработанных месторождений. Так, квартальная добыча выросла по «Самаранефтегазу», «Пурнефтегазу» и «Удмуртнефти» даже без помощи дополнительного февральского дня. Флагманской компании удалось стабилизировать

добычу на крупнейшем добывающем предприятии «Юганскнефтегаз», где за три месяца с начала года получено 16,6 млн тонн жидких углеводородов против 16,4 млн тонн годом ранее.

И у «Сургутнефтегаза» проекты на Востоке России развиваются высокими темпами. Но так же как и «Роснефть», СНГ параллельно укрепляет тылы, добываясь, как минимум, стабилизации добычи в Западной Сибири — регионе традиционного присутствия, играющем ключевую роль в производственной деятельности большинства ведущих российских компаний (кстати, в минувшем квартале в Югре торжественно отметили добычу 10-миллиардной тонны нефти за всю отраслевую историю ХМАО).

Похоже, для «Сургутнефтегаза» закончился период падения добычи. Компания последовательно сокращает интервал между корпоративной динамикой роста и средними по отрасли показателями.

Стабильные результаты в течение всего квартала были у ТНК-ВР. На Самотлоре, самом крупном и сильно истощенном месторождении компании, падение добычи остановить пока не удается. Ожидается, что по итогам года снижение составит 1,5% (за прошлый год добыча упала на 7%).

Между тем, Самотлор стал для ТНК-ВР полигоном для отработки и внедрения передовых технологий. Здесь продолжается реализация пилотного проекта «Интеллектуальное месторождение» — системы, которая автоматически управляет добычей нефти с учетом постоянной оптимизации интегральной модели месторождения. Вложив \$28 млн, компания рассчитывает сэкономить почти на порядок больше денег.

На Верхнечонском месторождении (Иркутская область), в разработке которого ключевая роль принадлежит ТНК-ВР, сохраняется высокая динамика роста добычи. Ожидается, что за год добыча нефти здесь вырастет более чем на треть и достигнет 6,8 млн тонн.

ТНК-ВР продолжает динамично развивать и Уватский проект, в рамках которого совокупная до-

быча превысила 25 млн тонн нефти. В феврале компания получила первую нефть на Ново-Федоровском месторождении в Оренбурге.

ЛУКОЙЛ постепенно возвращает контроль над ситуацией в нефтедобыче. По итогам минувшего квартала среднесуточная российская нефтедобыча крупнейшей частной компании отрасли снизилась относительно января-марта 2011 года на 2,8%, в то время как за прошлый год добыча упала на 5,3%. В марте среднесуточная добыча была выше декабрьской на 0,3%.

В Западной Сибири, на территорию которой приходится более половины российской нефтедобычи ЛУКОЙЛа, средняя за три месяца суточная добыча отставала от прошлогоднего аналога всего лишь на 0,6%. Но на производственные показатели компании все еще оказывают серьезное негативное влияние крупные просчеты геологов, переоценивших ресурсный потенциал Южно-Хыльчужского месторождения на севере Тимано-Печоры. Только на списании запасов ЛУКОЙЛ потерял \$955 млн прибыли. И не менее существенно, что Тимано-Печора в результате не справилась с ролью стабилизатора корпоративной нефтедобычи. Собственно, это и стало основной причиной резкого ухудшения результатов деятельности корпоративного сегмента нефтедобычи.

Относительно января-марта 2011 года значительно, более чем на 10%, уменьшилась добыча по группе операторов СРП. Причем, по «Сахалину-1» добыча упала на 18% — с 2,2 до 1,8 млн тонн за первые три месяца 2011 и 2012 годов соответственно.

Оператор «Сахалина-1» не может остановить снижение добычи нефти на месторождении Чайво. В прошлом году нейтрализовать этот негатив оператору удавалось за счет роста добычи на месторождении Одопту. Но сейчас компенсировать потери на одном месторождении за счет интенсификации работ на другом не удается. Правда, оператор проекта обещает обуздать темпы снижения добычи — до 3,7% по итогам года.

Напротив, по «Сахалину-2» текущая ситуация развивается по оптимистичному сценарию. Ожидается, что годовая добыча здесь вырастет на 16,5%. В минувшем квартале проект «Сахалин-2» вышел на окупаемость и инвесторы начали делиться с государством прибыльной продукцией. Это очень важный этап в истории проекта.

А оператор СРП «Харьяга» в прошлом квартале огорчил Минэнерго РФ переоценкой перспектив проекта. Во-первых, достижение пика добычи откладывается на пять лет. Во-вторых, ожидаемый годовой максимум добычи снижен с 3,2 до 2 млн тонн.

### Сюрпризы и ожидания

Пожалуй, самым долгожданным событием минувшего квартала было принятие инвестиционного решения по первой фазе освоения Штокмановского месторождения. Не случилось: «Газпром», Total и Statoil в очередной раз заявили, что хотят еще подумать — на этот раз до 1 июля. Похоже, иностранных партнеров не устраивает тот уровень льгот и гарантий, который обещает российское правительство.

Опять отложен старт добычи нефти на Приразломном месторождении. Кажется, и здесь вопрос упирается в чрезмерность фискальных притязаний государства. Уже в апреле В.Путин пообещал щедрые льготы инвесторам шельфовых проектов. Но по всей вероятности эти дары предназначены для будущих арктических проектов, а не для Штокмана и Приразломного.

Тем временем «Роснефть» продолжала расширять собственное присутствие в шельфовой зоне. В феврале она приобрела за 3,5 млрд рублей «Синтезнефтегаз» и 50% акций «Арктикшельфнефтегаза»; оба предприятия имеют сквозные лицензии на участки недр в Баренцевом море. Кроме того, контролируемая государством компания договорилась о приобретении контрольного пакета акций «Приазовнефти», которая имеет хорошие шансы стать оператором нефтегазовых проектов в Азовском море.



На суше «Роснефть» довела практически до 100% долю участия в ВСНК — компании, которая владеет лицензией на крупное Юрубчено-Тохомское месторождение в Красноярском крае. Правда, разрабатывать месторождение компания не торопится, рассчитывая получить под этот проект щедрые льготы.

Достаточно громким отраслевым событием стало решение «Роснефти» объединить газовые активы с ИТЕРОЙ. Такое решение, скорее всего, свидетельствует о решимости флагманской нефтяной компании страны решительно расширять газовый сегмент бизнеса.

Исключительно позитивную картину деятельности «Роснефти» в первом квартале несколько омрачают лишь уступки Китаю, которому контролируемая государством компания согласилась поставлять нефть со скидкой в размере \$1,5 за баррель. Но, с другой стороны, чрезмерное упорство могло обойтись «Роснефти», привязанной к КНР крупным долгосрочным кредитом, значительно дороже.

В минувшем квартале две компании отрасли раскрыли свое видение перспектив собственного развития. ЛУКОЙЛ представил корпоративную Стратегию-2021, которая обещает за 10 лет увеличить добычу нефти в 1,5 раза, а свободный денежный поток и дивиденды — в 4 раза. Программа развития «Транснефти» направ-

лена на то, чтобы к 2020 году магистральный трубопроводный транспорт полностью удовлетворял потребности страны, обеспечивая высокую надежность и

**Похоже, для «Сургутнефтегаза» закончился период падения добычи. Компания последовательно сокращает интервал со средними по отрасли показателями**

безопасность, а также оптимальный уровень затрат.

Не откладывая решение программных задач в долгий ящик, «Транснефть» начала в марте строительство нефтепровода Заполярье–Пурпе, который свяжет месторождения Ямала с действующей магистральной системой. Важно, что финансировать проект «Транснефть» будет из своих средств, без обсуждавшие-

**«Сахалин-2» вышел на окупаемость, и инвесторы начали делиться с государством прибыльной продукцией. Это очень важный этап в истории проекта**

гося ранее прямого финансового участия заинтересованных нефтяных компаний. Предполагается, что реализация проекта поможет ТНК-ВР и «Газпром нефти», а также другим недропользователям активнее заниматься разработкой месторождений в новом регионе присутствия.

В свою очередь другой одобренный в начале года Минэнерго

**Пожалуй, самым долгожданным событием минувшего квартала было принятие ОИР по первой фазе освоения Штокмановского месторождения. Не случилось...**

РФ проект нефтепровода призван стать катализатором активности нефтяников в освоении Юрубчено-Тохомской зоны (Красноярский край). Будущий нефтепровод Куюмба—Тайшет обеспечит подключение новых перспективных месторождений к системе ВСТО.

**«Транснефть» начала в марте строительство нефтепровода Заполярье—Пурпе, который свяжет месторождения Ямала с действующей магистральной системой**

А вот запустить в работу нефтепровод БТС-2 в минувшем квартале так и не удалось. Магистральный нефтепровод был готов к эксплуатации еще в конце прошлого года, но подвели строи-

**МПР России отказалось от намерений ввести с начала нынешнего года новую классификацию запасов углеводородного сырья**

тели терминала в порту Усть-Луга. Когда портовый комплекс сможет обеспечить надежную перевалку нефти в танкеры, пока не понятно.

**Тайны недр**

МПР России отказалось от намерений ввести с начала нынешнего года новую классификацию

**В 2012 году Роснедра рассчитывают провести 152 тендера по нефтегазовым участкам. В первом квартале прошло 15 аукционов, состоявшимися признаны семь**

запасов углеводородного сырья. Возможно, обновленная классификация начнет применяться с

будущего года, хотя теперь в это верится с трудом.

Действующая с 2001 года система учета запасов сконцентрирована на учете физических объемов находящегося в недрах сырья. Она не учитывает экономику проектов разработки месторождений. Поэтому по действующей российской классификации ситуация с запасами представляется значительно более оптимистичной, чем на самом деле.

Вероятнее всего, правительственные чиновники не сильно заинтересованы в получении объективной картины. Не настаивают на этом и недропользователи. Крупные компании пользуются международным аудитом запасов, а для российской отчетности больше подходит нынешняя система лакировки действительности — возникает меньше вопросов по поводу достаточности и эффективности ВМСБ.

В начале года «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» получили лицензии на доразведку трех крупных месторождений в ХМАО и Красноярском крае. Ранее предполагалось, что эти месторождения (Северо-Рогожниковское, Лодочное и Имилорское) будут выставлены на торги в 2012 году. Надо думать, неожиданный ход Роснедр увеличит шансы компаний-доразведчиков на получение лицензий на разработку тщательно изученных участков недр.

В 2012 году МПР России готово передать бизнесу 58 нефтегазовых участков для геологического изучения за счет средств недропользователей. Больше всего таких участков в Красноярском крае — 22.

Кроме того, в нынешнем году Роснедра рассчитывают провести 152 тендера и аукциона по нефтегазовым участкам недр. В пер-

вом квартале прошло 15 аукционов, состоявшимися признаны семь (см. «Результативные аукционы в I квартале 2012 г.»).

Непривычно жесткой и бескомпромиссной была борьба за три участка недр в Ненецком АО. В частности, ЛУКОЙЛ выиграл права на Верхнеянгарецкий участок, предложив плату, превышающую стартовую цену в 122 раза. А «Башнефть» получила Сабригинский участок, превысив стартовый платеж в 600 раз!

Любопытно, что на вызвавших ажиотажный интерес участках пока вообще нет разведанных запасов — определен только ресурсный потенциал. Остается предположить — в данном случае не было предварительных закулисных договоренностей, что позволило недропользователям всерьез побороться за участки недр.

Кстати, в минувшем квартале появился депутатский запрос, подвергающий сомнению чистоту организации торгов по самым привлекательным объектам недропользования прошлого года — месторождениям им. Требса и Титова. А министр природных ресурсов Ю.Трутнев не исключил, что лицензия на эти месторождения у «Башнефть-плюс» может быть отозвана.

Дело в том, что у этого СП «Башнефти» и ЛУКОЙЛа нет собственных перерабатывающих мощностей, а одним из ключевых условий выявления победителя было обязательство недропользователя перерабатывать значительную часть добытой нефти в России. Ничего трагичного: в худшем случае лицензия будет переоформлена непосредственно на «Башнефть», которая и выиграла конкурс. Вопрос о чистоте самого конкурса никто из чиновников обсуждать не собирается. ■

**ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ**

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



**www.ngv.ru**

# ШТАНГИ НАСОСНЫЕ

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству



**ТМС**  
Г Р У П П

ГОСТ 51161–2002 Спецификация 11В  
American Petroleum Institute (API Spec 11B4)

**Мы рады предложить Вам  
выгодные условия поставки  
в кратчайшие сроки**



**Штанги насосные производства ТМС групп  
изготавливаются из легированных сталей  
химический состав которых оптимален для  
применения в скважинах с осложненными  
геолого-техническими условиями**

# ИЖОРСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



В 2012 году исполняется 290 лет со дня основания старейшего российского машиностроительного предприятия Ижорских заводов. Основанный по Указу Петра Великого завод на протяжении своей почти трехвековой истории неоднократно доказывал, что является универсальным предприятием, которое способно изготавливать самую передовую для своего времени продукцию.

Именно здесь был изготовлен первый русский железный пароход, первая в России корабельная броня, первые образцы танков-амфибий, первый блюминг и многое другое, в том числе — первый комплект оборудования атомного энергоблока мощностью 1 млн кВт. Сегодня Ижорские заводы — единственное в стране предприятие, способное выпускать крупногабаритные корпуса реакторов для АЭС и нефтехимии.

**Н**акопленный Ижорскими заводами опыт и отработанные технологии в области изготовления оборудования для АЭС нашли свое применение в проектировании и производстве широкой гаммы сосудов давления различного назначения, технические характеристики которых удовлетворяют самым строгим требованиям, предъявляемым заказчиками: высокая надежность, прочность и долговечность.

Крупнейшим единичным изделием в истории Ижорских заводов стал изготовленный в 1996 году реактор гидрокрекинга 10-ДС-101 массой 850 тонн и высотой свыше 40 метров по заказу ОАО «ЛУК-ОЙЛ-Пермьнефтеоргсинтез». Этот реактор относился к изделиям особой степени сложности. В ходе работы над ним предприятие получило сертификат Американского общества инженеров-механиков (ASME) на право производства сосудов, работающих под давлением.

Но для глубокой переработки нефти необходимы еще более крупные

сосуды из специальных марок стали. Во всем мире есть немного фирм, способных выпускать такие реакто-

ры. В их числе — японские Coda Steel и Japan Steel. Теперь эти высокие технологии пришли и в Россию.



В 2010 году Ижорские заводы отгрузили два реактора гидрокрекинга, изготовленные по заказу ОАО «ТАНЕКО» для строящегося комплекса нефтеперерабатывающих заводов в городе Нижнекамск (Республика Татарстан). Реакторы гидрокрекинга представляют собой уникальные изделия: диаметр — более 5 метров, длина — 35 метров, толщина стенки сосуда составляет 295 мм. Вес каждого реактора — более 1200 тонн.

Технический проект реакторов разработан московским институтом ВНИИНефтемаш по спецификации ведущего мирового лицензиара — компании Chevron Lummus Global LLC. По требованию лицензиара сначала была изготовлена демонстрационная обечайка из специальной стали марки 2,25Cr-1Mo-0,25V. Научно-исследовательским центром Ижорского производственного комплекса успешно проведен полный комплекс ее испытаний, после чего заготовки для реакторов ТАНЕКО были запущены в серийное производство. Более того, на основании зарубежных рекомендаций и собственного опыта в Научно-исследовательском центре разработки свои, еще более жесткие ограничения по химическому составу металла, его выплавке, режимам нагрева,ковки и термической обработки. Без преувеличения можно сказать, что на Ижорских заводах создана технология мирового уровня, позволяющая изготавливать металлургические заготовки для корпусов нефтехимических сосудов и сосуда по коду ASME из новой перспективной марки стали 2,25Cr-1Mo-0,25V, являющейся сегодня основным материалом для изготовления нефтехимических реакторов нового поколения.

Начиная с 2010 года Ижорские заводы на равных конкурируют с иностранными поставщиками на перспективном рынке нефтеперерабатывающего оборудования. В 2010–2011 годах они регулярно побеждали в международных тендерах и заключали контракты на поставку реакторного и иного нефтеперерабатывающего оборудования, подтверждая свое безусловное лидерство в отрасли.

Так, в прошлом году Ижорские заводы поставили реактор гидроочистки для нефтеперерабатывающего комплекса ОАО «ТАИФ-НК». Реактор гидроочистки изготовлен также из хроммолибденванадиевой стали, которая впервые была использована при производстве уникальных реакторов гидрокрекинга для ОАО «ТАНЕКО». Лицензиаром проекта выступил крупнейший мировой концерн Shell Global Solutions. При этом Ижорские заводы выступили не только проектировщиком и изготовителем реакторного нефтехимического оборудования, но и впервые осуществили доставку, а также установку в рабочее положение аппарата на площадке заказчика.

Еще один яркий пример — победа Ижорских заводов в ноябре прошлого года в тендере на поставку нефтеперерабатывающего оборудования — реакторов установки гидроочистки дизельных топлив — для Ангарской нефтехимической компании (ОАО «АНХК», входит в состав ОАО «НК «Роснефть»). В рамках еще одного контракта Ижорские заводы изготовят тяжелое реакторное оборудование для комбинированной установки строя-

щегося на Новокуйбышевском НПЗ (входит в состав ОАО «НК «Роснефть») комплекса гидрокрекинга. Корпуса реакторов будут изготовлены из кованных обечайек с внутренней антикоррозийной наплавкой. Разработчиком и лицензиаром базового проекта выступает Chevron Lummus Global LLC (CLG).

Эти примеры доказывают, что сегодня на масштабном и перспективном рынке нефтеперерабатывающего оборудования Ижорские заводы уверенно играют роль одного из ключевых национальных поставщиков, способных обеспечить выполнение любого заказа на оборудование для НПЗ на условиях «под ключ».

Свой 290 юбилей Ижорские заводы встречают успешной реализацией целого ряда инновационных проектов, внедряя новое высокопроизводительное оборудование и совершенствуя технологические процессы. Славная история и современные достижения, накопленный поколениями опыт и инновационный подход — все это позволяет Ижорскими заводам оставаться лидером не только российского машиностроения, но и успешно конкурировать с ведущими мировыми производителями. 



## Уважаемый Игорь Александрович!



От имени коллектива Куйбышевского НПЗ поздравляю вас и весь коллектив Ижорских заводов с 290-летним юбилеем!

Биографию вашей компании без преувеличения можно назвать одной из самых главных и интересных страниц всей истории российского машиностроения. Судостроительный завод, появившийся на Ижоре по задумке Петра I, вырос в мощнейший современный металлургический комплекс, обеспечивающий продукцией все основные отрасли отечественной экономики. Сегодня Ижорские заводы стали одной из стратегических компаний страны. По сути именно ваши предприятия определяют будущее всего машиностроения России.

Для Куйбышевского НПЗ большая честь быть партнером ОАО «Ижорские заводы». Сейчас, когда на КНПЗ проводится масштабная модернизация производства, для нас особенно важно сотрудничество с

предприятиями, способными оперативно и качественно решать самые сложные технические задачи. Вы из их числа. Компетентность ваших специалистов не вызывает сомнений и пользуется заслуженным уважением экспертов.

В юбилей от всей души желаю коллективу Ижорских заводов счастья, здоровья и благополучия, а самой компании — дальнейшего успешного развития на благо российской экономики!

С уважением,

О.А. Дружинин,

генеральный директор ОАО «Куйбышевский НПЗ»

## Генеральному директору ОАО «Ижорские заводы» И.А.ТИМОФЕЕВУ, коллективу старейшего машиностроительного предприятия России от нижегородских нефтепереработчиков



Уважаемый Игорь Александрович!

Славная, почти трехвековая история вашего предприятия и впечатляет, и поражает, и восхищает.

Основанные в 1722 году Адмиралтейские Ижорские заводы были рождены дальновидным замыслом Петра I во имя грядущей славы российского флота. История предприятия неразрывно связана с судьбой Отечества, по ней можно изучать веки развития российской тяжелой промышленности и машиностроения.

И делала Ижора все, что требовало время, — от пильного леса, якорей, медных листов для обшивки кораблей до чеканки монет Российской империи и продукции специального назначения. Ковала броневую сталь, строила военные корабли, судовые механизмы, автомобили, дирижабли, пушки, оборудование для электростанций и геологоразведки.

ОАО «Ижорские заводы» сегодня — это инжиниринг и уникальное оборудование для самых передовых отраслей российской промышленности, в том числе для нефтегазохимического комплекса. Вы совершили достойный прорыв из прошлого в XXI век: старейший по возрасту российский завод сегодня выпускает самую современную, высокотехнологичную и востребованную временем продукцию. Ваша компания — предприятие мирового уровня с высокими конкурентными преимуществами и уникальным потенциалом.

Одно из перспективных направлений вашего бизнеса — сложные металлоконструкции для строительства мостов. Партнерский мост между нашими предприятиями переброшен в 2007 году, когда Ижорские заводы изготовили для установки гидроочистки вакуумного газойля комплекса каталитического крекинга ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» два уникальных реактора весом по 800 тонн. Несколько лет непрерывной работы этих реакторов без нареканий со стороны эксплуатационного персонала подтверждают: Ижорские заводы — это всегда знак качества!

Надеюсь, наше сотрудничество, которым по праву гордимся, и впредь будет продолжаться. Пусть наши совместные проекты и реальные дела помогают созидать будущее, способствуют стабильности и процветанию машиностроительной отрасли, топливно-энергетического комплекса и всей нашей великой России.

Поздравляя ижорцев с юбилеем, искренне желаю всем, кто достойно продолжает профессиональную эстафету, начатую в XVIII веке, крепкого здоровья, благополучия, дальнейших успехов и трудовых свершений!

С уважением,

А.Н. Коваленко,

генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»



## Уважаемый Игорь Александрович!



От имени коллектива ОАО «ТАИФ-НК» и себя лично поздравляю руководство и трудовой коллектив машиностроительного предприятия ОАО «Ижорские заводы» с 290-летним юбилеем. Завод встретил свой юбилей сильным и перспективным промышленным предприятием, по праву может гордиться своими экономическими показателями, достижениями и инновациями. В этих победах огромную роль сыграли люди — руководящее звено, труженики производства, настоящие мастера своего дела. От всей души желаю заводу дальнейшего процветания и развития, ярких свершений и производственных прорывов. Пусть этот день станет настоящим праздником для всех, кто участвовал в поднятии предприятия на прочные позиции своей отрасли. Сохраняйте и берегите традиции, используя инновации и продвинутые технологии XXI века.

Желаю всем сотрудникам завода личных успехов, здоровья и боевого настроения. Пусть для предприятия всегда будут открыты горизонты, исполняются задуманные планы и проекты!

С уважением,  
А.К. Калимуллин,  
Генеральный директор ОАО «ТАИФ-НК»

## Уважаемые партнеры!

Примите самые добрые поздравления со славным и внушительным юбилеем — 290-летием предприятия! Основанные по специальному указу Петра I с целью производства продукции для нужд российского флота, к сегодняшнему дню «Ижорские заводы» превратились в многопрофильное предприятие. Богатый опыт, сложившиеся традиции, помноженные на прогрессивные технологии, сплоченная команда профессионалов позволяют вам держать уровень высокоэффективной конкурентоспособной структуры и способствовать улучшению качества нефтехимической и металлургической промышленности, развитию тяжелого машиностроения России. Вы вносите весомый вклад в отечественную экономику и промышленный потенциал страны. От всей души желаю вам дальнейшего развития и максимальной продуктивности. Будьте здоровы, счастливы и оптимистичны! С юбилеем!

С уважением, В.Н. Фомин,  
генеральный директор ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»

## Уважаемый Игорь Александрович!



Вас лично и возглавляемый вами коллектив от всей души поздравляю со знаменательной датой — 290-летием Ижорских заводов!

Свой юбилей завод встречает сильным и перспективным промышленным предприятием — флагманом тяжелого машиностроения. Почти трехвековую историю Ижорских заводов характеризует непрерывный процесс развития.

Обладая безупречной репутацией в бизнесе, вы сумели наладить долгосрочные деловые связи не только в России, но и во многих странах зарубежья. Вы по праву можете гордиться своими экономическими показателями, достижениями, инновациями и, главное, высочайшим качеством изготавливаемого оборудования для предприятий топливно-энергетического комплекса, нефтяной и химической отраслей. В этих победах огромную роль сыграли люди — руководящее звено, труженики производства, настоящие мастера своего дела.

Государство ставит перед нефтяной отраслью непростые задачи, ужесточая экологические требования не только к продукции, но и к производственному циклу. Встать на путь мировых стандартов качества мы сможем только благодаря активной модернизации. Уверен, взаимодействие Ижорских заводов и Сызранского НПЗ НК «Роснефть» принесет свой ощутимый вклад в процесс масштабной реконструкции нашего предприятия. Главная задача на ближайшую перспективу — строительство комплекса каталитического крекинга. И мы рады, что среди основных поставщиков крупнотоннажного оборудования для FCC — Ижорские заводы, в чей высочайшей репутации нет сомнения. Мощная производственная база, высокая квалификация персонала, уникальный научно-технический потенциал вселяют уверенность, что у нашего сотрудничества большое будущее, а у вашего коллектива впереди новые ступени развития. От имени коллектива Сызранского НПЗ желаю вам и впредь преумножать авторитет родного предприятия. Уверен, коллектив Ижорских заводов не сдаст завоеванных позиций, а значит, доброй славе предприятия — крепнуть, летописи свершений на благо России — продолжаться. Здоровья, счастья и успехов вам и вашим близким!

С уважением, Н.М. Лядин,  
генеральный директор ОАО «СНПЗ»

# УДАТСЯ ЛИ М.БАРСКОМУ ПОВТОРИТЬ СВОЙ УСПЕХ?



11 и 12 апреля Интернет внезапно и буквально до краев заполнился публикациями о том, что «бывший зампред правления ТНК-ВР Максим Барский, не сумев добиться кресла руководителя компании, решил заняться малым бизнесом». Примерно за \$7 млн он покупает около 30% небольшой независимой английской нефтекомпания Matra Petroleum, владеющей лицензией на добычу в Оренбургской области.

Почему такое пристальное внимание СМИ к этой сделке? И компания-то малюсенькая, да и активы ее пока весьма скромные. Ситуация проясняется после того, как узнаем, что М.Барский полон надежд повторить вместе с Matra Petroleum успех своей прежней компании — West Siberian Resources (WSR) — с точки зрения роста запасов и капитализации... Тогда всего за несколько лет (2004–2009) будущий номинант на роль лидера ТНК-ВР увеличил доказанные запасы WSR почти в 15 раз, до 66,5 млн тонн, а капитализация компании

выросла до \$4,5 млрд. После слияния WSR с нефтяной компанией «Альянс» семьи Бажаевых, М.Барский ушел в ТНК-ВР на должность вице-президента. Предполагалось, что вскорости он возглавит холдинг, но назначение то и дело откладывалось.

## Барский дорого стоит...

Поэтому после полутора лет ожиданий Барский покинул ТНК-ВР. И вот сейчас такое шумное в информационном плане возвращение в углеводородный бизнес, причем именно в малый, где масса проблем, но есть и огромный потенциал для развития.

**Всего за несколько лет М.Барский увеличил доказанные запасы WSR почти в 15 раз — до 66,5 млн тонн, а капитализация компании выросла до \$4,5 млрд**

Далеко не все знают, что сегодня ВИНК вместе взятые разрабатывают какие-то «жалкие» 25% от всех имеющихся у России углеводородных запасов. А вот на

**Но не случайно многие эксперты рынка со скепсисом отнеслись к планам Барского создать на базе Matra Petroleum заметную компанию**

долю малых и мельчайших месторождений газа, нефти и конден-

сата у нас приходится аж 75% всех запасов!

Очевидно, что если удалось бы собрать воедино даже маленькую толику этих «малых» богатств, то экономический эффект при такой гигантской базе был бы просто колоссальный, кстати, во многом подкрепленный гарантированным спросом на энергоносители даже внутри страны.

Достаточно вспомнить о нередко замерзающих зимой российских городах и поселках во многих регионах, удаленных от крупных нефтегазовых месторождений и логистических магистралей «Газпрома» и «Транснефти», а также об огромных негазифицированных районах — далеко не редких и в Европейской части России.

Или о том, что даже в Волгоградскую или Саратовскую область, т.е. в Поволжье, где впервые в России стали добывать газ, теперь он поступает по трубам из соседнего Казахстана. Хотя собственного, если только его собрать воедино и добыть, было бы вполне достаточно для закрытия всех потребностей этих областей.

Любопытно, что накануне появления информации о сделке Барского «Независимая газета» опубликовала статью д.э.н., профессора Института Европы РАН Алексея Хайтуна «Потребности в реформе: России нужны изменения газовой политики», в которой говорится, в частности, о том, «что в нынешних ценовых параметрах природного газа становится перспективной разведка и последующая целевая эксплуатация локальных месторождений природного газа». Тема, что называется, на слуху.

Так почему же тогда не разрабатывают надлежащим образом 75% наших углеводородных залежей? А потому, что это мелкие месторождения, разбросанные по стране как горох. И в современных экономических условиях России (налоги, пошлины, низкие преференции для инвестирования, в т.ч. и в развитие инфраструктуры и т.п.) этот «горох» собирать и разрабатывать просто невыгодно.

Не случайно многие эксперты нефтегазового и инвестиционного рынка со скепсисом отнеслись к планам Барского создать на базе Matra Petroleum заметную ком-

панию, мотивируя это, в частности, тем, что у «малых» нефтяников и газовиков при нынешнем налоговом режиме и государственной экономической политике в целом шансов на развитие в России почти нет.

К тому же, ситуация на рынке, по сравнению с тем временем, когда Барский наращивал WSR, изменилась. Свободных хороших малых активов на стадии добычи уже практически не осталось. А собирать даже перспективные, но требующие углубленной доработки и обустройства месторождений, в нынешних условиях и по привычной схеме интеграции в акционерные холдинги весьма и весьма проблематично. Но ситуация кардинально меняется, если задачу консолидации малых нефтегазовых активов решать нестандартно — например, использовать для этой цели финансовый и юридический инструментарий паевых инвестфондов (ПИФов), которые за счет особенностей действующего законодательства могут предоставить инвесторам огромные преимущества по сравнению с акционерно-холдинговой моделью консолидации активов.

### **...а с ПИФ — еще больше**

Поэтому именно использование ПИФов в качестве механизма консолидации позволяет сделать собирание и разработку «гороха» экономически выгодным и надежным бизнесом.

Как раз в гарантиях обеспечения повышенной надежности инвестиций и есть одно из главных преимуществ упомянутой мною инвестиционной модели. Ведь ПИФ — это имущественный комплекс, финансовый инструмент, а не юридическое лицо. Поэтому рейдерам отторгнуть его активы даже по суду будет весьма проблематично. Образуясь, ПИФ — это мешок для сбора активов. Попадая в него, эти активы обезличиваются — превращаются в паи, изъять которые очень и очень трудно, если сравнивать с уже, увы, отработанной рейдерами аннексией активов акционерных холдингов.

Кроме того, немаловажно, что ПИФы находятся под присмотром

не только своей управляющей компании. Надежная защита инвесторов от разворовывания и увода активов ПИФов обеспечивается еще и за счет того, что в схеме их работы предусмотрен внешний независимый контроль — со стороны спецдепозитария, а также государственного регулятора — ФСФР РФ.

Но главное в том, что ПИФ — это очень удобная и понятная зарубежным инвесторам (а именно у них есть сегодня «длинные деньги» на развитие нашего ТЭКа) система владения и управления активами.

Например, в соответствии с действующим для ПИФов законодательством можно оптимальным образом перераспределять их текущую прибыль между различными активами ПИФа и без потерь реинвестировать ее в их развитие. Дело в том, что ПИФы в описываемой мною модели могут владеть нефтегазодобывающими компаниями, находящимися на разном, с точки зрения стадий нефтегазодобычи, уровне развития.

Например, одна компания, принадлежащая ПИФу, может уже добывать и продавать нефть и газ. Другая только бурит скважины, а третья находится пока на стадии разведки лицензионного участка. Так вот, ПИФ позволяет «поднимать» прибыль от одной его компании и направлять ее без потерь на развитие другой компании этого же ПИФа.

А главная цель такого инвестиционного проекта как раз в том, чтобы не просто собрать активы (малые нефтегазодобывающие компании) в паевую инвестфонд, а обеспечить за счет особенностей его функционирования динамичное развитие этих активов, т.е. гарантировать инвесторам прирост их капиталовложений.

Очень важно, что инвестмодель, использующая механизм ПИФов, открывает малым нефтегазовым компаниям, участвующим в таком проекте, новые и весьма солидные источники финансирования, позволяя получать экономический эффект не через годы, а в сравнительно короткий срок, даже не дожидаясь промышленной разработки месторождений, — за счет понятного инвесторам и кредиторам меха-

низма роста капитализации активов и их инвестиционной привлекательности.

### **В современных условиях, казалось бы, собирать «горох» — мелкие компании с мелкими месторождениями — просто невыгодно**

Привлеченные через ПИФ инвестиции можно сразу же направлять на обустройство месторождений и тем самым ускорять отдачу от них — приближать время запуска в промышленную разработку.

### **Но ситуация кардинально меняется, если задачу консолидации малых активов решать нестандартно — например, с использованием ПИФов**

В случае успеха широкого внедрения описанной консолидационной схемы можно будет за счет мощного притока инвестиций на малые углеводородные месторождения решить, в частности, проблему энергетической безопасности многих российских регионов, расположенных в отдаленности от федеральных энергетических магистралей, но обладающих множеством мелких, часто не осваиваемых сегодня месторождений нефти и газа.

### **Такая инвестмодель открывает малым компаниям весьма солидные источники финансирования, позволяя быстро получать экономический эффект**

Такая их «реанимация» позволит довольно оперативно вовлечь в оборот многие миллиарды кубов газа и миллионы тонн нефти и газоконденсата.

### **«Реанимация» позволит довольно оперативно вовлечь в оборот многие миллиарды кубов газа и миллионы тонн нефти и газоконденсата**

Такая их «реанимация» позволит довольно оперативно вовлечь в оборот многие миллиарды кубов газа и миллионы тонн нефти и газоконденсата, «размазанных» сегодня по «малым недрам» страны. Это в значительной степени простимулирует развитие конкурентной среды в российском ТЭКе и более рациональное природопользование. 

# ТННЦ: ВСТРЕЧА ПОКОЛЕНИЙ

«Нефтегазовая Вертикаль»  
по материалам ТННЦ



Система высшего образования в нашей стране на сегодняшний день не рассчитана на выращивание креативного класса. Не предусмотрена программа специальной подготовки специалистов-разработчиков и специалистов по внедрению инноваций. Но если мы планируем выходить на новые будущие технологические рынки, нам нужны новые компетенции, нужны профессиональные разработчики технологий, а не только люди, способные эксплуатировать технологии вчерашнего дня. Именно поэтому в День российской науки в Тюмени прошел круглый стол «Встреча поколений», на котором специалисты нефтяной отрасли обсудили вопросы геологии и геологоразведки, перспективы нефтегазовой отрасли, тенденции развития ТНК-ВР, а также характерные для современной России проблемы, связанные с образованием и подготовкой кадров.

Организатором мероприятия стал Тюменский нефтяной научный центр (дочернее общество ТНК-ВР), от лица которого выступил генеральный директор Андрей Лазеев, отметивший, что компания делает ставку на молодых специалистов, а ряд старших экспертов ТННЦ во главе с заместителем гендиректора по науке Александром Тимчуком обозначили свои позиции по предложенным актуальным вопросам, тем самым инициировав дальнейшую дискуссию.

## Геологоразведка

Отвечая на вопрос о новейших технологиях в геологоразведке, кото-

рые собирается применять компания ТНК-ВР, старший эксперт по геологии Наталья Насонова, в частности, отметила, что в разведочных исследованиях применяются детерминистические и стохастические инверсионные преобразования, при этом рекомендации по выбору типа моделирования только разрабатываются.

По ее мнению, в России еще недостаточно используется трехмерная сейсмика 3D, дающая объемные изображения геологической среды, хотя уже есть сейсмика 4D, позволяющая оценивать изменения трехмерной геологической среды во времени, например, в ходе разработки месторождения. В этой связи эксперт отметила, что в настоящее время

рассматривается вопрос об использовании программ бассейнового моделирования Temis и PetroMod.

Как подчеркнули участники круглого стола, в настоящее время старые программные продукты поэтапно и целенаправленно замещаются новыми, из которых выбираются лучшие. Так, в области петрофизики делается ставка на один из оптимальных на настоящий момент программных пакетов — программный комплекс петрофизической интерпретации Techlog международной компании Schlumberger.

Он представляет собой новое поколение петрофизического программного обеспечения, дающего возможности для работы с данными

каротажа открытого ствола скважин. На базе одной платформы Techlog объединяет данные керна, каротажа, свойства пластов и флюидов, а также сейсмические и геологические данные, предоставляя самый современный интерфейс и интерактивность на всех этапах интерпретации. Предполагается, что в дальнейшем в России в этой области будет осуществлен переход на единый программный стандарт.

На вопрос об оценке качества исходных данных для целей моделирования А.Тимчук ответил, что тема сколь важна, столь и сложна, поскольку достаточно трудно определить полноту исходных данных. В случае если будут составляться чрезмерно обширные программы исследований, это приведет к чрезмерным расходам денежных, трудовых и временных ресурсов недропользователей, потому что связано с остановкой скважин, отбором дополнительного количества керна, остановками в процессе бурения и эксплуатации.

Поэтому необходимо понять, сколько данных необходимо и сколько достаточно. Сходу этот вопрос не решить, но вместе с тем оценку качества исходных данных проводить надо уже сейчас, с учетом на построение актуальной модели. «У нас есть эксперты по всем направлениям... Процедуры сейчас разрабатываются», — сказал он. Также было отмечено, что на текущий год ТНК-ВР выделила финансирование под проект повышения качества исходных данных.

По вопросу оценки рисков и неопределенностей каждого этапа построения модели или написания проектного документа генеральный директор ООО «ТННЦ» А.Лазеев отметил, что в ТНК-ВР в настоящее время разрабатывается стандартная методика для анализа неопределенности, которую планируется внедрять во все документы.

«Это, безусловно, будет сделано. Тем более что сегодня в рамках реализации наших крупных проектов со стороны акционеров такое требова-



ние справедливо с точки зрения представления «вилки» по профилям добычи, то есть анализу неопределенности, во что мы действительно верим. То, во что не верим, нам нужно еще доработать», — пояснил он.

## ПНГ

Перейдя к «газовым шапкам», эксперты обсудили методы повышения коэффициента нефтеотдачи за счет закачки попутного газа в нефтяные пласты. Исходя из опыта норвежской компании Statoil — лидера в мире по внедрению данной технологии — этот метод имеет достаточно много ограничений с точки зрения эффективности применения.

По словам А.Лазеева, из 50 месторождений эффективность явно была только на 10 или 15 месторождениях, на остальных был, так скажем, неявный эффект. Только при особых условиях этот метод может быть применен с пользой. Если посмотреть на месторождения ТНК-ВР, то ни одно из них четко под эти критерии не попадает.

Также был поднят вопрос об утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Как было замечено, в последнее время государство ужесточило требования к объемам сжигания газа на факелах, и те штрафы, которые были раньше, повысились в несколько раз. В ТНК-ВР имеется корпоративная программа по утилизации газа, которая в конце прошлого года была согласована в Министерстве энергетики, благодаря чему в том числе компания успешно защитила все проектные документы. Но стратегия утилизации ПНГ сегодня присуща всем компаниям.

Если это очень удаленные участки от основных газовых объектов инфраструктуры, то, как правило, создаются подземные газовые хранилища. Однако ключевой элемент всех новых месторождений на сегодняшний день — собственная генерация. В частности, такая стратегия реализуется на Уватском проекте: осуществляется выработка электроэнергии за счет ПНГ с одновременным решением проблемы утилизации газа.

Стратегический вопрос по проектам Ямала это работа с единой газотранспортной сетью «Газпрома». Подписываются соответствующие стратегические соглашения с «Газ-

промом» и предполагается транспортировка газа по газовым магистралям. В целом задача ТНК-ВР — к концу 2014 — началу 2015 года добиться 95%-ной утилизации НПГ. Практически все российские компании ставят себе те же сроки — 2014–2015 годы.

В связи с данной проблемой также было отмечено, что, например, в Северном море осуществляется закачка газа в нефтяные пласты не столько из-за ожидания какого-то технологического чудо-эффекта, сколько из-за жестких законодательных ограничений. Поэтому там более половины месторождений явно не получают результата от закачки газа, но решают проблему утилизации.

### **Иные проблемные вопросы**

По вопросу перспективы разработки баженовской свиты участники обсудили тему запасов. С точки зрения петрофизики весь старый багаж, который был наработан за многие десятилетия, к сожалению, основывается на неясных представлениях и на недостоверных данных. Здесь необходима серьезная программа доисследования петрофизических свойств этих объектов. Только после этого можно говорить о какой-то вменяемой оценке запасов абалакской и баженовской свит.

Активную дискуссию вызвала тема, связанная с эффектом авто-ГРП (ростом трещин в нагнетательных скважинах при гидравлическом разрыве пласта). В частности было отмечено, что необходимо осуществить нормальную программу по мониторингу. Это должно быть решено, в первую очередь, средствами специального аппарата. Есть широкополосные методы, акустика, изотопы, методы термометрии, которые позволяют оценивать высоту трещины.

К сожалению, на многих месторождениях не ведется такой мониторинг. Есть микросейсмические методы, которые позволяют, по крайней мере, теоретически, отслеживать геометрию и прочие пространства, направления



развития трещины. Но в этом направлении нужно еще многое сделать.

От «земных» проблем выступающие перешли к «космическим», пытаясь ответить на вопрос о влиянии космических тел и процессов на планету Земля, в частности, о влиянии космоса на образование полезных ископаемых на Земле и особенно углеводородов. Как было отмечено, все альтернативные источники энергии в той или иной степени берут энергию от Солнца, в частности, биотопливо.

В дискуссии была обозначена роль водородных двигателей для автомобильного транспорта, в то же время использование солнечных батарей для питания домохозяйств является дорогим удовольствием, поэтому необходимы работы по повышению КПД преобразователей солнечной энергии. Но именно атомная энергия представляется более реальной заменой нефти и газу, чем так называемые альтернативные источники, которые, как правило, дорогие и недостаточно мощные.

В дискуссии также прозвучал риторический вопрос, хватит ли нам углеводородов для того, чтобы переключиться на новые рельсы, который стал завершающим для этой части дискуссии.

В заключительной части рассматривался блок вопросов, касающихся качества российского образования, проблем преподавателей, отсутствия мотивации сотрудников и интереса молодежи к научной деятельности. Технологии в нефтяной отрасли в последние десять лет активно развиваются, причем большая часть техно-

логий, если она не является закрытой информацией, предоставляется эксклюзивно различными сервисными предприятиями и российские вузы не всегда обладают этими знаниями.

Один из путей решения проблемы — формирование на базе институтов научных баз, которые будут заниматься реальными разработками, чтобы вузы были способны давать студентам современные знания, надежный научный фундамент. Была отмечена необходимость поддержки аспирантов, занимающихся актуальными исследованиями, и создания научных школ.

В то же время собравшимися была обозначена проблема нашей страны — правительство недофинансирует вузы, недоплачивает за образование.

### **Итоги**

В дискуссиях круглого стола приняли участие специалисты и эксперты разных поколений, хотя, по мнению выступавших, при подготовке следующих подобного рода встреч желательно пригласить большее количество молодых специалистов, чтобы мероприятие не только сводилось к обмену экспертными мнениями, но и несло образовательную нагрузку.

Состоявшийся обмен мнениями и информацией был признан «более чем полезным», поэтому круглые столы подобного рода в ТННЦ предложено проводить не только раз в год ко Дню российской науки, но и чаще. Когда в стране есть люди с интеллектом, знаниями и убежденностью, то проблемы будут решаться, а отрасль развиваться. 

II INTERNATIONAL CONFERENCE

# TIMAN-PECHORA PROVINCE: PERSPECTIVES OF DEVELOPMENT

May 22, 2012

Moscow | InterContinental Moscow Tverskaya

II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ: ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ

# 24 мая 2012

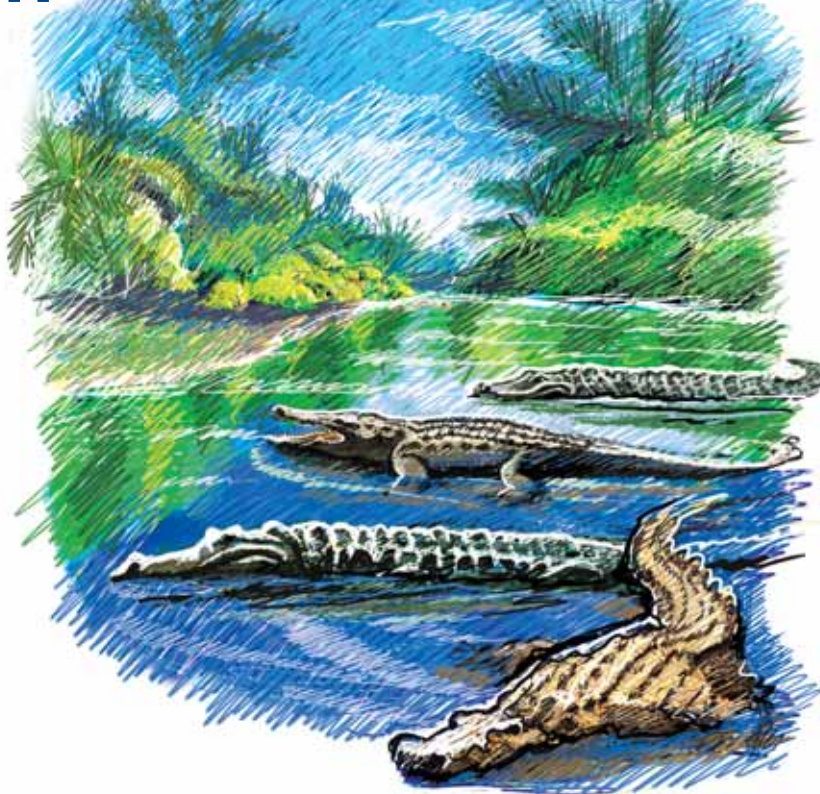
Москва | InterContinental Moscow Tverskaya

Информационная  
поддержка:

[WWW.TIMAN-PECHORA.RU](http://WWW.TIMAN-PECHORA.RU)  
+7 (495) 646 13 95



# ТРАНСКАСПИЙ: ДИПЛОМАТИЯ КАНОНЕРОК?



Россия никак не может повлиять на сланцевый газ США, который те к 2020 году намерены поставить на европейский конвейер. Не по зубам России и ситуация в Сирии. Если на смену президенту Б.Асаду придет прозападная оппозиция, будет открыт трубопроводный путь газу Катара в Европу: пока Россия удерживает этот проект в разряде гипотетических. Но вот на планы Азербайджана, Туркмении и Евросоюза проложить Транскаспийские газопроводы, по которым туркменский газ устремится в Европу с угрозой национальным интересам России, Москва оказать влияние и может, и должна: альтернативы, похоже, нет.

К 2030 году Туркмения намерена добывать 230 млрд м<sup>3</sup> газа в год, из которых 180 млрд м<sup>3</sup> предназначены на экспорт: 30 млрд м<sup>3</sup> — Китаю, 30 млрд м<sup>3</sup> — Пакистану и Индии, около 20 млрд м<sup>3</sup> — Ирану, 10 млрд м<sup>3</sup> — России. «Свободными» у Туркмении останутся не менее 90 млрд м<sup>3</sup> газа в год, и эти объемы должны хлынуть в Европу по трубам Транскаспия, вытесняя с европейского рынка газ России и сбивая цены на те российские поставки, что еще останутся востребованы европейскими потребителями.

Для ликвидации «транскаспийской угрозы» у Кремля есть право и есть сила, для применения которых на Каспии необходима лишь политическая воля.

12 сентября 2011 года Совет ЕС предоставил мандат Еврокомиссии на проведение перегово-

ров с правительствами Азербайджана и Туркмении о строительстве Транскаспийского газопро-

вода. К апрелю 2012 года стороны провели три раунда переговоров: по февральскому заявлению министра промышленности и энергетики АР Н.Алиева, до конца этого года планируется подписать два документа по Транскаспию.

В первом И.Алиев, Г.Бердымухамедов и Ж.М.Баррозу выразят политическую поддержку Южному газовому коридору, составной частью которого должен стать Транскаспийский участок. Вторым документом станет соглашение о строительстве Транскаспия, в котором будут определены ответственность и гарантии Баку и Ашхабада.

4 апреля 2012 года украинский премьер Н.Азаров в Баку заявил, что «Украина заинтересована в строительстве Транскаспийского газопровода и готова принять участие в реализации этого проекта».

## Право на Транскаспий

Ахиллесова пята Транскаспия — это его правовая база, взгляды на которую у сторонников и противников этого проекта диаметрально противоположны. В Баку и Ашхабаде утверждают, что для строительства газопровода достаточно согласия Азербайджана и Туркмении, которые будут строить подводный газопровод «в своих национальных секторах». ЕС полностью поддерживает (если не подсказывает) эту позицию.

Например, глава представительства ЕС в Азербайджане Ролан Кобиа заявил 11 апреля, что «Транскаспийский проект — это вопрос, касающийся только Азербайджана и Туркменистана, и никому не следует вмешиваться в него». У России, по словам еврочиновника, в этом вопросе есть только право «на консультацию», да и то в случае согласия участников Транскаспийского проекта.

Что касается правовой базы, то в ЕС под таковой понимают соглашения, заключенные между Азербайджаном, Туркменией и ЕС и «гарантирующие свободный транзит туркменского газа в Европу».

Позиция России на правовую базу Транскаспия иная, заявлен-

ная президентом Дмитрием Медведевым: для строительства Транскаспия необходимо согласие всех прикаспийских стран. В очередной раз Баку, Ашхабаду и Брюсселю об этом напомнил глава российского МИД С.Лавров в ходе апрельского «юбилейного» визита, приуроченного к 20-летию установления российско-азербайджанских дипломатических отношений: «Правовые вопросы на Каспии по-прежнему регулируются советско-иранскими договорами 1921 и 1940 годов, вопросы, касающиеся использования акватории Каспийского моря, должны решаться с учетом мнения всех пяти прикаспийских государств».

Именно поэтому в Баку и Ашхабаде аккуратно намекают Брюсселю: «ЕС следует оказать давление на Москву, чтобы Россия не возражала против Транскаспийского газопровода».

Из этих пассажей следует, что Транскаспий собираются строить отнюдь «не по закону, а по понятиям», смысл которых очевиден: Туркмении нужен выход на европейский газовый рынок в обход России, Азербайджану — привилегии страны-транзитера, ЕС — дешевый альтернативный газ и присутствие на Каспии спецподразделений НАТО «для обеспечения безопасности газопровода».

В реакции Москвы можно не сомневаться, вопрос лишь в том, сколь далеко она готова пойти.

### Цена добрососедства

На проектной стадии главный игрок в Транскаспийском проекте не Туркмения и не ЕС, а Азербайджан. Потому что без его согласия на транзит, без прокладки новых трубопроводных магистралей проект так и останется несбывшейся мечтой. Это значит, что против России в практическом плане будут задействованы корабли и специалисты ГНКАР — хотя бы потому, что у Туркмении и ЕС таковых на Каспии нет.

Что никак не согласуется с заявлениями Баку и Москвы о «стратегическом характере отношений России и Азербайджана», их «огромном потенциале» и «устремленности в будущее». В качестве иллюстрации уместно

напомнить о знаковых точках российско-азербайджанского партнерства.

Свой газ Азербайджан продает в Россию по самой высокой экспортной цене — в 2011 году по \$280 за 1000 м<sup>3</sup>. Свою нефть ГНКАР, используя 40% квоты в 5 млн тонн нефти в год и обеспечивая тем самым АО «Транснефть» ежегодный убыток в \$50 млн, экспортирует по трубопроводу Баку–Новороссийск по тарифу \$1,3 за тонну на 100 км. ГНКАР, кстати, надеется сбить тариф до \$0,8 за тонну на 100 км. При этом за транспортировку нефти по трубопроводу Баку–Тбилиси–Джейхан Азербайджан брал с Казахстана по \$1,7 за тонну на 100 км, а затем поднял тариф до \$2,38.

В конце 2012 года истекает срок аренды Россией Габалинской РЛС в Азербайджане. В Баку убеждены, что по пролонгированному договору Москва должна платить не нынешние \$7 млн в год, а \$300 млн в год: за 25 лет пролонгации Азербайджан рассчитывает получить чистую прибыль в \$7,5 млрд за... аренду участка земли, на котором стоит станция. Электронная начинка станции, которая и делает РЛС объектом, представляющим военный интерес, заменяется Минобороны России каждые 5–7 лет. Без нее РЛС не имеет никакой ценности.

В Баку также убеждены, что именно Россия должна надавить на Армению, чтобы та вернула 20% оккупированных территорий (Нагорный Карабах плюс буферная зона) под юрисдикцию Азербайджана. Ни от ЕС, ни от США Азербайджан ничего подобного не требует.

Наконец, русские в Азербайджане. Защитой их интересов, вопреки заявлениям Кремля, посольство России не занимается. Как мне объяснили в посольстве, «ради сохранения добрососедства мы не вмешиваемся во внутренние дела Азербайджана — даже если речь идет о защите прав и интересов соотечественников».

Странное получается «добрососедство» — за счет интересов России. Однако Транскаспий — это не соотечественники, которыми можно пренебречь. Транскас-

пий — это ставка более чем в 1,1 трлн рублей в год, которые будет минимально терять Россия от появления туркменского газа в Европе.

### Ахиллесова пята Транскаспия — это его правовая база, взгляды на которую у сторонников и противников этого проекта диаметрально противоположны

Но кто знает, может быть, в Кремле в конце концов решат, что «добрососедство» с Азербайджаном стоит 1,1 трлн рублей в год и согласятся на Транскаспий? Кто знает, может быть, ЕС сможет договориться с Москвой, сможет убедить Кремль, что ни сланцевый газ США, ни газ Катар, ни газ Туркмении в Европе не нанесут какого-либо ущерба экономическим интересам России?

### В Баку и Ашхабаде утверждают, что для строительства газопровода в своих национальных секторах достаточно их согласия

Необходимые слова ЕС подобрать сможет, в этом нет сомнений. Как нет сомнений и в том, что эти слова гарантиями интересов России служить не могут. Если кто забыл, напомним: ЕС и США обещали Кремлю, разумеется, «во имя добрососедства», что НАТО на Восток расширяться не будет...

### Вступятся ли за Россию «два ее союзника»?

Москва практически всю свою «дипломатическую» обойму по проблеме Транскаспия расстре-

### И Баку, и Ашхабад рассчитывают на поддержку ЕС в политическом разрешении каспийской проблемы

ляла — Баку, Ашхабад, Брюссель не единожды предупреждены: Россия против прокладки подводных газопроводов из Туркмении в Азербайджан.

В ответ на российские предупреждения Азербайджан, Турк-

мения и ЕС собираются до конца 2012 года подписать соглашения по строительству Транскаспия. После чего дело перейдет в практическую плоскость — начнется строительство сначала первого подводного газопровода, затем второго, и т.д.

### **Россия: Транскаспий собираются строить отнюдь «не по закону, а по понятиям», необходимо согласие всех прикаспийских стран**

Со сланцевым газом США Кремль ничего поделать не может: как заявил 11 апреля в Госдуме РФ избранный президент России Владимир Путин, североамериканский газ «может серьезно переключить структуру рынка углеводородов, и отечественные компании уже сейчас должны это учитывать».

### **Москва практически всю свою «дипломатическую» обойму по проблеме Транскаспия расстреляла**

С Транскаспием и газом Туркмении на европейском рынке ситуация иная — Москва может решить эту проблему, но вряд ли легко и быстро. Появление у первого же судна ГНКАР, изучающего геологию трассы подводного газопровода, одного-двух военных кораблей России дела может и не решить так, как это сделал Иран в июне 2001 года, закрыв одним дряхлым сторожевиком тему освоения ГНКАР и западными компаниями Южного Каспия.

### **На карту Транскаспия поставлены политические и экономические интересы РФ: Москва прибегнет к «дипломатии канонерок». Третьего не дано?**

Баку, Ашхабад, Киев, ЕС и США будут недовольны? Это мягко сказано. Начнется обычная истерия в СМИ и обвинения России с «политических трибун» в «дипломатии канонерок». Хотя Россия лишь воспользуется, в соответствии с советско-иранскими договорами 1921 и 1940 годов, своим правом на «свободу судоходства»

в акватории Каспия. Именно так, кстати, и поступил Иран в 2001 году. И ничего — ЕС, США и Азербайджан обиделись, но стерпели.

Пикантность ситуации с подводными антироссийскими газопроводами на Каспии заключается в том, что не послать свой каспийский флот «против Транскаспия» Россия не сможет. Потому что Транскаспий — это страшнее грузинской агрессии 2008 года. Тогда Россия не уступила, «принудила Грузию к миру», уничтожив попутно на грузинской территории украинские зенитно-ракетные комплексы и украинских зенитчиков, сбивавших российские самолеты.

Но каспийские ставки многократно выше южноосетинских. Помимо международного престижа России, помимо сил НАТО в акватории Каспийского моря (они обязательно появятся для «охраны маршрута»), на карту Транскаспия будут поставлены экономические интересы РФ. В такой ситуации, если Азербайджан, Туркменистан и ЕС все же замахнутся на строительство Транскаспия, у Кремля останется един-

ственная возможность — прибегнуть к «дипломатии канонерок». Третьего не дано.

И российское гражданское общество уже сегодня должно четко понимать масштабы грозящей России каспийской катастрофы, четко осознавать, что на Каспии не исключен крайний вариант защиты национальных интересов страны: использование — демонстративное или боевое — ВМС и ВВС.

Точно так же и азербайджанское общество уже сегодня должно четко понимать, что конфликт вокруг Транскаспия — это вероятность резкого ухудшения отношений России и Азербайджана со всеми вытекающими из этого факта последствиями, одним из которых станет «ледяное добрососедство».

И поскольку ни ЕС, ни США, ни Туркмения, ни Азербайджан не являются союзниками России ни в конце XIX века, ни в начале XXI века, альтернативы словам российского императора Александра III Миротворца: «У России только два союзника — это ее армия и флот», — похоже, нет.

## **ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ**

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



**www.ngv.ru**



**Нефтяные рынки Таможенного Союза.  
Ценообразование, биржевая  
и внебиржевая торговля**

**28-29 мая 2012  
Москва, Россия**

В сотрудничестве:



**В программе конференции:**

- Перспективы организации, управления, функционирования и развития общих рынков нефти и нефтепродуктов в рамках Таможенного союза
- Организация биржевой торговли нефтепродуктами в рамках ТС. Роль торговых площадок
- Региональные рынки и тенденции - Россия, Казахстан, Беларусь, Украина
- Логистика и операции на рынках СНГ

**Ведущие эксперты отрасли обсудят следующие вопросы:**

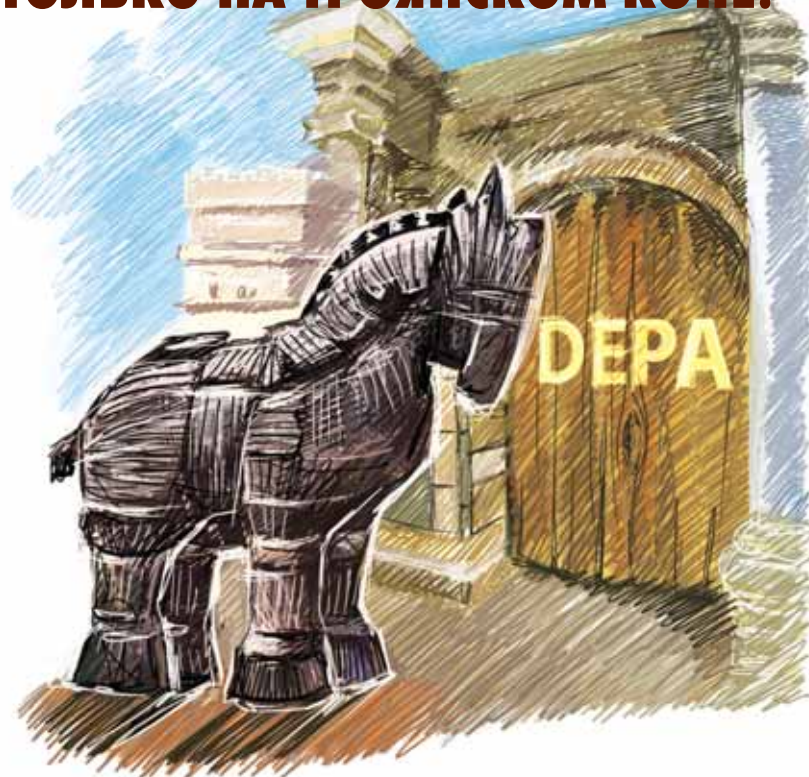
- Влияние Таможенного Союза на конъюнктуру рынков нефти и нефтепродуктов
- Как изменится договорная и регуляторная база участников рынков
- Как изменение договоренностей по тарифам и пошлинам повлияет на механизмы ценообразования
- Как изменение экономических условий определит торговые потоки
- Развитие конкуренции между участниками ТС
- Спрос и предложение на нефтепродукты на рынках СНГ и на внутренних рынках стран участников единого экономического пространства и их партнеров

**Среди приглашенных докладчиков:** СПбМТСБ, Торгово-промышленная палата Российской Федерации, Экономический Суд СНГ, Белорусский Нефтяной Торговый Дом, БНК Украина, ТНК-ВР, Казэнерджи, Агентство по исследованию рентабельности инвестиций, Platts, Институт Энергетики и финансов РФ, Salans, Ernst & Young и др.

За более подробной информацией обращайтесь:  
Екатерина Полуянова: [e\\_poluyanova@ccapital.co.uk](mailto:e_poluyanova@ccapital.co.uk)  
<http://www.ccapital.co.uk/conference/177>  
Tel: +44 208 349 1999  
Fax: +44 208 349 2999



# ГАЗПРОМ В ГРЕЦИИ? ТОЛЬКО НА ТРОЯНСКОМ КОНЕ!



В Греции в рамках приватизации госимущества для погашения государственного долга проводится инвестиционный тендер на продажу активов газовой корпорации DEPA Group. Интерес инвесторов превзошел ожидания. В конкурсе принимает участие и «Газпром».

Как оказалось, в Греции есть все, кроме собственного газа: выгодное географическое положение для транспортировки газа в Юго-Восточную Европу, имеющийся и планируемый к увеличению транзитный потенциал, приемный терминал СПГ, внутренний растущий газовый рынок. По всем показателям Греция со временем может превратиться в газовый хаб Юго-Восточной Европы.

Позиция сильного игрока в стране сверх исторической роли поставщика газа могла бы для «Газпрома» стать плацдармом для продвижения собственных интересов в этой части Европы. Однако именно по этой причине возможный выбор «Газпрома» в качестве ведущего инвестора вряд ли получит одобрение Евросоюза. Но со статусом основного поставщика газа в страну Греции приходится считаться. Поэтому можно предположить, что победителем конкурса станет дружественная России компания или консорциум с рядовым участием «Газпрома».

**О**бременная долгами Греция вынуждена приватизироваться на общую сумму 50 млрд евро. В список подлежащих продаже госактивов попали и энергетические компании. В конце марта Греческий го-

сударственный фонд управления имуществом завершил прием заявок на международный тендер по приватизации группы газовых компаний DEPA Group. Несмотря на бедственное положение страны в целом, интерес инвесторов

оказался неожиданно высоким. Тендер привлек 17 участников из 12 стран.

В списке претендентов все три экспортера газа в Грецию: российский «Газпром», азербайджанская ГНКАР и алжирская Sonatrach. Открытый «Газпромом» российский фронт поддерживает «Синтез» (включая «Негус»). Расширить свое участие в газовых операциях в Греции сочли целесообразным уже присутствующие в стране итальянские компании ENI и Edison. Заявки на конкурс подали также испанские ENAGAS и Gas Natural, чешская GEK Terna, голландская Vopak, японская Mitsui, Israel Corp., две местные компании. Не обошлось и без китайцев, которых представляет энергетический холдинг ENN.

## Газовый рынок Греции

Чем вызван повышенный интерес к газовым активам маленькой Греции? Во всяком случае, не собственным газом, которого там практически нет. Единственное газовое месторождение Южное Кавала почти полностью истощено. За период эксплуатации из него было извлечено 850 млн м<sup>3</sup> газа, с максимальным годовым уровнем добычи 283 млн м<sup>3</sup> в 1989 году. В настоящее время оно преобразуется в ПХГ рабочей емкостью 400–500 млн м<sup>3</sup>.

Греческая энергетическая компания Energean Oil and Gas ведет разработку нефтяных месторождений Prinos и Epsilon на шельфе в заливе Кавала с суммарными запасами 50 млн баррелей (7 млн тонн). Добываемый в небольшом количестве попутно с нефтью газ используется только для промышленных нужд в качестве топлива и закачивается обратно в пласт для поддержания давления.

Обоснованных сведений об углеводородном потенциале страны нет. Существуют лишь не подтвержденные разведкой предположения о возможном наличии нефти и газа на шельфах Ионического и Эгейского морей. Но приговор об углеводородной бесперспективности не окончательный, так как Греция одна из наименее геологически изученных стран в Европе.

## ЧТО ПРОДАЕТСЯ?

Все это хозяйство представлено на откуп инвесторам. Официальные «продавцы» — Греческая Республика, которой принадлежит 65% DEPA Group., и компания Hellenic Petroleum S.A., владеющая 35%.

В состав Группы входят головная компания DEPA S.A. и ее дочерние предприятия — оператор национальной газотранспортной системы DESFA S.A. и три газораспределительные компании. Кроме того, DEPA в равных долях с итальянской Edison участвует в СП IGI Poseidon S.A. по созданию подводной ветки греко-итальянского трубопровода IGI.

Головная компания ответственна за оптовые закупки и поставки крупным потребителям импортного газа из России, Алжира и Азербайджана (через Турцию). 100%-ное дочернее предприятие DESFA S.A. было сформировано в ходе дерегулирования внутреннего рынка газа. В 2007 году ей был передан полный контроль над национальной газотранспортной системой, включая терминал СПГ. Через DESFA Группа владеет и управляет газотранспортными сетями высокого давления и инфраструктурой СПГ.

Внутренние поставки газа греческим потребителям осуществляют газораспределительные компании Thessaloniki EPA, Thessalia EPA и Attika EPA, в которых DEPA владеет 51%. Остальные 49% принадлежат частным владельцам: итальянской ENI в Thessaloniki EPA и Thessalia EPA и консорциуму Shell/ATE Bank в Attika EPA.

Активы DEPA S.A. и DESFA S.A. оцениваются в 1,5 млрд евро. В ходе предквалификационного отбора инвесторам было предложено обозначить интерес к одному из двух вариантов приватизации: приобретение DEPA целиком в нынешней корпоративной структуре или, после соответствующей реструктуризации, покупка отдельно DEPA S.A. и отдельно DESFA S.A. Но в том и другом случае 34% DESFA S.A. останется у государства.

После квалификационного отбора будет сформирован короткий список претендентов, и затем, предположительно в августе, сделан окончательный выбор инвестора. Состав претендентов достаточно пестрый по национальности, масштабу и геополитическому весу в Европе, так что выбор обещает быть драматичным.

В настоящее время, после 15 лет бездействия, Министерство экологии, энергетики и климата Греции открывает конкурс «Открытые двери» на получение поисково-разведочных лицензий на три участка на суше и шельфе Ионического моря.

Газовый рынок Греции невелик, но достаточно агрессивно развивается. В группе европейских стран с низким уровнем спроса Греция находится в одном ряду с Болгарией, Данией, Литвой, Швейцарией. Но если в этих странах потребление практически не растет, то в Греции последние пять-шесть лет спрос на газ увеличивается на 10% в год (см. «Показатели газовой отрасли Греции»).

По различным сценариям в среднесрочной перспективе спрос на газ вырастет до 6,8–8,5 млрд м³ в 2015 году и до 7,2–9,3 млрд м³ в 2020 году (см. «Перспективы спроса на газ в Гре-

ции»). Более 65% газа идет на выработку электроэнергии, 20% потребляет промышленность, и остальной газ используется в коммерческо-бытовом секторе.

Темп повышения спроса на газ отчасти связан с тем, что газовый рынок Греции очень молод, он возник лишь в 1990-е годы, и у истоков его зарождения стоял заключенный в 1987 году договор о поставках газа с Советским Союзом. Реализация правительственной идеи ввести природный газ в состав энергетического баланса страны началась с учреждения газовой корпорации DEPA в 1988 году.

В том же году было подписано соглашение с Алжиром о поставках СПГ. В 1992 году началось строительство первого трубопровода к болгарской границе, предназначенного для импорта российского газа. С того времени в стране проложено более 1200 км газопроводов высокого давления и

более 500 км среднего и низкого давления в различных районах страны. Общая стоимость газотранспортных сетей оценивается в 1,5 млрд евро.

## Из-за огромных долговых обязательств Греция приватизирует активы DEPA — национального газового оператора: тендер привлек 17 участников из 12 стран

В охватываемых распределительными газопроводами регионах обеспеченность крупных промышленных предприятий газом достигает 90%, однако таких регионов пока только три: Thessaloniki и Thessalia на северо-востоке и Attika, включая Афины, на юге. В настоящее время проходит тендер на учреждение новых газораспределительных компаний для работы еще в трех регионах (Stereo Ellada-Evia, Центральная и Восточная Македония), где уже начато строительство газопроводов. Инвесторам предлагается 35%-ная доля в совместных распределительных компаниях с участием DEPA.

## Собственного газа в Греции нет, но рынок агрессивно развивается, хотя в стране потребляется исключительно импортный газ

В стране потребляется исключительно импортный газ, поступающий в страну по трубопроводам и в сжиженном виде. Газотранспортная система Греции имеет три входа в страну. Единственный пока выход в Европу, интерконнектор Греция–Италия (IGI), находится в стадии строительства.

Входные терминалы включают пункт подключения российского газопровода на границе с Болгарией на севере, греко-турецкий интерконнектор на востоке и терминал СПГ на юге страны. Греция — одна из семи европейских стран, имеющая действующий приемный терминал СПГ, соединенный с национальной газотранспортной системой. Первые партии СПГ поступили на принадлежащий DEPA регазификационный завод на острове Ревитусса

в 2000 году. После модернизации в 2007 году мощность регазификационных установок увеличена до 5,2–5,3 млрд м<sup>3</sup> в год.

По долгосрочным контрактам Греция получает газ по газопроводам из России (контрактный объем 2,8 млрд м<sup>3</sup> в год до 2016 года), Турции (реэкспорт азербайджанского газа — 0,7 млрд м<sup>3</sup> в год до 2021 года) и в виде СПГ из Алжира (0,68 млрд м<sup>3</sup> до 2021 года). Дополнительные объемы СПГ Греция приобретает на спотовом рынке. В 2011 году спотовые поставки из Катара, Нигерии, Тринидада, Египта составили 0,4 млрд м<sup>3</sup>.

## Победитель тендера будет играть большую роль в формировании газового рынка ЮВ Европы

Номинальная пропускная способность трубопроводных терминалов импортного газа составляет 16,5 млрд м<sup>3</sup>, что покрывает прогнозируемый внутренний спрос до 2020 года и оставляет возможность транзита еще 8 млрд м<sup>3</sup>.

### Транзитное будущее Греции

Интерес к Греции связан с тем, что победителю тендера предстоит играть большую роль в формировании газового рынка Юго-Восточной Европы. Географическое положение обеспечивает Грецию естественным транзитным потенциалом для переброски в Европу газа из России, Азербайджана и Алжира.

## Географическое положение обеспечивает Грецию естественным транзитным потенциалом: страна может стать региональным хабом ЮВ Европы

В последнее время, в связи с открытием газовой провинции в Восточном Средиземноморье, на шельфе Кипра и Израиля, возникла идея создания третьего коридора в Европу, маршрут которого тоже может проходить через Грецию. При удачном развитии ситуации не исключается воз-

### Показатели газовой отрасли Греции, млрд м<sup>3</sup>

|                               | 2010 г.    | 2011 г.    |
|-------------------------------|------------|------------|
| <b>Добыча газа</b>            | 0,009      | 0,009      |
| <b>Потребление газа</b>       | 3,7        | 4,5        |
| Сектор электроэнергетики      | 2,3        | 3,0        |
| Промышленность                | 0,9        | 1,0        |
| Коммерческий и бытовой сектор | 0,5        | 0,5        |
| <b>Импорт газа*</b>           | 3,7        | 4,5        |
| <b>По газопроводам</b>        | <b>2,6</b> | <b>3,3</b> |
| Россия                        | 2,0        | 2,6        |
| Азербайджан (через Турцию)    | 0,6        | 0,7        |
| <b>СПГ</b>                    | <b>1,1</b> | <b>1,2</b> |
| Алжир (контракт)              | 0,7        | 0,8        |
| СПГ (спот)                    | 0,4        | 0,4        |

\* контрактные обязательства: 4,4 млрд м<sup>3</sup> после 2009 г.

Источники: RAE, DEPA, DESFA

### Перспективы спроса на газ в Греции, млрд м<sup>3</sup>

| Сценарий                                              | 2015 г. | 2020 г. |
|-------------------------------------------------------|---------|---------|
| Министерство развития (2007 г.)                       | 6,8     | 7,2     |
| DEPA (2009)                                           | 8,5     | 9,3     |
| Национальный Совет энергетической стратегии (2009 г.) | 7,5     | 7,5     |

можность, что Греция может стать региональным хабом Юго-Восточной Европы и Восточного Средиземноморья.

DEPA Group участвует в реализации интерконнектора ITGI (Интерконнектор Турция–Греция–Италия), входящего в систему энергетического проекта «Южный коридор» Евросоюза, призванного диверсифицировать маршруты и источники энергопоставок в Европу.

К проектам Южного газового коридора относятся также газопровод Nabucco, к которому Греция не имеет отношения, и Трансадриатический газопровод (TAP), маршрут которого начинается в Греции, но реализуется без участия DEPA. Основным источником для проектов Южного коридора является газ второй стадии разработки месторождения Шах-Дениз. Как известно, Азербайджан планирует экспортировать газ по Трансанатолийскому трубопроводу (TANAP), который протянется с востока на запад Турции до границы с Болгарией или Грецией (см. «В лабиринте политгазопроводов», НГВ #02'12). Сейчас ведется работа по выбору дальнейшего

маршрута из Турции в Европу. На сегодня этот вопрос решен в пользу газопровода TAP, который следует от турецко-греческой границы через Албанию и Адриатическое море на юг Италии. Но ITGI обладает рядом преимуществ перед конкурирующими проектами.

Проект ITGI включает три сегмента. Первый — построенный DEPA и турецкой Botas греко-турецкий газопровод, который с 2007 года служит для поставок азербайджанского газа через Турцию. При номинальной пропускной способности 11,5 млрд м<sup>3</sup> труба имеет большой запас мощности для дополнительного газа из Азербайджана или других источников.

Второй сегмент — интерконнектор IGI — является продолжением греко-турецкого газопровода в Италию. Он должен пройти по территории Греции (сухопутная часть протяженностью 600 км) и далее в Италию (подводная часть протяженностью 200 км, IGI Poseidon). Сухопутная часть должна быть построена и интегрирована в национальную газопроводную систему Греции греческой DESFA S.A.

Газопроводом IGI Poseidon занимается совместное предприятие компаний DEPA S.A. и итальянской Edison. IGI Poseidon получил европейский статус приоритетного проекта и финансовую поддержку ЕС в размере 100 млн евро. Газопровод мощностью 10 млрд м<sup>3</sup> планируется построить к 2017 году.

С 2011 года совместным предприятием IGI Poseidon S.A. (50%) и болгарским энергетическим холдингом ВЕН (50%) реализуется проект интерконнектора Греция–Болгария (IGB), который представляет собой ответвление от ITGI. Планируемый газопровод мощностью 3–5 млрд м<sup>3</sup> протяженностью 170 км должен соединить газопроводные сети Греции и Болгарии. Проект получил финансовый грант Европы в размере 45 млн евро. В перспективе возможно продолжение IGB в Румынию и Сербию.

Выступая в защиту проекта, президент DEPA отметил, что ITGI имеет все необходимые межправительственные соглашения, благодаря ветке на Болгарию в большей мере соответствует концепции Евросоюза о необходимости интеграции европейских газопроводов в единую систему и является единственным из всех конкурирующих проектов, который успеет принять окончательное инвестиционное

решение к началу добычи Фазы-2 Шах-Дениза.

Возможной причиной отказа Азербайджана от трубопровода ITGI, ключевой частью которого является территория Греция, могло быть экономическое состояние страны. Однако если DEPA приобретет влиятельного инвестора, вопрос может быть пересмотрен.

### Перспектива для «Газпрома»

«Газпром» в Греции присутствует как поставщик газа и как участник в двух СП: South Stream Greece S.A. с DESFA S.A., учрежденных на паритетных основаниях с «Газпромом» в 2010 году для строительства греческой части газопровода «Южный поток», и в СП Prometheus Gas S.A. с долей 50%. Долю в СП Prometheus Gas «Газпром» унаследовал от советской структуры «Союзгазэкспорт», которая 1991 году заключила соглашение о сотрудничестве на газовом рынке Греции с частной греческой компанией Corpeleuzos. Prometheus Gas занимается строительством ряда энергетических объектов в Греции.

В греческом приватизационном тендере «Газпром» собирался участвовать вместе с партнером по этому СП, но в конечном счете подал самостоятельную заявку.

В случае победы «Газпром» получает контроль над оптовыми закупками и поставками импортного газа, 66% прав на управление национальной газотранспортной сетью, 51% действующих в стране газораспределительных компаний, 50% участия в СП IGI Poseidon и через него — в СП газопровода в Болгарию. Большой интерес для «Газпрома» должен представлять приемный терминал СПГ, имеющий на сегодня порядка 4 млрд м<sup>3</sup> в год свободных мощностей регазификации.

Перспектива заманчивая. Кроме того, сильные позиции в

### Сильные позиции в Греции помогли бы «Газпрому» продвигать собственные интересы в ЮВ Европе

Греции помогли бы «Газпрому» продвигать собственные интересы на газовых рынках Юго-Восточной Европы в противоборстве конкурентам, в том числе усилившимся в последнее время экспортным амбициям Азербайджана и Турции.

Однако результаты конкурса, скорее всего, должны быть одоб-

### Шансы «Газпрома» на победу очень малы, но они значительно увеличиваются в случае участия концерна в консорциуме-победителе

рены ЕС. Если так, то шансы российского концерна на победу очень малы. В то же время сосориться с основным экспортером газа в страну рискованно. Импортный контракт с «Газпромом» истекает в 2016 году, а газ второй стадии Шах-Дениза, если вообще достигнет Греции, начнет поступать не ранее 2017–2018 годов. Новых поставок из других источников к этому времени, если не считать эпизодических партий СПГ по разовым контрактам, не предвидится.

Стало быть, победителем конкурса должна стать дружественная «Газпрому» компания. Таким кандидатом в первую очередь видится ENI. Другим решением может стать консорциум, в состав которого, в качестве рядового участника, войдет «Газпром».

## ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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





www.ngv.ru

# ГАЗПРОМ НЕФТЬ: ИТОГИ СБЫТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



Александр КРЫЛОВ, директор дирекции региональных продаж компании «Газпром нефть», на брифинге в Санкт-Петербурге рассказал об итогах сбытовой деятельности за период с 2007 по 2011 год, а также о дальнейших планах и реализации нового моторного топлива G-Drive.

**С**вой рассказ Александр Крылов начал с истории формирования и развития сети

**С 2007 года компания увеличила число регионов присутствия с 14 до 27, количество станций с 754 до 1260**

АЗС под брендом «Газпром-нефть»: та успела побывать в разных ипостасях «Сибнефти»,

**До 2020 года планируется расширить географию присутствия до 36 регионов, а количество АЗС увеличить до 2100**

«Славнефти», «Новосибирскнефтепродукта» и «НК «Альянс». Розничный бизнес был представлен 754 АЗС, а география присутствия сети насчитывала 14 регионов.

**Объем капиталовложений на строительство и ребрендинг сети в 2012 году запланирован на уровне 8 млрд рублей**

При этом годовой объем розничных продаж достигал 2,3 млн тонн нефтепродуктов (средняя реализация на одной АЗС составляла 3 тыс. тонн в год), причем корпоративным клиентам доставалось только 900 тыс., а сами продажи осуществлялись преимущественно по талонам.

**В 2011 году количество магазинов на АЗС увеличилось до 585, против 280 в 2007 году**

С 2007 года компания увеличила число регионов присутствия с 14 до 27, расширив также сбытовую

сеть в странах Центральной Азии под единым розничным брендом. Сеть АЗС к концу 2011 года расширилась до 1260 станций: сбытами реализовано 5,6 млн тонн нефтепродуктов (5 тыс. тонн на одной АЗС). Общий объем продаж корпоративным клиентам в 2011 году увеличился по сравнению с показателем 2007 года на 100% и составил 1,8 млн тонн нефтепродуктов.

Поставки топлива на свои АЗС «Газпром нефть» осуществляет с собственных НПЗ — Московского, Ярославского и Омского — и с собственных нефтебаз — класса 3–5. На всех пунктах отгрузки существуют стационарные лаборатории контроля качества топлива, также используются мобильные лаборатории, которые производят анализ на месте в режиме реального времени.

## Ребрендинг

До 2020 года «Газпром нефть» планирует расширить географию присутствия автозаправочной сети до 36 регионов, а количество АЗС увеличить до 2100. На текущий 2012 год объем капиталовложений на строительство и ребрендинг сети запланирован на уровне 8 млрд рублей.

Розничный бренд был разработан для создания идентичности единой сети АЗС, которые теперь имеют унифицированный фирменный стиль, единую конструкцию зданий и навеса, что делает автозаправочные комплексы узнаваемыми. На всех АЗС помимо топлива представлены сопутствующие товары и услуги: магазин с продуктами, прессы и автохимией, банкомат, кафе, доступ в Интернет, а также подкачка шин и другие сервисы.

В рамках программы ребрендинга были разработаны пять типовых форматов АЗС, что способствовало

сокращению сроков проектирования и строительства до восьми месяцев. Кроме того, внедрение новых форматов АЗС позволило увеличить количество магазинов в два раза. В 2007 году их было 280, а в 2011 количество торговых павильонов на АЗС увеличилось до 585.

Реформа подразумевала и формирование комплексной системы управления персоналом АЗС, которая включает в себя подбор, обучение и адаптацию, мотивацию и аудит эффективности труда персонала.

Ныне функционируют 10 межрегиональных учебных центров для новых сотрудников с внедрением системы наставничества, а также 12 мобильных бригад с целью обеспечения индивидуальной теоретической и практической подготовки уже работающих сотрудников.

Также действует Школа менеджера АЗС для повышения квалификации управляющих и начальников участков. Для мотивации сотрудников проводятся конкурсы профессионального мастерства. Аудит соблюдения стандартов на станциях осуществляется на регулярной основе по системе «тайный покупатель».

## Топливо G-Drive

В 2011 году «Газпром нефть» вывела на рынок новое брендированное топливо G-Drive (октановое число 95), содержащее активный комплекс присадок, благодаря которым увеличивается эффективность работы двигателя до 12%. Независимые испытания на автомобилях различных марок показали, что динамика разгона автомобиля улучшается на 1,8 секунды.

При постоянном использовании бензина G-Drive снижается расход топлива и сокращается выброс вредных веществ. В частности, со-

держание окиси углерода в выхлопах снижается до 33%, — до 8%, оксидов азота — до 16%.

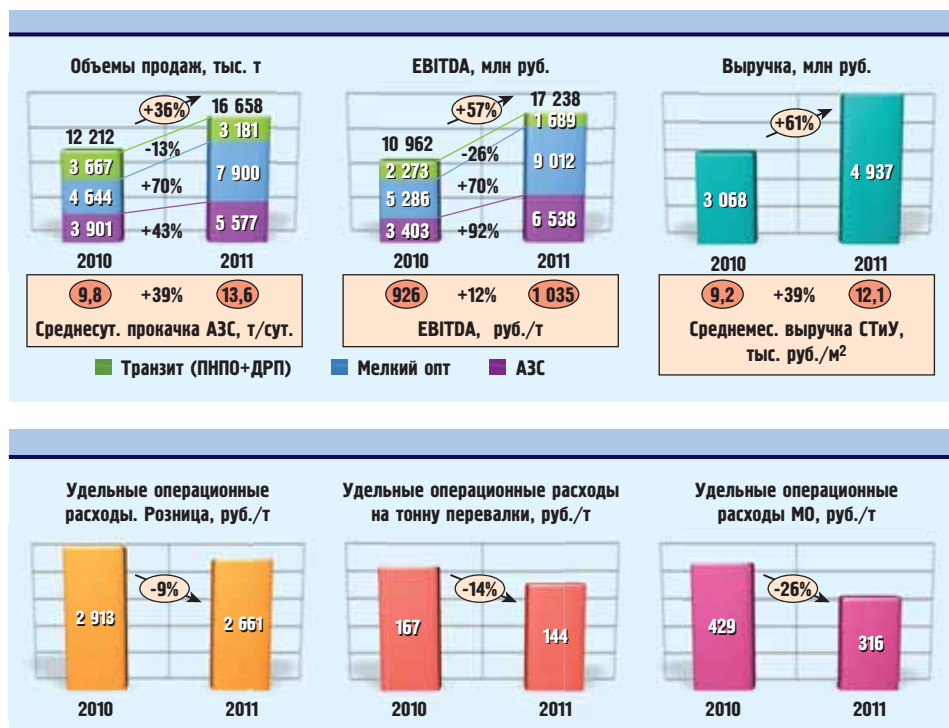
Сейчас доля данного вида топлива в корзине 95-го бензина на АЗС, реализующих G-Drive, составляет 24%. К 2020 году планируется увеличение данного показателя до 30%.

### Финансовые показатели

В 2011 году в сегменте розничных и оптовых продаж компании удалось достичь рекордного роста по всем направлениям развития. В частности, объемы реализации выросли на 36% (см. «Объемы продаж»), показатель EBITDA увеличился на 57% (см. «EBITDA»), а рост выручки сопутствующего бизнеса составил 61% (см. «Выручка»).

Одновременно со значительным увеличением реализации топлива и выручки сопутствующего бизнеса, важным достижением следует признать снижение удельных расходов на реализацию в розницу (см. «Удельные операционные расходы. Розница»), мелким оптом (см. «Удельные операционные расходы МО»), а также на перевалку нефтепродуктов (см. «Удельные операционные расходы на тонну перевалки»).

Удельные операционные затраты в рознице, которые при повышении качества сервиса должны расти, на заправочных комплексах компании показывают иную динамику за счет существенного прироста удельной прокачки на одну станцию. Это говорит о повышении эффективности работы АЗС.



Для сравнения: в 2007 году сеть «Газпромнефть» прокачивала 7,6 тонны в сутки, а 2011 год был закончен с показателем 14,2 тонны в сутки в среднем по России. Следует заметить, что по Стратегии 2020 планируемый уровень прокачки должен был составить около 12 тонн в сутки. Таким образом, поставленные задачи уже перевыполнены, и компании предстоит пересмотр стратегических ориентиров в данном направлении.

«При покупке и строительстве новых станций есть понимание, что средние показатели в инвестиционном проекте не должны быть меньше средних (как минимум) по-

казателей действующих АЗС компании. Если станции будут прохо-

**Топливо G-Drive содержит активный комплекс присадок, благодаря которым увеличивается эффективность работы двигателя до 12%**

дить по критериям окупаемости и эффективности, то почему нет? Хотя есть исключения, и некоторые случаи рассматриваются отдельно», — отметил Александр Крылов.

**В 2011 году в сегменте розничных и оптовых продаж компании удалось достичь рекордного роста по всем направлениям развития**

В дополнение к этому стоит отметить, что у компании су-

**В 2007 году сеть прокачивала 7,6 тонны в сутки, а 2011 год был закончен с показателем 14,2 тонны в сутки в среднем по России**

ществует программа по реализации неэффективных активов: продаются все АЗС, которые не вписываются в нормы эффективности по удельной прокачке.



# НАЛОГ НА НЕФТЬ: ФОРМАЛЬНОСТИ И НЕФОРМАЛЬНОСТИ



К льготам и дотациям привыкают быстро. Причем как их получатели, так и регуляторы, раздающие бонусы за счет нефтяников. В стране сформирован неформальный «налог на нефть», вымывающий все еще тугие кошельки компаний. «Налог» носит ручной характер: законодательство заменено распоряжениями правительства: «ты виноват уж тем, что хочется мне кушать!» Де-юре — его нет, де-факто — счет на недополученную прибыль нефтяников с момента введения «налога» идет уже не на десятки, а на сотни миллиардов рублей. «Налог» комбинирован: изъятие денег увязано с (а) вольно определяемыми штрафами за монополизм на рынке и сжигание ПНГ, (б) с политическими обещаниями, явно выраженными в ходе национальных избирательных кампаний, включая заморозку цен на фоне роста топливного акциза — вместе с ростом экономических потерь одних повышается политический рейтинг других, (в) с вмененным обязательством модернизировать переработку нефти и не отапливать атмосферу, (г) с сезонным дотационным финансированием сельхозпроизводителей за счет скидки на топливо...

«Налог» размыт по времени (исключая посевные и уборочные работы) и суммам, зависит от аппетита и прихоти государства: прозрачностью и стабильностью инвестиционного режима здесь и не пахнет.

Но отмерить «налог» может только физически: либо цены — об асфальт, либо нефти — на доньшке.

**Р**оссия за декаду благополучия на глобальном рынке нефти не преуспела в создании прозрачных и прогнозируемых правил игры в широком смысле этого слова: стратегии, законодательства и фискальной системы. Хотя именно нефтянка является источником денег, на которых зиждется относительное благополучие всей страны.

К слову о налогах. В последние годы стали широко использоваться новые способы отъема денег у отрасли, которые по своим финансовым результатам тянут на статус нового неформального налога.

## ФАС в роли мытаря

В рамках трех волн антимонопольных дел ФАС оштрафовала пять вертикально интегрированных нефтяных компаний: «Роснефть», «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР и «Башнефть». По словам замруководителя ФАС Анатолия Голомолзина, суммарный штраф для «Газпром нефти» составил около 7 млрд руб., «Роснефти» — 5,3 млрд руб., ЛУКОЙЛа — 4 млрд руб., ТНК-ВР — 3,7 млрд руб. и «Башнефти» — 778 млн руб. Таким образом, три волны штрафов обошлись нефтяным компаниям почти в 21 млрд рублей, или примерно в \$700 млн.

Кроме того, региональные управления ФАС возбуждали дела и штрафовали сбытовые структуры нефтяных компаний в российских регионах. Это дополнительные деньги к \$700 млн санкций по трем волнам федеральных антимонопольных дел.

Насколько объективны претензии антимонопольного ведомства к нефтяникам? Понятное дело, обвинители и обвиняемые считают правыми себя, но относятся к разным весовым категориям.

## Нестыковки

В качестве иллюстрации приведем две цитаты. «ФАС России

считает недопустимым, когда оптовые цены топлива НПЗ выше не только уровня цен «нетбека», но и уровня мировых цен. Поддерживая цены на монопольно высоком уровне, указанные нефтяные компании не только ущемляют интересы потребителей, но и ограничивают возможность свободного оборота нефтепродуктов на оптовом рынке в границах РФ, особенно в период, когда на НПЗ других нефтяных компаний проводится ремонт», — заявил замруководителя ФАС Анатолий Голомолзин, комментируя возбуждение дел в отношении ТНК-ВР и «Башнефти».

А вот что Анатолий Николаевич ответил на вопрос от пользователя Интернет во время пресс-конференции в марте 2012 года. Вопрос был такой: «Почему снова фигурирует формулировка «необоснованный рост цен», ведь нефтяные компании продают на внутреннем рынке нефтепродукты дешевле экспортного паритета, не имея возможности ничем компенсировать упущенную выгоду?»

«Есть общее требование законодательства о недопущении необоснованного роста цен. Есть некоторая озабоченность наших граждан, для которых рост цен вызывает целый ряд проблем. Поэтому задача уполномоченных органов такой необоснованный рост цен не допускать, что мы и делаем, активно применяя нормы антимонопольного законодательства как в рамках трех волн дел о нарушениях антимонопольного законодательства и нескольких сотен дел, которые нами рассмотрены на региональных рынках», — сказал Анатолий Голомолзин.

Если коротко: потребители недовольны, значит, цены растут необоснованно.

Во время бензинового кризиса и высоких цен экспортный паритет являлся ориентиром, на который обращала внимание ФАС. Однако когда выросли мировые цены и акциз, вылившийся в значительное превышение экспортным паритетом цен на внутреннем рынке, ФАС решила не замечать сложившуюся опасную ситуацию.

Не это ли типичный пример избирательного применения антимонопольного законодательства?

Не свидетельствует ли это о том, что ведомство, призванное защищать рынок и рыночные принципы ценообразования, занимается определением цен? Там, где есть прямое вмешательство чиновников в работу рынка, пускай и через создание «объективных» условий для снижения внутренней цены бензина, обязательно образуется недополученная производителями прибыль.

Наконец, как в этой ситуации трактовать штрафы по антимонопольным делам? Не стали ли они разновидностью нового налога на нефть и финансовым подспорьем для выполнения непомерно щедрых предвыборных обещаний?

### Убытки, которые принято отрицать

Развивая тему, попытаемся более-менее точно оценить потери нефтяников. Для этого воспользуемся тремя индикаторами цен, которые продвигает ФАС, — биржевыми ценами, ценами зарегистрированных внебиржевых сделок и экспортным паритетом, рассчитанным ММВБ-РТС, — и посмотрим, что же за арбитраж между ними получается (см. «Цены на бензин Регуляр-92 и экспортный паритет» и «Цены на бензин Премиум-95 и экспортный паритет»).

На рисунках представлены средневзвешенные за месяц биржевые и внебиржевые цены, а также среднеарифметические значения экспортного паритета для Московского НПЗ в направлении Северо-Западной Европы. Москва является крупнейшим в стране региональным рынком моторных топлив, поэтому не будет большой ошибкой взять за основу экспортный паритет именно на Московском НПЗ.

До Нового года рынок находился в своей стандартной конфигурации: внутренние цены превышали экспортный паритет. Российские потребители были защищены от перебоев в поставках топлив более высокой привлекательностью внутреннего рынка по сравнению с экспортом.

Если усреднить биржевую и внебиржевую цену на Регуляр-92 с января по первую половину

Цены на бензин Регуляр-92 и экспортный паритет



Цены на бензин Премиум-95 и экспортный паритет



апреля и сопоставить полученное значение со средним экспортным паритетом за тот же период, то экспорт бензина оказывается примерно на 5100 руб./т выгоднее его продажи на внутреннем рынке. В

**В стране неформально действует «налог на нефть»: недополученная прибыль нефтяников исчисляется уже не десятками миллиардов рублей**

случае Премиум-95 экспорт получается на 3300 руб./т прибыльнее по сравнению с реализацией на внутреннем рынке. И это, отметим, происходит на фоне действия заградительной 90%-ной экспортной пошлины на бензин.

По данным Минэнерго, с января по 11 апреля 2012 года на внутренний рынок отгружено 6528,5 тыс. тонн автобензина Регуляр-92 и 2240,9 тыс. тонн Премиум-95. Зная оценку потерь с каждой тонны, получаем, что за

### Поставки ГСМ сельхозпроизводителям

|                    | Автобензин    | Дизтопливо       |
|--------------------|---------------|------------------|
| Роснефть           | 4,220         | 311,040          |
| ЛУКОЙЛ             | 15,940        | 259,490          |
| ТНК-ВР             | 4,300         | 203,820          |
| Газпром нефть      | 10,910        | 124,570          |
| Сургутнефтегаз     | 17,140        | 158,280          |
| ФортеИнвест        | 5,780         | 48,000           |
| ТАИФ-НК            | —             | 79,000           |
| Альянс             | 1,599         | 9,188            |
| Башнефть           | 2,000         | 48,660           |
| Газпром            | 2,040         | 55,490           |
| Новошахтинский НПЗ | —             | 15,000           |
| <b>Всего</b>       | <b>63,929</b> | <b>1 312,538</b> |

этот период отрасль недополучила на рынке автобензина в сумме 40,7 млрд рублей.

### Все более льготные ГСМ для села и предвыборная заморозка цен с января по апрель с.г. уже вылились в 50–60 млрд рублей потерь для нефтяников

Это ориентир, но не на 100% точная цифра. Многие заводы расположены от экспортных терминалов дальше Московского НПЗ, соответственно, экспортный паритет на этих предприятиях будет меньше. С другой стороны, в отсутствие заградительных пошлин экспортный паритет возрастает примерно на \$100/т, а вместе с ним и оценка недополученной прибыли.

### Для сравнения: только прошедшие волны антимонопольных штрафов обошлись нефтяным компаниям почти в 21 млрд рублей

Снова процитируем А.Голомзина: «В конце 2011 года — начале 2012 года ситуация сложилась таким образом, что эти индексы оказались максимально приближенными друг к другу. Это означает, что в этот период как раз сложилась наиболее благоприятная ситуация именно для рыночного ценообразования».

Действительно, на рисунках виден период в декабре-январе, когда три ценовых индикатора оказались близкими друг к другу, и замглавы ФАС назвал такую си-

туацию позитивной. Когда индексы снова разошлись, что особенно заметно на примере массового Регуляр-92, ФАС об этом просто промолчала. Судью на мыло?

Но оставим в покое подневольное высшему руководству ведомство. В начале апреля вице-премьер по ТЭК И.Сечин заявил, что правительство не видит необходимости компенсировать нефтяникам доходы, недополученные из-за удержания цен на топливо в первом квартале этого года, поскольку убытков компании не понесли.

«Они, конечно, обращаются. Но мы считаем, что убытков пока нет. Конечно, хочется поднимать эффективность, но надо делать это корректно, рыночным образом. Мы с ними работаем. Надо устранять экономически нецелесообразных посредников при экспорте».

Сразу хочется спросить: «Экономически нецелесообразные посредники — это Gunvor и Warty International?»

### Скидка растет как на дрожжах

Под Новый год руководство страны вновь великодушно предоставляет сельхозпроизводителям скидку, конечно же, за счет нефтяников. И из года в год все идет по нарастающей: то объемы льготного ресурса увеличат, то размер скидки, или базовую цену подгонят таким образом, чтобы она оказалась самой низкой из возможных. Компаниям же ничего не остается делать, кроме как завить

в пресс-релизе о социальной ответственности и распрощаться с недополученной прибылью.

Поначалу программа поставок селу льготных ГСМ не была сверхобременительной для нефтяной отрасли. Так, в 2009 году преференции оценивались в 3–5 млрд рублей. В 2010 году сельхозпроизводители сэкономили около 5,5 млрд, по данным Минэнерго.

Но аппетит приходит во время еды, и в 2011 году объем преференций достиг 18,5 млрд рублей. Всего в прошлом году сельхозпроизводители получили по сниженным ценам 2684,1 тыс. тонн ГСМ, в том числе 124 тыс. тонн автобензина и 2560,1 тыс. тонн дизельного топлива. При этом согласованные объемы поставок ГСМ в 2011 году составили 2958,4 тыс. тонн, увеличившись на 36,7% больше по сравнению с 2010 годом.

На март-июнь 2012 года Минэнерго и Минсельхоз согласовали поставки льготного топлива в объеме 1376,5 тыс. тонн, в том числе 63,9 тыс. тонн автобензина и 1312,5 тыс. тонн дизельного топлива (см. «Поставки ГСМ сельхозпроизводителям»). Объем ГСМ увеличен на 15,8% по отношению к поставкам в весенний период 2011 года.

Ожидаемый объем преференций, предоставленный нефтяными компаниями сельхозпроизводителям, только в первом полугодии 2012 года составляет около 12 млрд рублей (а впереди — уборочная страда). Согласно постановлению правительства, скидка составляет 30% оптовой цены, сложившейся в регионе на 31 декабря 2011 года, но не ниже себестоимости производства и реализации ГСМ. Эта норма будет действовать до 1 июля 2012 года. Как заявил Владимир Путин, в результате литр топлива для АПК будет стоить чуть более 16 рублей, что почти в два раза ниже розничной цены.

### Сколько потеряли?

Объем скидки в денежном выражении не позволяет в полной мере оценить потери нефтяных компаний. Иными словами, заявленная экономия сельхозпроизводите-

лей на уровне 18,5 млрд рублей в 2011 году и 12 млрд рублей в первом полугодии текущего года — это лишь часть средств, недополученных нефтяной отрасли.

Из года в год от участников рынка поступают сообщения о перепродаже дизельного топлива сельхозпроизводителями. Текущий 2012 год не стал исключением. «Рынок дизельного топлива находится в подавленном состоянии. «Роснефть» в конце марта — начале апреля продала на бирже крупный объем топлива. Кроме того, колхозники начали приторговывать дизелькой. Берут примерно по 19000 руб./т и потихоньку торгуют по 22000–23000 руб./т», — рассказал источник на рынке.

Для вида каждый год соответствующие органы ловят и показательно наказывают нескольких неудачливых торговцев льготным дизелем, но перепродажи поборот не удастся. В результате региональные рынки дизельного топлива становятся менее предсказуемыми, а также существенно ухудшается их конъюнктура.

Строго говоря, поле для незаконной деятельности в 2012 году увеличилось. Во-первых, согласно техническому регламенту, сельхозпроизводители получают разрешенное к обороту на внутреннем рынке дизельное топливо с содержанием серы 500 ppm, или менее. Такое же топливо разрешено продавать на заправках. Ранее действовала норма регламента, которая позволяла поставлять сельхозпроизводителям дизельное топливо с содержанием серы 2000 ppm, а на заправках разрешалось продавать только низкосернистые марки дизтоплива.

В прошлом году согласованные объемы льготных ГСМ составили 2,96 млн тонн, а выбрали сельхозпроизводители 2,68 млн тонн ресурса, или около 91% выделенного объема. Несмотря на неполную выборку, правительство увеличило согласованный объем льготных ГСМ на первое полугодие 2012 года на 15,8%. Найти ресурс для перепродажи стало гораздо проще.

Однако потери не ограничиваются скидкой и испорченной конъюнктурой региональных рынков. В текущем году нефтяные ком-

### Акциз вырос, нефть подорожала, но цене бензина на заправках приказано на это не реагировать

пании получили регионы для поставок льготных ГСМ, в которых не работают их сбытовые структуры. Например, «Сургутнефтегаз» в марте-июне должен поставить сельхозпроизводителям Оренбургской

### ФАС на ходу меняет ориентиры. Netback низкий — ориентируемся на него, высокий — игнорируем: если потребители недовольны, значит, цены растут необоснованно

области 28 тыс. тонн дизельного топлива, Тюменской области — 1,3 тыс. тонн автобензина и 24,07 тыс. тонн дизельного топлива. Сбытовые предприятия компании работают в Санкт-Петербурге и Ленин-



**НЕКОМФОРТНЫЕ УСЛОВИЯ ТРУДА?**

**ЗА НИХ ВАМ ПРИДЕТСЯ ДОПЛАТИТЬ!\***

**\* С 1 СЕНТЯБРЯ ИЗМЕНИЛСЯ ПОРЯДОК АТТЕСТАЦИИ РАБОЧИХ МЕСТ**



группа компаний  
**ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ**

Аттестация рабочих мест. Безопасность труда.  
Международные системы менеджмента  
(ISO 9001, ISO 140001, ISO 50001, OHSAS 18001 и др.)

(812) 334-5984, (499) 176-8772 [www.gce.ru](http://www.gce.ru)

градской области, Новгородской, Псковской, Тверской и Калининградской областях.

## **И.Сечин: правительство не видит необходимости компенсировать нефтяникам недополученные доходы, поскольку убытков компании не понесли (!)**

Таких примеров распределения регионов ответственности среди нефтяных компаний немало. Значит, производителям предстоит нести дополнительные издержки, связанные с закупкой друг у друга автобензина и дизельного топлива под программу поставки льготных ГСМ.

## **Изъятые миллиарды в отрасль не возвращаются: в прошлом году государство вернуло только 0,1% федерального бюджета**

Стоит ли ждать изменений? В конце марта ФАС и МЭР предложили каждый по альтернативе действующей сейчас программе поставок льготных ГСМ. Первое ведомство выступило за замену программы специальной биржевой сессией с компенсацией сельхозпроизводителям затрат, которые возникнут из-за изменения схемы льготирования. В свою очередь, МЭР выступило за субсидирование сельхозпроизводителям ставок по кредитам.

## **Опасная привычка: правительству понравилось делать подарки за чужой счет. Нефтяники: потеряли на льготах и дотациях — сэкономили на инвестициях**

Однако в этом уравнении есть еще две переменных. Первая — Минфин, которое в обоих предложениях в первую очередь увидит рост расходов бюджета, а потому скажет вполне ожидаемую фразу: «Нет денег».

Вторая переменная — это правительство. В любом случае, 30%-ная скидка и из года в год растущие объемы поставок льготных ГСМ ценятся выше, чем биржевые торги и субсидирование ставок по кредитам вместе взятые. Изменение схе-

мы предоставления льгот грозит ростом недовольства сельян сразу после инаугурации старого-нового президента. Так насколько реалистична какая-либо корректировка?

### **Привыкли к хорошему?**

Приведенные примеры — антимонопольные штрафы и заигрывание с автовладельцами и сельхозпроизводителями — не так далеки друг от друга, как может показаться на первый взгляд. Да, эти меры продвигаются разными ведомствами, у каждого из которых своя роль в расписке. Но смысл-то не меняется: правительство прочно подсело на заигрывание с электоратом, да еще и за чужой счет. Справедливости ради, электорат тоже подсел — привык к дешевому бензину на заправках и к льготным ГСМ для посевной и уборочной кампаний.

В 2009 году, когда заигрывание только начиналось, счет потерь нефтяной отрасли шел на несколько миллиардов рублей. Текущий 2012 год побьет все рекорды. Уже сейчас, по состоянию на середину апреля, можно говорить примерно о 50–60 млрд рублей, которых лишилась отрасль из-за populistских шагов правительства. Миллиардов, которые в отрасль не вернутся (государство в прошлом году возвратило отрасли 0,1% бюджета).

Добавим предстоящие экологические штрафы как еще одну разновидность «налога на нефть» и введем коррупционную поправку — получим новые невозвращаемые миллиарды.

На протяжении последних десяти лет «Вертикаль» задает один и тот же вопрос: почему при такой рентабельности и при таких текущих дивидендах ВИНК надо заставлять инвестировать в ГРП, в модернизацию переработки, в рациональное использование ПНГ, в экологию? Может, не алчность первопричина, а нежелание рисковать тем, что уже получил? Получается, что власть не хочет и не может создать системные правила, ее устраивает ручное управление, а нефтяники — не имея

долговременных правил и ожидая от власти лишь увеличения дополнительных изъятий — руководствуются только конъюнктурными интересами, не оставляя на завтра то, что можно получить сегодня.

Еще и потому, что власть, как правило, точно попадает только пальцем в небо. Отняли право второго ключа у субъектов Федерации — совсем лишились контроля за рациональным недропользованием, выполнением лицензионных соглашений и экологией; на нефтяные болота министр Ю.Трутнев обратил внимание лишь из-за нужды в политической мести «танкистам» за срыв сделки «Роснефти» с BP.

Отменили отчисления на ВМСБ — получили Западную Сибирь с устойчиво падающей добычей. Ограничили себя поиском ресурсов, но не запасов, получили дутые цифры: министр С.Шматко договорился до 40-летней (!) обеспеченности запасами даже при сохранении нынешнего уровня инвестиций.

С потолка установленный срок дозволенного сжигания ПНГ уже прошел: никто из тех, кто готовил распоряжение, не удосужился оценить ни технологические, ни организационные возможности — лучшие компании в лучшем случае («Сургутнефтегаз» — исключение) этого могут достигнуть лишь в 2014 году.

К десяткам аналогичных примеров относятся и неуклюжие попытки «морозить» топливные цены — дело дошло до дефицита нефтепродуктов и топливных кризисов. Приняли топливный регламент, чуть не лишили в одночасье автовладельцев того бензина, на который большинство автомобилей России и было рассчитано...

И поскольку конца точечности не видно, в голову и приходит вывод: что-то менять мы будем только тогда, когда либо нефть надолго подешевеет, либо сама по себе станет дефицитом. Когда придется попрощаться не только с неоправданно дешевым бензином на заправках и с дармовыми ГСМ для села, но и с тем благодеянием, которое нефть и предоставляла. ■

**1 ИЮНЯ**

2012 года, Москва



II Международный форум  
**АВИАТОПЛИВО '2012:**  
прогноз потребления, учет, качество



**Организатор форума:**

Нефтегазовый журнал «ИнфоТЭК»

телефон/факс: (495) 669-70-07

e-mail: [rustam@citek.ru](mailto:rustam@citek.ru), [uliana@citek.ru](mailto:uliana@citek.ru)

web: [www.citek.ru](http://www.citek.ru)



# ВЛАДИМИР КАШИН:

## ПРИОРИТЕТ – НАЦИОНАЛЬНЫЕ ИНТЕРЕСЫ



Комитет Госдумы РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии традиционно играет значительную роль в формировании правил игры для компаний нефтегазового сектора. В частности, комитет формирует для депутатов Госдумы РФ предложения по изменению законодательства о недрах. В новом составе нижней палаты российского парламента комитет возглавил Владимир КАШИН, один из лидеров фракции КПРФ. Прежде чем возглавить комитет, Владимир Иванович в течение двух предыдущих созывов был его зампредом. По словам В.Кашина, комитет будет и поддерживать, и предлагать меры, поощряющие эффективное недропользование, снижающие административные барьеры. Однако для начала нужно разобраться, где кончаются административные барьеры и начинается анархия. У законодателей, как и у врачей, основной должна быть заповедь «не навреди». Реформирование законодательной базы в сфере недропользования необходимо, но поспешность в принятии решений может сыграть против всех...

**Ред.:** Владимир Иванович, вы уже девятый год работаете в Комитете по природопользованию, два предыдущих созыва — в должности зампреда, теперь возглавили комитет. Безусловно, вы хорошо знакомы с законодательством о недрах. Что вам в нем не нравится?

**В.К.:** На эту тему можно говорить очень долго. Прежде всего, пора критически пересмотреть практику перманентного совершенствования закона о недрах. Только за последние четыре года закон о недрах изменялся 19 раз.

**Дезориентация государственной политики привела к последствиям, которые ныне присущи отрасли, — таковы закономерные итоги любых крайностей**

А если говорить о частностях, то нужно уточнять понятийный аппарат. Например, что такое «существенные условия лицензии»? А «систематическое нарушение правил недропользования»? Эти понятия никак в законодательстве не раскрываются, предо-

ставляя широкие возможности для их произвольного толкования и применения. Сужение и четкое определение положений, ведущих к отзыву лицензии, позволило бы инвесторам чувствовать себя более защищенными.

Российское законодательство недостаточно четко регулирует процедуру передачи или распределения объектов обустройства в границах лицензионного участка в случае утраты лицензионных прав владельцем лицензии. Это чревато возникновением конфликтов между прежним недропользователем, обладающим правом собственности на объекты инфраструктуры проекта, и новым пользователем, получившим право пользования недрами на этом участке.

В соответствии с действующим законом о недрах в случае переоформления лицензии новому пользователю передается все имущество, необходимое для осуществления деятельности, указанной в лицензии на пользование участком недр, в том числе из состава имущества объектов обустройства в границах лицензион-

ного участка. Это требование выглядит логичным, если речь идет о проектах на продвинутой стадии реализации со всей соответствующей инфраструктурой и оборудованием. Но применение таких ограничений к проектам, находящимся на ранней стадии геологического изучения, когда подобные активы отсутствуют, выглядит необоснованным.

**Ред.:** У нефтяников много претензий к нынешней практике получения разрешительной документации на земельные участки, используемые в целях недропользования...

**В.К.:** Согласен, процедура изъятия земельных участков для государственных или муниципальных нужд, в том числе и в целях пользования недрами, неоправданно усложнена и запутана. В этой области необходимо законодательно урегулировать как минимум три первоочередных вопроса.

Во-первых, определить, что изъятие для целей недропользования подпадает под категорию изъятия для государственных и муниципальных нужд. Во-вторых, установить механизм и принципы эффективной и справедливой компенсации владельцам земельных участков. В-третьих, установить гарантии своевременного изъятия участков (по лицензиям на разведку и добычу до предоставления лицензии) для целей недропользования.

Что касается пользования участком недр на стадии геологического изучения, то на данной стадии изъятие земель было бы нецелесообразно, учитывая тот факт, что геологическое изучение по своей природе скоротечно и может успешно сосуществовать со многими другими видами землепользования. Однако и на этой стадии необходимо выработать механизм, обеспечивающий незамедлительное предоставление такого участка в аренду по требо-

ванию недропользователя или распорядителя недр.

Кстати, летом прошлого года вступил в силу принятый Государственной Думой закон, который можно расценить как первый шаг в нужном направлении. Установлено, что земельные участки, находящиеся в государственной или муниципальной собственности, предоставляются пользователям недр в аренду без проведения торгов (конкурсов, аукционов) после получения лицензии на пользование недрами и оформления геологического отвода и (или) горного отвода.

Думаю, на этом мы не остановимся. И соответствующая работа будет продолжена.

**Ред.:** Как будут выстраиваться дальнейшие отношения с МПР РФ?

**В.К.:** Наверное, главное, это наше общее стремление к совместной созидательной работе. Недавнее выездное совещание комитета в МПР — довольно успешная попытка отрегулировать механизмы взаимодействия, чтобы быстрее и эффективнее принимать законы, помогающие оптимизировать пользование природными ресурсами и охрану окружающей среды.

Есть общее понимание, что и законодательное регулирование, и правоприменение по всем направлениям деятельности нуждается в совершенствовании. Было важно услышать от Юрия Трутнева, что министерство готово к обсуждению этих вопросов в любой части, в любом формате, что к обсуждению совместных вопросов готовы в любое время и в любом режиме все представители руководства министерства.

**Ред.:** А конкретные направления совместной деятельности обсуждались?

**В.К.:** Одна из важнейших тем для совместной работы, которая обсуждалась, это утилизация попутного газа. Негоже выбрасывать в атмосферу гигантские объемы вредных веществ, получаемых в результате сжигания на факелах ПНГ. Тем более что речь идет о ценнейшем невозобновляемом природном ресурсе.

Если наши нефтегазовые компании позволяют себе такое, то, наверное, им и так неплохо сегодня живется. Нынешние условия ведения бизнеса и на фоне вопиющей расточительности позволяют им иметь хорошие зарплаты и прибыли. Общая задача государственных структур, министерства и нашего комитета — объединить усилия.

Полагаю, заслуживают поддержки инициативы министерства, предполагающие подготовку поправок в законодательство, направленных на уточнение содержания лицензий, установление прозрачной процедуры торгов на право пользования недрами, проведение инвестиционных конкурсов, предоставление права пользования недрами единственному участнику аукциона, если такой аукцион признан состоявшимся.

В ходе нашего совместного заседания был анонсирован законопроект «Об инвестиционных конкурсах». Он предлагает включать в лицензию обязательства недропользователя осуществлять переработку полезного ископаемого на территории России, с тем чтобы получить максимальную прибавочную стоимость и максимальную добавленную стоимость на территории именно нашей страны, а не экспортировать сырой товар.

Еще один важный законопроект, над которым работают в министерстве, посвящен формированию ликвидационных фондов. Будет предложен механизм накопления средств в процессе реализации проекта, для того чтобы к концу его реализации у недропользователя гарантированно были необходимые средства на ликвидационные мероприятия.

В перспективе может появиться ряд предложений по внесению изменений, направленных на совершенствование функций государственного надзора и контроля над исполнением условий лицензионных соглашений с целью обеспечения рационального и комплексного использования недр. Есть и предложения по либерализации освоения континентального шельфа. Будем думать.

**Ред.:** Опыт показывает, что инициативы министерства, как правило, очень долго идут до парламента. А какие законопроекты будут рассматриваться в ближайшее время?

**В.К.:** Госдума утвердила примерную программу законопроектной работы на весеннюю сессию. Хотел бы упомянуть о некоторых законопроектах, наиболее важных для читателей «Вертикали».

### **В целях создания оптимальных условий сотрудничества недропользователей и государства необходим конструктивный диалог с аудитом имеющихся проблем**

Готовим к принятию очередной пакет поправок в закон о недрах. Правда, они большей частью касаются общераспространенных полезных ископаемых.

### **Разумное и гибкое регулирование нефтегазового комплекса со стороны государства является необходимой предпосылкой его эффективного развития**

В июне мы планируем провести парламентские слушания, посвященные направлению совершенствования государственной системы лицензирования пользования недрами. Тема очень важная, и, надеюсь, по результатам дискуссии появятся конкретные предложения, которые обеспечат позитивные подвижки.

### **Приоритетные задачи комитета: укрепление позиций государственного влияния и контроля и обеспечение энергетической безопасности страны**

Собираемся провести парламентские слушания по теме совершенствования федерального законодательства в целях повышения инвестиционной привлекательности пользования недрами как на суше, так и на континентальном шельфе. Но это, наверное, уже в осеннюю сессию. Нужно основательно подготовиться. Да и много других неотложных вопросов, над решением которых работает комитет.



Особое место в связи с мексиканскими событиями, с потерей буровой платформы и гибелью

**В центре внимания также остаются вопросы поддержания высокого уровня рентабельности в нефтегазовом секторе, обеспечение безопасности поставок**

людей уже у нас, в Охотском море, занимает тема защиты морской среды от загрязнений нефтью: очевидна необходимость усилить нашу активность по принятию соответствующих законов.

**Ред.:** То есть в ближайшие месяцы радикальных изменений в законодательстве, регулирующем правила недропользования для нефтегазовых компаний, не предвидится?

**В.К.:** Безусловно, никаких революций не будет. Будет системная размеренная работа.

**Будем последовательно заниматься вопросами мотивирования предприятий на разработку и использование инновационных технологий**

Что касается защиты морей от нефтяного загрязнения, у нас действительно на рассмотрении есть проект федерального закона №572971-5 «О внесении изменений в федеральные законы «О континентальном шельфе Российской Федерации» и «О

внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации». Он направлен на разрешение вопросов особенностей эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок, подводных трубопроводов и проведения буровых работ.

Однако окончательного решения пока нет. Мы анализируем, достаточно ли данного акта или все же необходимо отдельное регулирование, т.е. совершенно новый акт.

Предложений поступило много. Посмотрим их. Подумаем.

**Ред.:** Владимир Иванович, в последнее время наблюдается усиление государственных позиций в минерально-сырьевой базе. Как вы считаете, это правильно?

**В.К.:** По этому вопросу имеются два полярных подхода.

Первый — необходимость государственного регулирования в достаточно жесткой форме.

Так, в США еще в середине XIX века были предприняты первые попытки государственного регулирования нефтяной промышленности. С тех пор роль государства в управлении нефтяным сектором во многих странах с развитой рыночной экономикой всегда была значительной.

Отправной точкой в нефтяной политике этих стран являются национальные интересы, а не интересы собственно нефтяной отрасли. Причем, политика эта гибкая:

в трудные времена она предельно ужесточается, а после преодоления кризисных периодов — либерализуется.

Государственное регулирование в основном охватывает экономное расходование национальных ресурсов углеводородного сырья, контроль цен на нефть и нефтепродукты, введение, установление размера и отмену квот на ввоз и вывоз сырья, контроль за соблюдением условий контрактов и т.д.

Важно отметить, что все регулирующие акты государства принимаются, исходя из глубокого анализа конъюнктуры на внутреннем и мировом рынках и прогноза наметившихся тенденций. Разумное и гибкое регулирование нефтегазового комплекса со стороны государства является необходимой предпосылкой его эффективного развития и соблюдения интересов общества в целом.

Есть и второй подход. Но он, скорее, ошибочный. Мол, всякое вмешательство государства есть вред, поскольку отождествляется с возвратом к старым методам управления. К сожалению, в России этот подход и возобладал — сфера недропользования практически перестала быть объектом государственного регулирования, что в немалой степени способствовало развитию негативных явлений как в нефтегазовом комплексе, так и в целом по минерально-сырьевой базе.

Дезориентация государственной политики привела к послед-

ствиям, которые можно наблюдать в данном секторе экономики. И следует признать — таковы закономерные итоги любых крайностей.

**Ред.:** Довольно неожиданным выглядит утверждение, что сфера недропользования практически перестала быть объектом государственного регулирования. Ведь на протяжении продолжительного времени законодательство о недрах развивается преимущественно в сторону усиления рычагов госконтроля. Вы считаете, что законодательство нужно ужесточать и дальше?

**В.К.:** Боюсь, что это всеобщее заблуждение. Усиление рычагов госконтроля у нас тождественно увеличению количества административных барьеров. В этой части — да, госконтроль усилился, но что в этом хорошего? Я же говорил об отсутствии сбалансированной государственной политики. Согласитесь, она определяет экономико-правовую среду, адаптивностью используемых средств и активностью участия государства.

В целях создания оптимальных условий сотрудничества недропользователей и государства необходим конструктивный диалог с аудитом имеющихся проблем. Мы обязаны выработать такие подходы, при которых первые были бы побуждены с наибольшей отдачей рационально использовать предоставленный им государством ресурс, а государство со своей стороны обеспечило бы для этого стабильный, предсказуемый и законодательно закреплённый режим. Но для этого все барьеры должны быть выявлены и устранены.

При этом, конечно, государственное воздействие должно осуществляться только законодательными методами на основе учета интересов федерального центра, регионов и частных компаний. Условия соблюдения баланса их интересов и правовой механизм реализации должны быть ясно отражены и императивно установлены в соответствующих законодательных актах. Вот что я имел в виду.

**Ред.:** Комитет определился с задачами и направлениями работы на долгосрочную перспективу?

**В.К.:** Да, мы сформировали перечень приоритетных задач. Прежде всего, это укрепление позиций государственного влияния и контроля по тематике комитета, обеспечение энергетической безопасности страны.

В центре внимания остаются вопросы развития национальной нефтегазовой промышленности. Это магистральное направление включает такие аспекты, как поддержание высокого уровня рентабельности в нефтегазовом секторе экономики, обеспечение безопасности поставок углеводородного сырья.

Будем последовательно заниматься вопросами мотивирования предприятий на разработку и использование инновационных технологий. Это позволит снижать издержки, повышать доходы предприятий, улучшать условия труда и экологическую обстановку.

И, конечно, одним из приоритетов остается создание благоприятных условий для привлечения инвестиций.

Эффективная реализация всех поставленных задач позволит переломить существующие тенденции и минимизировать все негативные явления в данном секторе экономики.

И в целом это, несомненно, обеспечит повышение уровня благосостояния нашего государства.

**Ред.:** В начале интервью вы высказали неудовлетворенность тем, что законодательство о недрах меняется слишком часто и бессистемно. В свое время бурно обсуждалась идея кодификации законодательства о недрах. Как вы считаете, не пришло ли время заняться этим вплотную?

**В.К.:** Признавая необходимость совершенствования законодательства, хотелось бы отметить, что исходя из классической идеи кодификации, то есть объединения в едином документе уже существующих правовых норм, данная идея будет сложно реализуема на практике. Для формирования нового документа

существующих норм явно недостаточно, а оперативно разработать качественную нормативную базу достаточно сложно.

## **И, конечно, одним из приоритетов остается создание благоприятных условий для привлечения инвестиций**

Моя позиция как законодателя проста. Нам необходимы такие законы, которые регулируют отношения в своей сфере деятельности и, по возможности, не вторгаются в смежные. Все смежные законы должны быть четко взаимоувязаны — они не должны мешать и противоречить друг другу. Кроме того, законы должны быть максимально четкими и конкретными, не оставлять простора для домысливания и содержать в себе нормы прямого действия.

## **Эффективная реализация всех поставленных задач позволит переломить существующие тенденции и минимизировать негативные явления**

Для этого нам нужна четкая позиция по реформированию законодательства и план ее реализации на перспективу. Именно этим мы сейчас и занимаемся.

**Ред.:** Владимир Иванович, спасибо за интервью. Желаем успехов. И, конечно, готовы оказывать посильную информационную поддержку начинаниям комитета. «Вертикаль» уже мно-

## **Безусловно, никаких революций не будет. Будет системная размеренная работа: нужно разобраться, где кончаются административные барьеры и начинается анархия**

го лет является дискуссионной площадкой для обсуждения ключевых изменений в законодательстве, регулирующем деятельность нефтегазовых компаний. Можете рассчитывать на нас и в будущем.

**В.К.:** Благодарю. Уверен, это не последняя наша встреча. Будем сотрудничать. 

# 420 МЛН ТОНН НЕФТИ К 2030 ГОДУ? ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ В РОССИИ

Для дальнейшего развития нефтяной промышленности и достижения уровней добычи нефти, определенных в ЭС-2030, необходимо подготовить к 2025 году и ввести в активную разработку к 2030 году более 10 млрд тонн новых промышленных запасов (будем помнить, что существует лаг времени между открытием месторождения и выводом его на проектные уровни добычи). Отсюда реальные годовые приросты промышленных запасов нефти за счет ГРП в оставшиеся годы должны быть выше 800 млн тонн в год. Пока таких приростов мы не имеем.

В связи с этим требуется:

1. Резко нарастить темпы воспроизводства МСБ УВ в старых и планируемых районах добычи, для чего необходимо увеличить существующие сегодня объемы ГРП в 4–5 раз;
2. Сформировать новые районы нефтедобычи в НАО, ЯНАО, Восточной Сибири, на акваториях;
3. Возродить науку и НИОКР, разработку и системное внедрение нового поколения отечественного оборудования, измерительной аппаратуры, программных средств, прогрессивных методов и технологий в практику ГРП, разработку, переработку УВ сырья;
4. Обеспечить государственные гарантии прозрачных и стабильных условий недропользования (включая лицензирование), в т.ч. при создании новых долгосрочных инвестиционных проектов;
5. Обеспечить контроль за деятельностью компаний, которые в погоне за прибылью утратили нормативы на производство работ, используют не совсем законные схемы ухода от налогов;
6. Обуздать коррупцию.

Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 г. из традиционных ресурсов нефти, млн т

| Регионы                                          | 2000 г. | 2005 г. | 2008 г. | 2010 г.<br>факт | 2015 г.          | 2020 г.          | 2025 г.          | 2030 г.          | Накопленная<br>добыча за<br>2010–2030 гг. |
|--------------------------------------------------|---------|---------|---------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------------------------------|
| нефть, млн т                                     |         |         |         |                 |                  |                  |                  |                  |                                           |
| Западная Сибирь*                                 | 214,1   | 321,2   | 321,73  | 307,62*         | 280<br>(285)     | 268<br>(272)     | 250<br>(256)     | 230<br>(233)     | 5 593<br>(5 689)                          |
| Волго-Урал                                       | 78,4    | 96,5    | 102,74  | 110,58          | 100<br>(105)     | 90<br>(96)       | 80<br>(85)       | 65<br>(70)       | 1 894<br>(1 989)                          |
| ТПП                                              | 12,2    | 23,0    | 27,88   | 31,00           | 33<br>(35)       | 34<br>(36)       | 33<br>(35)       | 32<br>(34)       | 691<br>(730)                              |
| Северный Кавказ                                  | 3,1     | 5,2     | 4,50    | 3,27            | 2,1<br>(2,9)     | 1,8<br>(2,1)     | 1,5<br>(1,8)     | 1,2<br>(1,5)     | 41<br>(49)                                |
| Сахалин (суша)                                   | 1,5     | 1,4     | 1,066   | 0,82            | 0,6              | 0,4              | 0,3              | 0,2              | 10                                        |
| Калининградская обл.                             | 0,75    | 0,7     | 0,606   | 0,55            | 0,4              | 0,3,3            | 0,2              | 0,1              | 6,4                                       |
| Восточная Сибирь<br>(с Ванкорской группой м-ний) | 0,5     | 0,6     | 1,20    | 19,50           | 35<br>(38)       | 40<br>(45)       | 40<br>(45)       | 40<br>(45)       | 739<br>(821)                              |
| Шельф                                            | 1,8     | 3,1     | 11,87   | 12,43           | 15<br>(18)       | 22<br>(27)       | 25<br>(30)       | 25<br>(30)       | 418;<br>(496)                             |
| Всего Россия                                     | 312,3   | 451,7   | 471,60  | 485,77          | 466,1<br>(484,9) | 456,5<br>(478,8) | 430,0<br>(453,3) | 393,5<br>(413,8) | 9 392<br>(9 790)                          |
| Конденсат (всего Россия)                         | 8,3     | 14,6    | 13,66   | 15,62           | 20               | 25               | 30               | 30               | 507                                       |
| Всего жидких УВ в России                         | 320,6   | 466,3   | 485,3   | 501,4           | 486,1<br>(504,9) | 481,5<br>(503,8) | 460,0<br>(483,3) | 423,5<br>(443,8) | 9 899<br>(10 297)                         |

\* - возможные уровни добычи нефти, в скобках — благоприятный прогноз;

основное условие — полное восполнение накопленной добычи 2010–2030 гг. приростом запасов, которые необходимо иметь в активной разработке к 2030 г.

**В**ысокие уровни нефтедобычи и все возрастающие мировые цены на УВ обеспечивают весомый вклад в финансово-экономическую стабильность России, бюджет которой на

50% верстается из доходов от нефти и газа. За последние годы у правительства сформировалось привыкание к устойчивому потоку нефтяных доходов, что порождает опережающий темп не-

рационального использования полученных средств, их производственного и непроизводственного потребления.

Нефтегазовые компании широко используют многочисленные

способы ухода от налогов, в т.ч. через подрядчиков и поставщиков. В результате растут затраты производства. Коррупционный налог в стране, по некоторым данным, превышает 20%. Отток капитала в 2011 году — \$85 млрд, почти 25% государственного бюджета страны.

Согласно имеющимся расчетам (А.Конопляник, «Нефть России», №11, 2011), бездефицитный бюджет РФ в 2007 году достигнут при цене нефти в \$40/барр, в 2010-м — при \$95. Бюджет 2011 года (с небольшим профицитом) верстался уже при цене \$110. Набранный темп трудно остановить, особенно в электоральный год, в год, когда увеличены расходы на вооружение, содержание армии и полиции. Для бездефицитного бюджета в 2012 году России требуется не менее \$120. Сегодня эта цена уже достигнута.

Вопрос: является ли такая цена «справедливой»? Скорее нет. Есть опасения, что после «благо-

получного» разрешения проблем с Ливией и Ираном, нефть начнет дешеветь. Обрушить ее способны страны ОПЕК, которые могут увеличить свою текущую добычу в 1,5 раза (от Редакции: если бы не Китай с его экономическим противостоянием с США).

При нынешнем положении дел в России, даже при стабилизации достигнутых уровней добычи нефти на ближайшие 10 лет, в связи с сокращением и ухудшением МСБ нефти и введением новых налоговых льгот, объемы налогооблагаемой добычи будут падать и как следствие — будут снижаться доходы от нефтяного бизнеса. Возможности же серьезного наращивания нефтедобычи в России ограничены.

Что ждет Россию дальше? По большому счету, у нас один выход: диверсифицировать экономику. Но на это нужны время, инвестиции, политическая воля, разумные стратегии и программы

развития, кадры. К сожалению, заметных достижений в этом направлении у нас нет. Достаточно

**При нынешнем положении дел объемы налогооблагаемой добычи будут падать, и как следствие — будут снижаться доходы от нефтяного бизнеса**

взглянуть на структуру экспорта (2010 год — экспорт продукции ТЭК составил 68,3%), чтобы оценить наши «успехи» в области ро-

**Пока основная надежда на УВ ресурсы, добычу нефти и газа. Но иссякнет сырьевая база, рассмотрение других проблем нефтегазодобычи потеряет смысл**

ста промышленного производства, развития нанотехнологий.

Пока основная надежда на УВ ресурсы, добычу нефти и газа. Но положение дел с состоянием и восполнением МСБ УВ вызывает законную тревогу. Иссякнет сырьевая база, рассмотрение других проблем нефтегазодобычи потеряет смысл.

**На 01.01.11 ресурсы нефти России разведаны на 36,5%. Низкая разведанность регионов и акваторий позволяет рассчитывать на новые открытия. Пока их нет!**

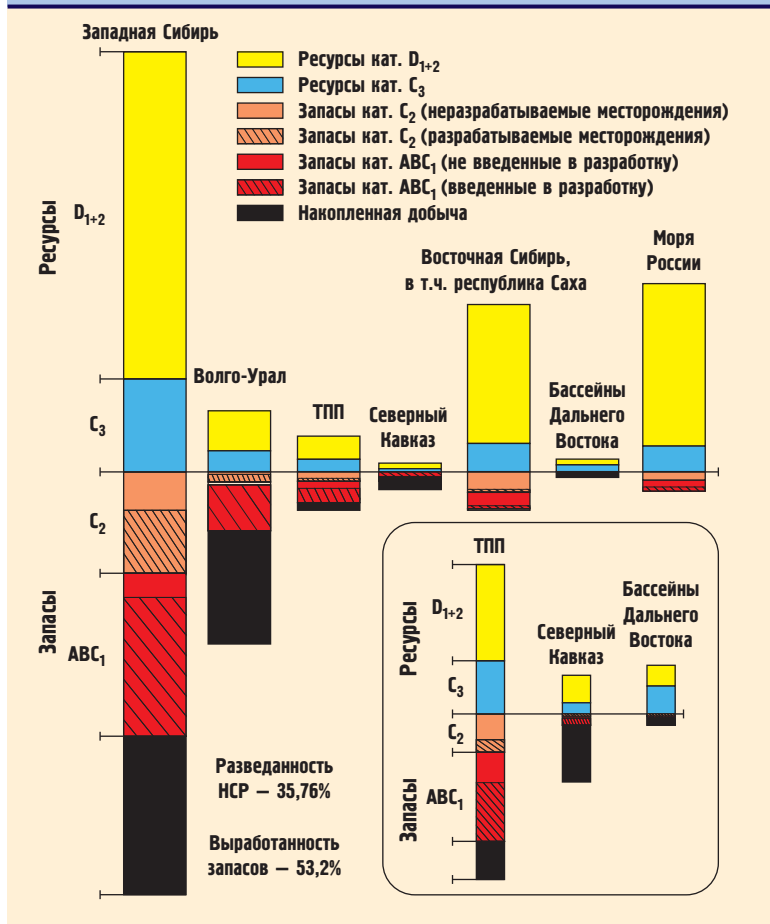
Если не принять срочных мер сегодня, добыча нефти (без конденсата) в России к 2030 году может опуститься ниже 400 млн тонн в год (см. «Возможные уровни добычи...»).

В последние годы много сил потрачено на создание разнообразных, как правило несогласованных друг с другом, стратегий, концепций и генеральных схем социально-экономического развития, развития энергетики, нефте- и газодобычи, геологоразведки, но мало что сделано реально.

## Ресурсы

В результате последней переоценки НСР УВ на 01.01.02 (М.И.Лоджевская и др., ВНИГНИ, 2005) извлекаемые ресурсы нефти

Распределение ресурсов нефти и степень их освоенности (на 01.01.10)



**Распределение перспективных ( $C_3$ ) и прогнозных ( $D_{1+2}$ ) ресурсов нефти на 01.01.10 и планы приростов ресурсов  $D_{1л}$  и запасов категории  $C_1$  на 2005–2020 гг.**

|                                                                | Нефть, млрд т    |                  |               |                                         |                |
|----------------------------------------------------------------|------------------|------------------|---------------|-----------------------------------------|----------------|
|                                                                | $C_3$            | $D_{1+2}$        | $C_3+D_{1+2}$ | Планируемые приросты за 2005–2020 гг.** |                |
|                                                                |                  |                  |               | $C_1^{***}$                             | $D_{1л}^{***}$ |
| Суша                                                           | 10,52/3210*      | 33,69            | 44,22         | 11,19                                   | 36,1           |
| Калининградская обл.                                           | 0,003/25         | 0,022            | 0,025         |                                         |                |
| ТПП                                                            | 0,92/208         | 1,37             | 2,3           | 0,3                                     | 1,6            |
| Урало-Поволжье                                                 | 1,42/1521        | 2,51             | 3,93          | 0,58                                    | 3,4            |
| Северный Кавказ                                                | 0,24/128         | 0,35             | 0,59          | 0,16                                    | 0,6            |
| Западная Сибирь                                                | 6,04/1248        | 20,37            | 26,41         | 8,6                                     | 24,0           |
| Восточная Сибирь                                               | 1,85/66          | 8,73             | 10,58         | 1,45                                    | 6,0            |
| Дальний Восток                                                 | 0,04/14          | 0,33             | 0,37          | 0,1                                     | 0,5            |
| Шельф                                                          | 1,67/43          | 10,57            | 12,24         | 0,55                                    | 5,5            |
| Прирост $C_1$ и $D_{1л}$ за счет ГРП (из Федерального бюджета) |                  |                  |               | -                                       | 3,0            |
| <b>Россия, всего</b>                                           | <b>12,2/3253</b> | <b>44,26****</b> | <b>56,46</b>  | <b>11,74</b>                            | <b>44,6</b>    |

\*- извлекаемые ресурсы / число перспективных объектов;

\*\* — см. табл. «Долгосрочная Государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья», с изменениями и дополнениями. Утверждена Приказом Минприроды России от 16.07.08 №151

\*\*\* — нефть с конденсатом;

\*\*\*\* — на 01.01.02 ресурсы категории  $D_1$  по нефти оценивались в 35,3 млрд т

России возросли на 6,6 млрд тонн. Это много больше, чем НСР нефти Тимано-Печорской провинции.

падно-Сибирской провинции превышают НСР нефти любой нефтегазоносной провинции России на суше и морях (см. «Распределение ресурсов нефти...»).

Правда, около половины неразведанных ресурсов региона приходится на более глубокозалегающие НГК сложного строения, в т.ч. ачимовку, тюменскую и баженовскую свиты, палеозой. Почти все

эти ресурсы в настоящее время можно отнести к категории трудноизвлекаемых (частично нетрадиционных — в баженовке), т.к. их освоение требует инновационных технологий и налоговых льгот.

Последнее обстоятельство следует учитывать при обосновании приоритетных направлений работ на нефть, помня, что Западная Сибирь является сегодня

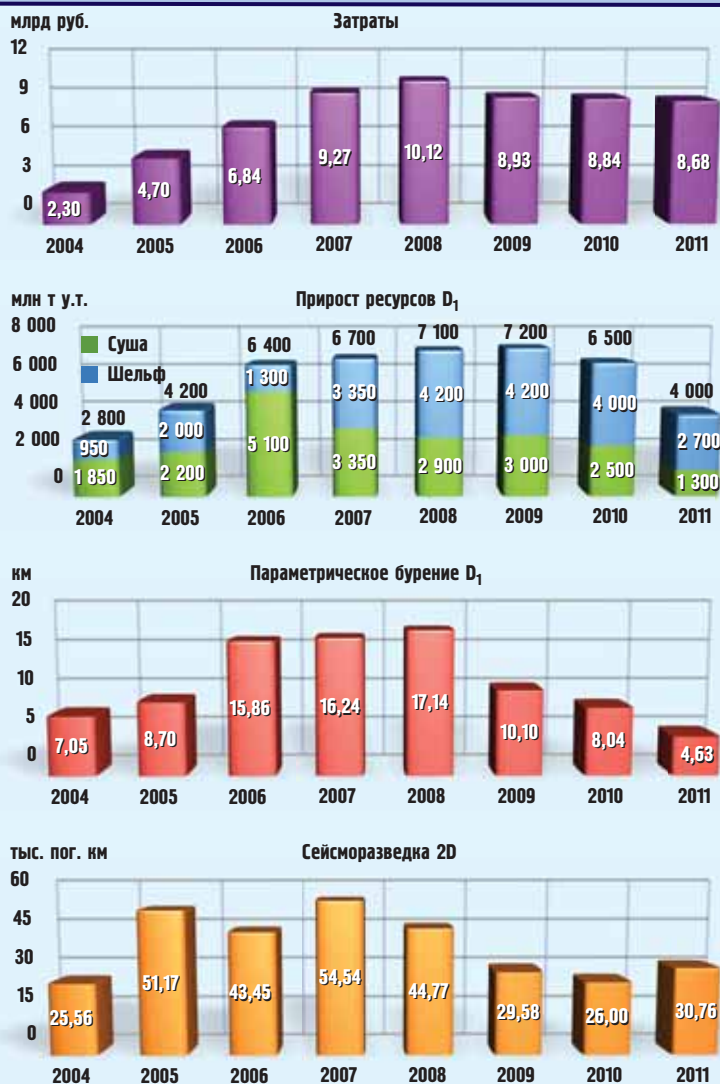
## Слишком оптимистичен и прогноз по приросту запасов. И его пока нет!

Сегодня количественные оценки перспективных и прогнозных извлекаемых ресурсов нефти За-

### Накопленная добыча нефти, динамика изменения ее запасов и перспективных ресурсов по ФО и морям России за 2002–2010 гг.

| Регионы           | Добыча, млн т |           | Прирост запасов<br>ABC <sub>1</sub> , всего:<br>геол./извл., млн т | На новых м-ниях<br>(число) | В том числе                         |                                 | Прирост запасов<br>C <sub>2</sub> , всего:<br>геол./извл., млн.т | Прирост<br>ресурсов<br>C <sub>3</sub> /извл. /<br>объектов |
|-------------------|---------------|-----------|--------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
|                   | 2010          | 2002–2010 |                                                                    |                            | На «старых» месторождениях<br>всего | в т.ч. за счет<br>КИН (от – до) |                                                                  |                                                            |
|                   |               |           |                                                                    |                            |                                     |                                 |                                                                  |                                                            |
| СЗФО              | 31,56         | 221,6     | 189,9/256,8                                                        | 84,2/30,5; (43)            | +105,7/+226,3                       | +192,2; (0,325–0,3597)          | +54,9/+57,8                                                      | +170,0/+30                                                 |
| СКФО и ЮФО        | 6,9           | 77,6      | -5,8/+36,7                                                         | 28,6/12,0; (28)            | –34,4/+24,7                         | +41,2; (0,48–0,495)             | +125,4/+3,4                                                      | +131,3/+63                                                 |
| Приволжский<br>ФО | 106,0         | 854,6     | 1 284,2/1 235,2                                                    | 298,4/126,7; (225)         | +985,8/+1108,5                      | +711,2; (0,403–0,4317)          | +520,6/+264,1                                                    | +458,9/+208                                                |
| УрФО              | 295,0         | 2 655,6   | 2 984,5/2 184,0                                                    | 478,6/132,7; (121)         | +2505,9/+2051,3                     | +12–08,5; (0,336–0,3564)        | +5 397,7/+1 719,1                                                | –3 392,0/–778                                              |
| СФО               | 28,68         | 142,05    | 1 754,2/806,8                                                      | 94,9/30,0; (33)            | +1666,3/+776,8                      | +220,3; (0,334–0,3815)          | +3 519,6/+779,6                                                  | -194,9/+66                                                 |
| ДВФО              | 4,24          | 18,5      | 149,9/67,5                                                         | 16,7/3,0; (5)              | +133,2/+64,4                        | +24,4; (0,3–0,3175)             | +562,3/+123,4                                                    | +44,5/+11                                                  |
| Моря России       | 12,43         | 65,9      | 1 167,5/425,3                                                      | 428,6/189,3; (9)           | +738,9/+236,0                       | +14,3; (0,3–0,337)              | +22,9/+20,5                                                      | +1 783,7/+36                                               |
| Россия, всего     | 485,8         | 4 036,0   | 7 534,4/5 012,3                                                    | 1 430,0/524,1;<br>(464)    | 6 104,4/4 488,2                     | +2 412,1; (0,356–0,3792)        | +10 204,4/2 987,9                                                | –999,0/–367                                                |

Динамика затрат федерального бюджета, объемов работ и прироста УВ ресурсов (D<sub>1</sub>лок.)



Источник: Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2009 г.», Минприроды, 2010; данные за 2010-2011 гг. — Итоги работы Фед. агентства по недропользованию в 2005-2006 гг., Минприроды, М., 2012 г.

и останется за пределами 2030 года основным нефтегазодобывающим регионом России с достаточно развитой инфраструктурой (последняя будет наращиваться и дальше в связи с освоением уже разведанных нефтяных и газовых запасов ЯНАО).

По остальным территориям России наибольший прирост нефтяных ресурсов фиксируется в Приволжском ФО (в Татарстане на 0,64 млрд тонн, в Самарской области — на 0,3 млрд тонн), Сибирском ФО (0,86 млрд тонн) и по Тимано-Печорской провинции

(0,45 млрд тонн). Серьезная переоценка ресурсов нефти произошла на морях России, где суммарные НСР нефти возросли на 2,1 млрд тонн, в т.ч. увеличились на 1,5 млрд тонн по южным акваториям (по российскому Каспию на 0,9 млрд тонн), почти на 0,9 млрд тонн по Карскому морю.

На 01.01.11 ресурсы нефти России разведаны на 36,5%. Низкая разведанность Восточной Сибири, ЯНАО и большинства акваторий позволяет рассчитывать на новые достаточно крупные нефтяные открытия. Пока их нет!

Рассмотрим распределение (см. «Распределение...») перспективных и прогнозных ресурсов нефти по регионам России на 01.01.10 (данные Балансов запасов) и план (по Долгосрочной госпрограмме изучения недр и ВМСБ, ДГП) прироста ресурсов и запасов C<sub>1</sub> на 2005–2020 гг.

### Подготовка ресурсов D<sub>1</sub> в России в последние годы практически не зависит от объемов инвестиций и выполненных ГРП

Анализ таблицы свидетельствует, что запланированные в ДГП приросты ресурсов D<sub>1</sub> по отдельным регионам и по России в целом не могут быть получены в принципе, поскольку превышают текущие ресурсы категорий D<sub>1+2</sub>, даже при полной подтверждаемости последних. Мало того, на момент переоценки УВ ресурсов России в начале 2002 года ресурсы нефти категории D<sub>1</sub> уже оценивались в 35,3 млрд т. Слишком оптимистичен и прогноз по приросту запасов. Пока его нет!

### Финансирование

Динамика подготовки ресурсов категории D<sub>1</sub> (нефть + газ), которая в некоторой степени отражает выполнение ДГП, отражена на рисунке (см. «Динамика затрат федерального бюджета...»). Беглый анализ рисунка позволяют сделать вывод: подготовка ресурсов D<sub>1</sub> в России в последние годы практически не зависит от объемов инвестиций и выполненных ГРП (сеймики и параметрического бурения).

### По данным Балансов запасов, идет сокращение перспективных ресурсов нефти категории C<sub>3</sub>

Иными словами, на фоне серьезного роста себестоимости сервисных услуг растет эффективность подготовки ресурсов на единицу выполненных работ в физическом выражении, что не может не насторожить. И одной инфляцией ситуацию не объяснить.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо срочно разработать затратные нормативы на

проведение отдельных видов работ, кондиции по приемке готовой продукции, усилить контроль за распределением и расходованием средств на производство ГРП.

Создание Росгеологии проблему не решит (не те производственные мощности, кадры, инвестиции), хотя и будет способствовать централизации региональных работ в руках государства.

В 2012 году на проведение работ на нефть и газ из госбюджета выделено 12,5 млрд рублей — 0,106% бюджетных расходов (весь бюджет 11,78 трлн рублей, из которых поступления от нефтедобычи — 5,57 трлн руб./\$195 млрд). Это — несомненный шаг вперед по сравнению с 2011 годом, но совершенно несопоставимо с доходами, которые страна выкачивает из недр, и теми задачами, которые должна решать геологическая отрасль (см. «Бюджет '2012: насос для нефтедолларов», НГВ №02'12).

На фоне весьма обнадеживающих приростов ресурсов категории  $D_{1n}$  в России, по данным Балансов запасов, идет сокращение перспективных ресурсов нефти категории  $C_3$ . Основное снижение ресурсов  $C_3$  имеет место в Западной и Восточной Сибири (см. «Накопленная добыча, динамика изменения запасов и ресурсов...»).

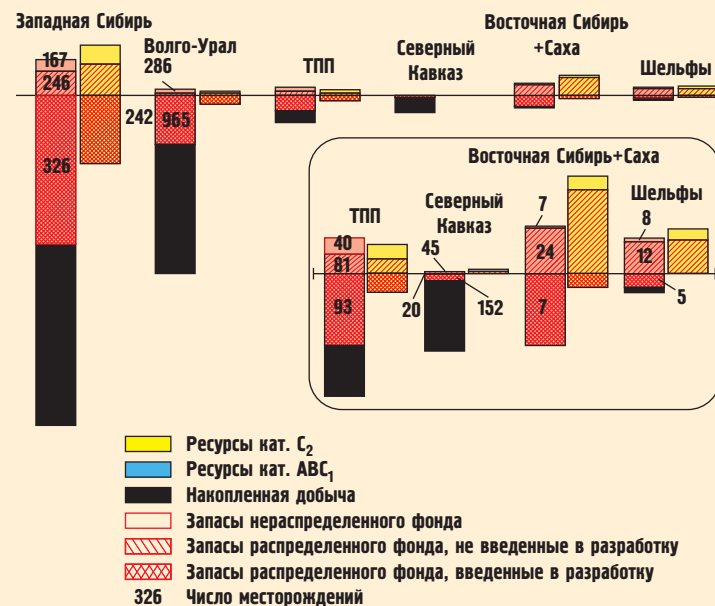
### Освоенность запасов

Неудовлетворительное положение с перспективными ресурсами нефти в стране можно объяснить как низкими объемами работ на их подготовку, так и плохим качеством подготовки новых объектов, по которым ресурсы  $C_3$  в дальнейшем просто списываются без бурения.

**В целом по России выработанность разведанных промышленных запасов достигла 53,5%. Средние дебиты опустились до 11 т/сут., обводненность — около 85%**

Так, по данным ЦРН им. В.Шпильмана (см. «Модернизация ГРП и ВМСБ Югры никому не нужны?», НГВ №23-24'11), в ХМАО для простого восполнения запасов требуется сейсморазведочных работ 2D свыше 45–50

### Освоенность запасов нефти по регионам России на 01.01.10



тыс. км в год. Факт: 2001 год — 39,5 тыс. км 2D, прирост  $C_3$  — 197 млн тонн, 2009 год — 5,4 тыс. км 2D, 50 млн тонн  $C_3$ . Как результат, в 2009–2010 гг. в НФН списано 42% ресурсов  $C_3$ .

С каждым годом ситуация с подготовкой ресурсов  $C_3$  в стране меняется в худшую сторону. Об этом говорят результаты последних аукционов, где на большинство выставляемых объектов не находится претендентов. Отечественные компании все чаще ищут выгодные контракты за рубежом (в прикаспийских странах бывшего СССР, на Ближнем Востоке, в Африке, Венесуэле и др.).

Не случайно появилось и Постановление Правительства РФ №94 от 4.09.2009 г., согласно которому для установления более низкой стартовой цены перспективных объектов, представляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов, вводятся понижающие коэффициенты подтверждения ресурсов и запасов УВ.

Степень освоенности разведанных запасов нефти по основным регионам страны по данным Государственного баланса иллюстрируется рисунком (см. «Освоенность запасов...»).

На 01.01.11 в Государственном балансе России запасы нефти уч-

тены по 2842 месторождениям. Оценки текущих промышленных запасов колеблются в широких пределах: от «западных» 10,6 млрд тонн (ВР, 2011) до «отечественных» 25 млрд тонн. Западные аудиторы оценивают запасы более осторожно, так как учитывают лишь доказанные промышленные запасы и возможность их рентабельного освоения при современной цене на УВ в условиях действующей налоговой системы. Российские оценки разведанных запасов включают как нерентабельные запасы, так и предварительно оцененные запасы (частично).

В 2011 году добыча жидких УВ в России, согласно данным ЦДУ ТЭК, составила 511 млн тонн (по данным Росстата — 509 млн тонн), по данным же Балансов запасов, скорее всего, окажется ниже.

В разработке числится 1666 месторождений (80,65% текущих извлекаемых запасов нефти, среди них 2,18 млрд тонн — по неразрабатываемым горизонтам), к разработке подготовлено 154 месторождения (5,8% запасов), в разведке — 812 месторождений (13,2% запасов), 210 месторождений — в консервации.

На распределенный фонд недр (РФН) приходится 2352 месторождения (93,8% текущих за-

пасов), в т.ч. все реально разрабатываемые месторождения (1640).

Проведенная в 2009 году переоценка запасов НФН по новой методике, утвержденной МПР России, показала, что количественные оценки промышленных запасов нефти в большинстве месторождений завышены (месторождения недоразведаны). Большинство запасов в связи с отрицательной экономикой (рассчитывались NPV и IRR возможных проектов разработки залежей при текущих ценах, затратах и ДНС на 2009 год) отнесены к категории непромышленных.

К сожалению, сегодня текущие запасы нефти в стране отличаются низким качеством и крайне низким по мировым стандартам показателем нефтеотдачи.

В целом по России выработанность разведанных промышленных запасов достигла 53,5% (по активно разрабатываемым запасам РФН — 62,0%). Средние дебиты опустились до 11 т/сут., обводненность добываемой продукции — около 85%.

В структуре текущих разведанных запасов преобладают трудноизвлекаемые, имеющие более высокую себестоимость извлечения. Для лучшего понимания этого термина следует ввести экономический критерий и под трудноизвлекаемыми запасами понимать «технически извлекаемые запасы месторождений, проекты разработки которых рентабельны при действующих ценах на УВ сырье before taxes (NPV > 0 при IRR > 10%), но убыточны при существующей системе налогообложения».

Тогда в категорию трудноизвлекаемых запасов попадают не только нефти в низкопроницаемых коллекторах, тяжелые и высоковязкие нефти, но и остаточные обводненные запасы давно разрабатываемых месторождений, запасы мелких, низкодебитных, сложнопостроенных, удаленных от инфраструктуры месторождений и др.

Очевидно, что введение экономического критерия резко сокращает объем активных запасов, рентабельных для разработки в современных условиях. По оцен-

кам специалистов, трудноизвлекаемых нефтей в текущих запасах России около 60% (в ХМАО — 67%). И их доля в структуре разведанных запасов нарастает.

Так, в Татарстане трудноизвлекаемые запасы оцениваются примерно в 520 млн тонн, добыча из них — 12,1 млн тонн (отбор 2,3%). Запасы «хорошей нефти» — около 380 млн тонн, годовая добыча из которых — 20,1 млн тонн (отбор 5,2%). Последнее означает, что структура запасов в Татарстане ухудшается, без налоговых послаблений на добычу трудноизвлекаемой нефти общая добыча в регионе обречена на падение.

## КИН

Сегодня расчетный КИН для промышленных запасов нефти в России достиг 0,379 (по сравнению с 2002 годом, согласно балансам запасов, увеличился на 0,023). Расчетный КИН по активно разрабатываемым запасам — 0,4, текущий (фактический) КИН в целом по стране — 0,2. Так что достижение фактического КИН=0,35–0,37 к 2030 году (см. Приложение №3 к ЭС-2030) даже по активно разрабатываемым месторождениям России проблематично.

Прежде всего, при разработке конкретных месторождений недропользователями не выполняются требования проектных документов. Так, в Западной Сибири фактическая плотность эксплуатационных скважин (49 га/скв.) в два раза ниже проектной (25 га/скв.). Не выполняются и требования РД по контролю за разработкой месторождений (гидродинамические методы исследования — 12% от проектных, методы контроля выработки запасов — 20%).

Для повышения КИН, помимо выполнения требований проектных документов, необходимо системное наращивание потенциала МУН (гидроразрыв, резка боковых стволов, тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы и др.), совершенствование нормативно-правовой базы разрабатываемых месторождений.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса (ЭС-2030) необходимо расширенное воспроизводство запасов нефти за счет геолого-разведочных работ как в зрелых, так и в новых районах нефтедобычи.

## Введение экономического критерия резко сокращает объем активных запасов, рентабельных для разработки в современных условиях

На первый взгляд, задача прироста запасов решается успешно. Согласно госдокладу С.Шматко (2010), прирост промышленных запасов в России на протяжении 2001–2009 годов оставался практически стабильным, колеблясь вокруг среднего значения — 520 млн тонн в год — не более чем на  $\pm 5\%$ , что, вообще говоря, противоречит данным Государственного баланса.

## Достижение фактического КИН = 0,35–0,37 к 2030 году даже по активно разрабатываемым месторождениям России проблематично

Интересно другое: с 2004 по 2008 годы затраты на ГРП за счет средств недропользователей возросли с 36,1 млрд рублей до 165,3 млрд, а это означает, что себестоимость подготовки промышленных запасов нефти за 5 лет увеличилась в 4,3 раза в основном за счет роста себестоимости глубокого бурения. Такое повышение удельных затрат нельзя объяснить ни инфляцией, ни перемещением значительных объемов работ в суровые и труднодоступные районы, ни активным изучением больших глубин и морей (этого просто не было).

## Оказывается, в России, чтобы повысить эффективность подготовки запасов, надо сокращать объемы финансирования ГРП!

Еще более удивляет другое: в кризисном 2009 году прирост промышленных запасов по сравнению с 2008 годом вырос на 4,5 млн тонн, несмотря на сокра-

## РОМАНСЫ БАЛАНСА

Рассмотрим вопрос более детально, для чего приведем данные Балансов по приростам (и списаниям) запасов нефти за последние годы (см. «Структура прироста...»).

### Структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти, млн т

| Годы      | Прирост за счет ГРП (данные ЦКР) | Списания          |                     | Прирост за счет переоценки, в т.ч. роста КИН | Годовая добыча | Изменение текущих запасов за год |
|-----------|----------------------------------|-------------------|---------------------|----------------------------------------------|----------------|----------------------------------|
|           |                                  | По ст. «разведка» | По ст. «переоценка» |                                              |                |                                  |
| 2010      | 588,6                            | -26,0             | -83,6               | 256,0                                        | 485,8          | +249,2                           |
| 2009      | 588,9                            | -13,4             | -193,9              | 234,8                                        | 477,2          | +139,2                           |
| 2008      | 621,2                            | -32,3             | -179,0              | 292,0                                        | 471,6          | +230,3                           |
| 2007      | 590,0                            | -11,0             | -115,1              | 598,9                                        | 473,6          | +589,2                           |
| 2006      | 657,6                            | -37,1             | -501,0              | 549,3                                        | 462,0          | +206,8                           |
| 2005      | 390,7                            | -17,5             | -295,0              | 389,7                                        | 451,62         | +16,25                           |
| 2004      | 269,7                            | -51,8             | -98,0               | 188,4                                        | 442,1          | -133,8                           |
| 2003      | 260,4                            | -6,15             | -141,3              | 134,7                                        | 407,0          | -159,4                           |
| 2002      | 220,3                            | -4,2              | -138,8              | 127,1                                        | 366,8          | -162,4                           |
| 2002–2010 | +4187,4                          | -199,5            | -1 745,7            | +2 770,1*                                    | -4 037,0       | +975,3                           |

\* — в т.ч. за счет повышения КИН :+ 2 412,1 млн т

1. За 2002–2010 годы официальный прирост промышленных запасов нефти по России составил 5012,3 млн тонн, что позволило полностью компенсировать накопленную добычу (4037,0 млн тонн) и увеличить текущие промышленные запасы на 975,3 млн тонн.

2. Согласно ЦКР прирост запасов за счет ГРП увеличился в последние годы (по сравнению с 2002 годом)

более чем в 2,5 раза, несмотря на падение объемов поисково-разведочного бурения. Только в ХМАО объем бурения сократился с 551,7 тыс. метров (2002) до 223 тыс. метров (2009), эффективность глубокого бурения достигла 971,9 т/м. Такой она, говорят специалисты, была лишь в 1970–1980-е годы на крупнейших месторождениях ХМАО.

Сегодня крупных нефтяных открытий нет. Принципиально не изменилась и система подготовки промышленных запасов. В связи с этим истинная картина восполнения МСБ за счет ГРП неясна.

3. За 2002–2010 годы на нефтяной баланс поставлено 464 новых месторождения. Среди них порядка 20 «старых» нефтяных месторождений, а также «старых» газовых и газоконденсатных, на которых впервые в 2002–2010 годах были обнаружены залежи нефти. Среднее открытие на суше при 50% подтверждаемости запасов  $C_2$ , — 2,0 млн тонн, на морях — ниже 35,0 млн тонн.

Прирост запасов по новым месторождениям — 524,1 млн тонн, 10,5% от общего прироста запасов. Он компенсировал российскую добычу нефти в 2002–2010 годах на 13%, в т.ч. в Уральском ФО — на 5,0%, в Приволжском ФО — на 14,8%, в СЗФО — на 13,8%.

В целом, приросты запасов за счет новых открытий удручают. Так, в зоне ВСТО (Восточная Сибирь) за 2002–2010 годы на баланс поставлено 15 месторождений с  $C_1$  — 11,64 млн тонн,  $C_2$  — 510,5 млн тонн. В новых открытиях более 70% запасов (370 млн тонн, с запасами  $C_2$ , КИН=0,16) приходится на три месторождения — им. Савостьянова, Лисовского, Санарское.

Заметим, месторождение им. Савостьянова было обнаружено давно: в 1980-х годах на площади месторождения были проведены сейсморазведочные работы МОГТ и пробурено четыре скважины (две параметрические и две поисковые). При опробовании ИП скважин были получены притоки нефти дебитами ниже 5 т/сут. Запасы не подсчитывались ввиду нерентабельности притоков. Сегодня запасы месторождения оцениваются по категориям  $C_1C_2$  в 200 млн тонн.

В чем причина низких приростов запасов на новых месторождениях? Ответ дал академик А.Конторович на VI Всероссийском съезде геологов (Москва, 2008): «Тут могут быть две причины. Или прогнозные оценки были ошибочными и завышают перспективы распределенного фонда недр, либо компании не хотят заниматься воспроизводством МСБ. В первом случае нужна коррекция оценок, во втором — административные меры через пересмотр лицензионных соглашений».

**За 2002–2010 годы реальный прирост запасов нефти по России за счет ГРП, пересчетов и списаний (без учета КИН) — 2598,8 млн тонн, 51,9% от общего прироста запасов**

**Этот прирост компенсировал накопленную добычу в Уральском ФО — на 36,7%, в Приволжском ФО — на 61,3%, в СЗФО — на 29,2%**

4. Общий прирост промышленных запасов на «старых» месторождениях за 2002–2010 годы — 4486,8 млн тонн (89,5% общего прироста), в т.ч. 2412,1 млн тонн (48,1%) — за счет роста КИН и лишь 2074,7 млн тонн (41,4%) — за счет ГРП и пересчетов (без КИН) с учетом списаний запасов.

Расчетный КИН = 0,379 превысил запланированный на 2030 год КИН = 0,37. Последнее означает, что дальнейший прирост запасов за счет увеличения расчетного КИН без конкретной программы ВИНК по внедрению третичных методов, направленных на увеличение МУН, следовало бы прекращать, т.к. они только дезориентируют неспециалистов, а таких у нас много.

5. Списания промышленных запасов за 2002–2010 годы — 1945,2 млн тонн, в среднем 216 млн т/год. Оснований предполагать, что тенденция существенно изменится, нет. В этом случае только из-за списаний к 2030 году мы можем лишиться более 4,5 млрд тонн промышленных запасов, числящихся сегодня на балансе.

Вывод: за 2002–2010 годы реальный прирост запасов нефти по России за счет ГРП, пересчетов и списаний (без учета КИН) — 2598,8 млн тонн, 51,9% от общего прироста запасов (в среднем менее 289 млн тонн в год). Этот прирост компенсировал накопленную добычу в Уральском ФО — на 36,7%, в Приволжском ФО — на 61,3%, в СЗФО — на 29,2%.

Прирост за счет КИН — 2412 млн тонн, или 48,1% общего прироста.

Особый разговор — достоверность количественных оценок и рентабельность текущих запасов и их приростов.

шение инвестиций на ГРП и падение объемов глубокого разведочного бурения до 464,4 тыс. метров (за год в 1,83 раза). Естественно себестоимость глубокого бурения возросла еще в 1,44 раза, а удельная эффективность подготовки промышленных запасов в денежном выражении выросла в 1,28 раза, прирост запасов на метр глубокого бурения — еще больше.

### Проблемы и решения

Из сказанного выше очевидно, что за годы перестройки в России так и не удалось сформулировать и реализовать эффективный механизм воспроизводства активов

НГК. И это не только проблема воспроизводства МСБ УВ, но и реализация наиболее рациональных решений в разработке, своевременный ввод в оборот новых месторождений и др. (см. «Проблемы НГК России»).

Уход государства из собственности НГК не был компенсирован усилением внимания к эффективному использованию переданных активов.

Сегодня усиленно лоббируется введение НДД. Но этот налог не стимулирует компании сокращать затраты. Скорее наоборот: чем выше затраты, тем в меньших объемах и позже компании начнут платить налоги. Как это делается, уже усвоено на примере Сахалин-

ских проектов. У наших компаний проблем с минимизацией НДД также не будет. Отсюда, пока не разберемся с коррупцией, разговоры о НДД следует прекратить.

### Уход государства из собственности НГК не был компенсирован усилением внимания к эффективному использованию переданных активов

Анализ состояния МСБ базы и темпов ее наращивания позволяет рассчитывать на удержание достигнутых уровней добычи нефти максимум до 2020 года (в основном за счет новых центров добычи, практически на имеющейся минерально-сырьевой ба-

### ПРОБЛЕМЫ НГК РОССИИ

1) Реальные темпы воспроизводства МСБ УВ не обеспечивают темпы развития добычи УВ в России, предусмотренные ЭС-2030 и созданной на ее основе Генсхемой развития нефтяной промышленности.

2) Наблюдается падение темпов добычи УВ в традиционных районах добычи: Западная Сибирь (прежде всего, ХМАО-Югра) вошла в стабильную фазу падающей добычи нефти.

3) Низкий технологический уровень геологоразведки, разработки месторождений, переработки (прежде всего, глубокой, нефте- и газохимии) предопределен состоянием производственных мощностей нефтяной и газовой промышленности (моральным и физическим износом), практическим развалом отечественной науки и НИОКР. Отсюда низкая эффективность, высокие затраты, себестоимость и качество результатов.

4) Практически потерян государственный контроль за воспроизводством МСБ УВ, добычей и переработкой УВ. Все решают компании. Растет коррупция.

5) Просчеты в международной политике по разведке, добыче, транспортировке и в сбыте УВ сырья (наши потери в Туркменистане, проблемы с Украиной и Белоруссией, сокращение сбыта газа в странах ЕС и т.п.).

### Пока геологоразведочные работы окончательно не прекратились, необходимо усилить государственное регулирования ГРП

зе, см. «Возможные приросты добычи...»).

Но и здесь не все просто. Все перспективные проекты, отмеченные в таблице, находятся либо в начальной стадии реализации, либо еще не начинались. Создание новых центров требует огромных затрат (в разработку и инфраструктуру), координации работ. Только программа Минэнерго по ЯНАО и северу Красноярского края оценивается в 3,2 трлн рублей (\$110 млрд).

Возникает вопрос: хватит ли у государства и частного капитала

## Возможные приросты годовой добычи нефти и газа по новым центрам экономического развития после 2010 г.\*

| Центры        | Прирост добычи нефти, млн т |              | Прирост добычи газа, млрд м³ |                | Основные месторождения                                                                                                                                                                                                                            |
|---------------|-----------------------------|--------------|------------------------------|----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|               | суша                        | море         | суша                         | море           |                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Северный      | 10–13                       | 8–12         | 10                           | 70–90          | НАО: им. А.Титова, Р.Требса, Наульское и др.<br>Печорское море: Приразломное, Медын-море, Долгинское;<br>Баренцево море: Штокмановское                                                                                                            |
| Ямало-Карский | 45–50                       | –            | 250–260                      | 40–50          | НПТР: Русское, Тазовское, Новопортовское, Вост. и Зап. Мессояхские, Пяяхинское, др.;<br>Ямал: Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштерновское, Тамбейская группа;<br>Заливы и губы: Юрхаровское, Каменномыское-море, Каменномыское, Семмаковское |
| Туруханский   | 18–20                       | –            | 10                           | –              | Ванкорская группа: Ванкорское, Тагульское, Сузунское, Лодочное, Байкаловское                                                                                                                                                                      |
| В.Сибирский   | 15–20                       | –            | 70–80                        | –              | Зона ВСТО: Талаканское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское, Куомбинское, др., Ковыктинское, Чаяндинское, Ангара-Ленское, Марковское, др.                                                                                       |
| Южно-Охотский | –                           | 2–4          | –                            | 25             | Шельф Сахалина: Лунское, Чайво, Аркутун-Дагинское, Пилтун-Астохское, Одопту-море, Кириновское, Ю.Кириновское                                                                                                                                      |
| Каспийский    | –                           | 10–12        | 30                           | 10             | Месторождения Астраханской области; Российский Каспий: им. Корчагина, им. Филановского, Ракушечное, Центральное, Морское, Хвалынское, Сарматское                                                                                                  |
| <b>Всего</b>  | <b>88–103</b>               | <b>20–28</b> | <b>370–390</b>               | <b>145–175</b> |                                                                                                                                                                                                                                                   |

\* — приросты в добыче природного газа увеличивают добычу конденсата до 30 млн т/год

средств на реализацию к 2020 году всех проектов (ведь есть еще и газовые проекты, проекты по утилизации попутного газа, переработке и др.)?

Вывод: пока геологоразведочные работы окончательно не прекратились, необходимо уси-

ливать государственное регулирование ГРП, с одной стороны, через стимулирование инвестиций в ГРП, снятие административных барьеров, переход на заявочный принцип получения лицензий, с другой — через контроль за выполнением лицен-

зионных соглашений, государственный аудит и научный мониторинг деятельности ВИНК на предмет ее соответствия национальным интересам.

Одними налоговыми преференциями эту проблему не решить! 

### ВЗГЛЯД НА ГЕНСХЕМУ

В заключение остановимся на Генсхеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 года (Минэнерго, 2010), основное содержание которой было доложено С.Шматко в Новокуйбышевске.

В докладе министра акцентируется внимание на том, что годовой тренд добычи с 2009 года стал положительным благодаря своевременно принятым решениям по созданию инфраструктуры ВСТО и применению льготной ставки экспортной пошлины на разработку Ванкорского, Талаканского и Верхнечонского месторождений.

### В рабочем варианте Генсхемы к 2020 году предусмотрено резкое сокращение геологоразведочных работ за счет средств недропользователей

К этому следовало бы добавить, что, согласно нефтяному балансу страны, новые месторождения (128), введенные в разработку за 2005–2010 годы, дали в 2010 году 38,0 млн тонн нефти. Последнее означает, что вклад Восточной Сибири — лишь половина общего прироста добычи. Остальной прирост добычи обеспечили Уватский, Салымский, Сахалинские проекты, Южно-Хыльчунское месторождение, наконец, «старые» районы — например, Волго-Урал, где только Башкортостан в 2010 году увеличил добычу на 2,0 млн тонн.

Мало того, сегодня в финансовом обеспечении и технологическом развитии НГК значительную роль играют иностранные инвестиции. Их доля в нефтедобыче — 18% (без учета иностранных кредитов): уже в 2009 году почти 90 млн тонн добытой нефти — доля иностранных инвесторов.

А теперь по существу предложенной Генеральной схемы.

1. Для обоснования схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года Минэнерго при оценке ресурсов и запасов УВ использовало понижающие коэффициенты (см. ПП РФ № 94 от 04.09.09). В результате неразведанные ресурсы категорий C<sub>3</sub>+D оказались оцененными в 5,1–7,0 млрд тонн, т.е. ниже Балансовых как минимум в 8 раз!

На основании этого сделан смелый вывод о том, что геологический потенциал ресурсов существенно ниже сегодняшних запасов в уже открытых месторождениях: «объем имеющихся ресурсов сравним с 10%-ным увеличением КИН на существующих запасах».

Конечно, сравнить можно. Но следовало бы тогда ответить и на вопрос: когда на существующих запасах можно (и можно ли?) достигнуть КИН = 0,5? Пока конкретных планов достижения требуемого КИН у Минэнерго и нефтяных компаний нет. А жаль!

2. Вместо этого в рабочем варианте Генсхемы к 2020 году предусмотрено резкое сокращение геологоразведочных работ за счет средств недропользователей: сейсморазведки 2D — до 4,0 тыс. км/год (примерно в 8 раз ниже по сравнению с 2010 годом), 3D — до 6,0 тыс. км<sup>2</sup>/год (снижение в 3,9 раза). Негде искать — негде бурить...

Разведочное бурение, согласно рабочему варианту Генсхемы, к 2020 году сократится до 300 тыс. Метров в год (это с сегодняшних 747 тыс. метров?). Спрашивается: что же ждет наш ТЭК после 2020 года? Ответа в Генсхеме нет!

3. По данным Минэнерго, текущие запасы нефти в России по категориям АВС<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> оцениваются в 22,0 млрд тонн (в т.ч. 5,0 млрд тонн по С<sub>2</sub>, которые еще нужно подтвердить бурением), из которых при существующей налоговой системе, к нерентабельным для разработки отнесено 90% запасов новых месторождений и 40% разрабатываемых.

Предложенная оценка включает лишь 11,3 млрд тонн нефти, которые можно рентабельно извлечь при ДНС. Как видим, последняя цифра близка к оценкам промышленных запасов нефти в России иностранными аудиторами.

Однако, согласно С.Шматко, именно «текущие запасы РФ могут обеспечить сегодняшний уровень добычи нефти на 40 лет». Как? Согласно Балансам, 70% текущих промышленных запасов уже в активной разработке.

4. По данным Минэнерго, пока разбурено 5,9 млрд тонн. В связи с этим утверждается, что при предоставлении налоговых льгот добывающим компаниям («целевой сценарий» — сокращение доли государства в выручке от продажи нефти с 70% до 65%), «добыча нефти в объеме 501–505 млн тонн в год может быть стабилизирована до 2020 года при текущем уровне эксплуатационного бурения и инвестиций».

Если верно последнее, зачем компаниям налоговые льготы? Разве сегодня они работают себе в убыток, без прибыли? И как понимать утверждение министра о сегодняшней обеспеченности запасами текущей добычи на 40 лет?

5. Согласно Генсхеме, все разбуренные на 01.01.10 запасы к 2020 году должны быть практически выработаны (по предлагаемому «оптимальному сценарию» за 2010–2020 годы планируется извлечь 5,6 млрд тонн нефти из 5,9 млрд тонн разбуренных). Отсюда, около 128 тыс. скважин (из 136 тыс. добывающих скважин России на 01.01.11) к 2020 году должны «обсохнуть».

Из неразбуренных запасов нефть не добывается. Следовательно, за 2010–2020 годы фонд добывающих скважин необходимо восстановить, введя в эксплуатацию не менее 5,6 млрд тонн новых запасов. Отсюда объем эксплуатационного бурения (только добывающих скважин) за этот период — не ниже 2,5 км x 128 тыс. скв. = 320 млн метров (при условии, что вновь разбуренные запасы по промысловым характеристикам будут не хуже находящихся в эксплуатации сегодня), т.е. около 11,6 тыс. скважин в год с объемом эксплуатационного бурения 29,0 млн метров в год. Для справки: в 2011 году объем эксплуатационного бурения в стране — 18,0 млн метров год (6146 скважин). Так объемы эксплуатационного бурения придется все же увеличить?! Или нет?

6. Оказывается не надо. По планам Минэнерго, для реализации «целевого сценария» развития нефтедобычи в России за 2010–2020 годы достаточно пробурить лишь 51333 эксплуатационных скважины (это по 4667 скважин в год). Интересно, сколько в этом числе значащих цифр? И можно ли это называть сохранением «текущего уровня эксплуатационного бурения»?

7. Согласно С.Шматко, мощность существующих экспортных нефтепроводов оценивается в 300 млн тонн в год. Объем экспортируемой из страны нефти в период 2010–2020 годов по Генсхеме не превысит 270 млн тонн (при добыче 500 млн тонн и нефтепереработке — 230 млн тонн, мы собираемся переработку сокращать?) Однако, к 2015 году планируется ввод в эксплуатацию нефтепроводов БТС2 и ВСТО2, что увеличит экспортные мощности страны до 358 млн тонн, и «возникающий профицит экспортных мощностей позволит полностью снять риски остановки любого из экспортных направлений, а также обеспечить гибкость в выборе наиболее прибыльных направлений экспорта».

Вопрос: окупит ли за 5 лет гипотетическая маневренность трубопроводов их строительство и необходимость поддержания в рабочем состоянии? Ведь после 2020 года нефтедобыча в стране даже по Генсхеме начнет падать. Мало того, до 50 млн тонн нефти на экспорт пойдет через Варандей, Ванино, Де-Кастри, возможно КТК. И по 15 млн тонн в год мы расплачиваемся за кредиты с Китаем (здесь маневра быть не может!)

А не лучше инвестиции вложить в переработку нефти и утилизацию попутного газа?

Таким образом, предложенная Генсхема развития нефтедобычи — открытое лоббирование сиюминутных интересов нефтяников. Оставим без комментариев обоснованность предлагаемых решений. Самое страшное — в Генеральной схеме не рассмотрены перспективы развития отрасли после 2020? А ведь осталось всего 8 лет!

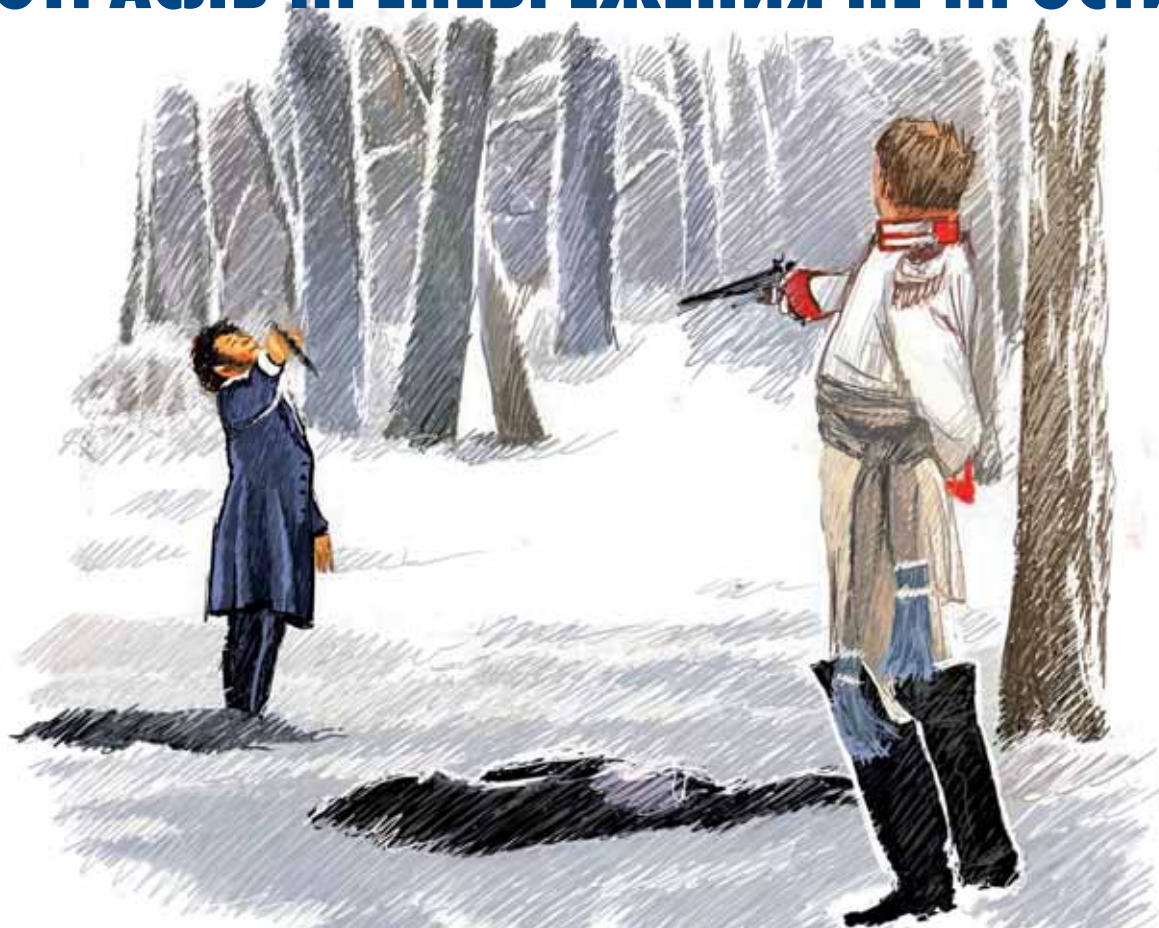
**По Минэнерго, «текущие запасы РФ могут обеспечить сегодняшний уровень добычи нефти на 40 лет». Как? 70% текущих промышленных запасов уже в активной разработке**

**Кому нужен огромный профицит трубопроводов? А не лучше инвестиции вложить в переработку нефти и утилизацию попутного газа?**

**Предложенная Генсхема развития нефтедобычи — открытое лоббирование сиюминутных интересов нефтяников**

**Самое страшное — в Генсхеме не рассмотрены перспективы развития отрасли после 2020. А ведь осталось всего 8 лет!**

## ВМСБ: ЭКСПЕРТНЫЕ МНЕНИЯ ОТРАСЛЬ ПРЕНЕБРЕЖЕНИЯ НЕ ПРОСТИТ



Свое видение проблемы «Вертикаль» изложила в НГВ #07'12 аналитической запиской «ВМСБ '2011: плата за скупость», где были выделены две основные проблемы: хроническое недофинансирование геологоразведки и несовершенство правил игры. Обе проблемы выходят за рамки ведомственной компетенции, заниматься их решением должно федеральное правительство. Но, честно говоря, шансов привлечь к себе внимание высших органов власти у одного из самых доходных сегментов российской экономики практически нет. У правительства иные приоритеты...

Мы посчитали проблему столь серьезной, что обратились к экспертному сообществу — зеркалу отрасли, оценки которого для нас традиционно служат фактором объективности.

Лишь один эксперт из 22 счел «Вертикаль» паникером: он «свято» верит в то, что при нынешних темпах ГРП добыча нефти в России останется на уровне 500–510 млн тонн в год вплоть до 2020 года, если не до 2035 года. Еще три-четыре эксперта за состояние дел опасаются, но критическим не считают: подожмет, мол, ситуация, тут Россия запросто и развернется, по ходу нагоняя упущенное.

Все иные оценки солидаризируются с «вертикальной»: благополучием в сфере ВМСБ не пахнет, а уровень нефтедобычи рано или поздно — при отсутствии у государства нефтяной политики — начнет заметно падать: новые проекты не успеют компенсировать падение добычи в Западной Сибири.

Если без нюансов, то эксперты видят три выхода. Одни панацеей считают кратное увеличение расходов федерального бюджета. Другие, предполагая, мягко выражаясь, эффективное разбазаривание госсредств, ратуют за стимулирование частных капиталовложений. Маргиналы же, понимая, что и то и другое ведет к урезанию доходной части бюджета, обязанного выполнять предвыборные обещания, были бы счастливы остановить предстоящую стагнацию хотя бы активизацией МУН.

Одно объединяет экспертов: понимание того, что отрасль пренебрежения не простит.

## ВОПРОСЫ ВЕРТИКАЛИ

- 1) Как вы оцениваете ситуацию с воспроизводством нефтяных запасов России?
- 2) Согласны ли вы с прогнозом ряда экспертов, что если не предпринять срочных мер, то добыча нефти к 2030 году может снизиться до менее чем 400 млн тонн с дальнейшей тенденцией падения?
- 3) Кто виноват — понятно, но что делать?



### ДОЙТИ ДО КРИТИЧЕСКОЙ ЧЕРТЫ...

**Дмитрий АЛЕКСАНДРОВ**

Начальник отдела аналитических исследований ИГ «УНИВЕР»

1. Ситуация неудовлетворительная. С другой стороны, при коротких горизонтах планирования, которые есть у ВИНК, это не должно вызывать удивления. Фактически, это во многом следствие нестабильности регуляторных, в том числе, и даже прежде всего, налоговых принципов отрасли. При этом беспокойства у участников естественно нет, поскольку есть «представление» о богатой ресурсной базе, которую, при необходимости, можно быстро доразведать в случае согласования налоговой нагрузки по отдельным проектам. Что, собственно, и происходит. Помимо этого, играет свою роль и растущая уверенность в своих силах по зарубежным проектам.

2. В принципе согласен, хотя конкретную цифру можно обсуждать. Но не думаю, что меры так и не будут приняты. Будут, просто, как это часто бывает, ситуация должна дойти в своем развитии до определенной критической черты. То, что подготовка к инвестициям и активизации в этом направлении есть, — уже видно, в том числе и в сигналах иностранным потенциальным партнерам, и в ориентирах по привлечению \$800 млрд в отрасль со стороны иностранных инвесторов как раз до того самого 2030 года.

3. Похоже, что реализовываться будет путь индивидуального подбора условий привлечения недропользователей и их хозяйствования с такими параметрами, чтобы выполнялись требования по IRR проекта на уровне 15–16%. Так что до единой системы налогообложения пока далеко.

Наверное, если это будет работать, на первом этапе такая схема оптимальна. После набора нескольких таких успешных решений по крупным проектам, созреет и решение по единой, общей схеме. Но главное, что там должно быть, — заведомая предсказуемость налоговых и правовых последствий инвестиций на длительный горизонт.

Обеспечить это может смещение налоговой нагрузки на прибыль, ее облегчение по основным средствам, связанным с обустройством месторождений в первые годы эксплуатации и т.д. Плюс гарантии для первооткрывателя в том случае, если государство, например, изымает запасы для аукциона, конкурса или передачи госкомпании.

**Главное в инвестиционном режиме — заведомая предсказуемость налоговых и правовых последствий инвестиций на длительный горизонт**



### ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА В ОТРАСЛЕВУЮ КАРТИНУ НЕ ВПИСЫВАЕТСЯ

**Сергей ЮРОВ, Руководитель аналитического отдела ИГ «БАРЕЛЬ»,  
Анна АННЕНКОВА, Старший специалист ИГ «БАРЕЛЬ»**

1. Ситуация с ВМСБ действительно плохая, и в этом нет ничего удивительного. Ведь, к сожалению, на ключевых позициях в ВИНК, а также в профилирующих министерствах сидят за редким исключением временщики. А в их задачи, как не сложно догадаться, не входит стратегическое развитие отрасли. И это проблема для всей российской экономики — инвестиции со стороны частного бизнеса идут только в высокоприбыльные и быстроокупаемые виды деятельности, а государство вообще ведет себя так, словно понятие «промышленная политика» не для него.

Геологоразведке не повезло — высокорисковая и довольно капиталоемкая деятельность явно не вписывается в текущую картину отечественной нефтянки, где основной целью чиновников является «заработать» с должности, а нефтяников — повысить капитализацию и прибыль компании в кратко- и в лучшем случае среднесрочной перспективе. И пока у основных нефтяных игроков достаточно запасов, эта схема может не меняться.

2. Учитывая, что уже сейчас большое количество крупнейших месторождений переходят или перешли пик добычи, а новых гигантов можно сосчитать по пальцам одной руки, полагаем, что перспективы снижения нефтедобычи в долгосрочной перспективе более чем реальны.

**Проведенный нами фундаментальный анализ ситуации показал, что к 2020 году добыча нефти может оказаться на уровне 400–450 млн тонн**

Действительно, большинство экспертов, а также часть ВИНК прогнозируют, что уже с середины текущего десятилетия добыча нефти в РФ начнет снижаться и возврата к прежним максимальным уровням (500–510 млн тонн) не будет. Кроме того, проведенный нами фундаментальный и «технический» анализ ситуации показал, что к 2020 году добыча нефти может оказаться на уровне 400–450 млн тонн. А соответственно, к 2030 году — если не предпринять адекватных мер по восполнению МСБ — данный показатель может быть еще ниже.

3. У проблемы ВМСБ есть два аспекта. С одной стороны, воспроизводство МСБ может быть формальным — через механизм КИН. Напомним, что увеличение данного показателя всего на 0,01 равноценно открытию крупного месторождения.

### **Целесообразно сделать акцент на интенсивном развитии нефтедобывающей отрасли, а не на экстенсивном**

А поскольку КИН в РФ в среднем не превышает 0,3, то, как говорится, потенциал роста велик. И здесь нам представляется более разумным инвестировать в новые технологии нефтедобычи в давно действующих НПП — то есть сделать акцент на интенсивном развитии нефтедобывающей отрасли, а не на экстенсивном.

Но, с другой стороны, «рабочие лошади» в лице Западной Сибири и Поволжья все же не вечны, и на новые территории выходить надо. И здесь наиболее привлекательными считаем следующие мероприятия:

а) Увеличение порога «месторождений федерального значения» с 70 млн тонн до 100 млн тонн. Почти 1,5-кратное увеличение этого показателя (потенциальная прибыль/риск) привлечет крупных частных инвесторов, способных «потянуть» риски, присущие геологоразведке «на целине»;

б) Установление временного порога на сроки выдачи лицензий первооткрывателям, а также определение санкций (вплоть до персональной ответственности госслужащих соответствующих ведомств) за срыв этих сроков;

в) Поскольку для крупных нефтяных компаний разработка малых месторождений непривлекательна (из-за относительно низкой рентабельности), то целесообразно поощрять к покупке лицензий на новые месторождения малые и средние компании. И, соответственно, предусмотреть комплекс мер поддержки именно для малых: льготы по налогам, стимулирование покупки перерабатывающих мощностей (мини-НПЗ), обеспечение транспортной инфраструктуры.



## **ПРИРОСТЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ КРАЙНЕ МАЛЫ**

**Михаил ГРИГОРЬЕВ**  
Директор ГКЦ «Гекон»

Причина сложившейся ситуации с воспроизводством запасов нефти в России кроется в двух причинах. В первую очередь, государство самоустранилось не только от подготовки запасов, чем занимались организации Мингео, но и перспективных ресурсов, и задачей геологической службы в части развития МСБ нефти в настоящее время является проведение регионального этапа исследований и оценка прогнозных ресурсов.

### **Государство самоустранилось не только от подготовки запасов, но и перспективных ресурсов, ограничившись оценкой прогнозных ресурсов**

Прогнозные ресурсы — это некая умозрительная псевдочисленная модель наших представлений о нефтеносности литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемая в пределах крупных региональных структур — как с доказанной ( $D_1$ ), так и предполагаемой ( $D_2$ ) промышленной нефтегазоносностью.

Оценка прогнозных ресурсов используется для последующего этапа планирования геологоразведочных работ с целью подготовки ловушек к поисковому бурению, после завершения которого проводится оценка перспективных ресурсов категории  $C_3$ , которые, в свою очередь, используются при планировании поисковых буровых работ, которые и дают ответ о наличии запасов, величина которых уточняется по мере проведения последующих разведочных работ.

Рассматривать прирост прогнозных ресурсов как реальное увеличение базы нефтедобычи вряд ли целесообразно. Планирование их прироста, а также оценка «уровня компенсации добычи потенциальным приростом запасов за счет прогнозных ресурсов» относятся к способам манипулирования информацией.

### **Прирост прогнозных ресурсов как реальное увеличение базы нефтедобычи — способ манипулирования информацией**

Вторая причина заключается в том, что собственно приросты запасов нефти крайне малы. Оценивать ситуацию с воспроизводством нефтяных запасов России лучше основываясь на конкретных примерах. Поскольку Государственный баланс запасов нефти за 2011 год будет издан не ранее конца лета, рассмотрим изменение извлекаемых запасов нефти промышленных категорий  $ABC_1$  нефти в 2010 году за счет добычи, геологоразведочных работ (ГРП) и переоценки.

Суммарный прирост извлекаемых запасов промышленных категорий составил 250 млн тонн, при этом запасы нераспределенного фонда недр снизились за счет переоценки на 9 млн тонн.

На распределенном фонде недр запасы разрабатываемых месторождений выросли практически на столько же, как и неразрабатываемых (подготовленных для промышленного освоения и разведываемых) месторождений — на 137 и 123 млн тонн со-

ответственно. Из 123 млн тонн лишь 37 млн тонн учтены в Государственном балансе запасов как открытые в 2010 году.

Однако итоговые цифры скрывают особенности динамики ресурсной базы различных по степени вовлечения в промышленное освоение объектов (см. «Динамика изменения запасов нефти различных групп объектов в 2010 г.»).

На неразрабатываемых месторождениях основной причиной является прирост по ГРП, который составил 133 млн тонн. На разрабатываемых месторождениях значительный прирост запасов (365 млн тонн) произошел на слабвовлеченных в разработку объектах — разрабатываемых с текущими темпами отбора (ТТО) менее 2% — преимущественно за счет переоценки (247 млн тонн); прирост по ГРП составил 166 млн тонн.

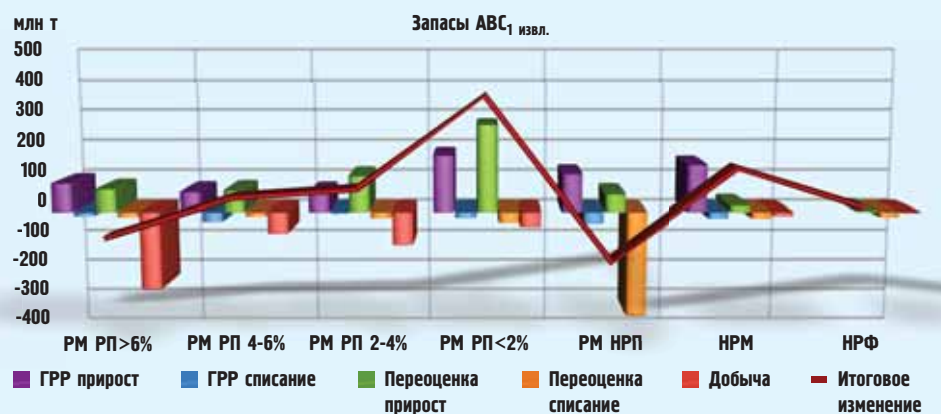
Запасы наиболее интенсивно разрабатываемых пластов, с текущими темпами отбора более 6%, обеспечивающих более половины добычи нефти страны, сократились на 110 млн тонн, запасы же пластов с ТТО 4–6% и 2–4% незначительно возросли — на 23 и 53 млн тонн соответственно.

Второе по значимости изменение произошло на не вовлеченных в разработку пластах разрабатываемых месторождений: их запасы снизились на 194 млн тонн. Причина заключается в больших объемах списания по переоценке — 279 млн тонн.

Наблюдаемая ситуация свидетельствует о том, что усилия добывающих предприятий сосредоточены на уточнении уже выявленных запасов нефти — как с целью провести разбраковку неразрабатываемых пластов для снижения геологического риска при продолжении разработки месторождений, так и стремлением за счет доразведки и переоценки уточнить запасы слабвовлеченных в настоящее время в разработку объектов (на которые приходится 27% запасов нефти страны) с целью интенсификации их добычи.

Небезынтересно отметить, что вопреки устоявшемуся мнению о необратимом ухудшении качественной структуры ресурсной базы, рост запасов нефти в 2010 году связан с увеличением активных запасов — 95% от нетто прироста в 250 млн тонн. Трудноизвлекаемые запасы изменялись разнонаправленно: увеличились запасы сверхвязких нефтей (23 млн тонн), нефтей в маломощных коллекторах (18 млн) и высоковязких нефтей (8 млн); запасов, относимых к трудноизвлекаемым по двум (8 млн) и трем (3 млн) признакам. Одновременно произошло снижение запасов в подгазовых залежах (5 млн) и наиболее существенно — на 42 млн тонн — снизились запасы в низкопроницаемых коллекторах.

Динамика изменения запасов нефти различных групп объектов в 2010 г.



Используемые сокращения: РМ — разрабатываемые и НРМ — неразрабатываемые месторождения; РП — разрабатываемые и НРП — неразрабатываемые пласты; НРФ — месторождения нераспределенного фонда недр. Значения 2, 4 и 6% характеризуют текущие темпы отбора запасов разрабатываемых пластов

**Собственно приросты запасов нефти крайне малы: прирост извлекаемых запасов промышленных категорий в 2010 году составил 250 млн тонн**

**Запасы наиболее интенсивно разрабатываемых пластов, с ТТО более 6%, обеспечивающих более половины добычи нефти, сократились на 110 млн тонн**

## ДЛЯ ПАНИКИ ОСНОВАНИЙ ПОКА НЕТ



**Денис ДЁМИН**  
Начальник аналитического отдела  
ЗАО «Балтийское Финансовое Агентство»

1. Ситуация с ВМСБ в нашей стране, конечно же, далека от идеала, однако и для паники оснований пока нет. Обеспеченность российской нефтедобывающей отрасли разведанными запасами даже по скромным западным оценкам составляет около 20 лет, что значительно уступает среднему показателю по ОПЕК, однако больше, чем в США, Мексике или Бразилии.

Необходимость наличия разведанных запасов в большем объеме сама по себе не очевидна — так, многие добывающие отрасли с нестабильными ценами на продукцию (например, производство золота и серебра) традиционно существуют при скромных объемах разведанных запасов, не превышающих 10–20 лет производства.

Вполне очевидно, что недра нашей страны скрывают еще немалое количество запасов нефти и газа, не входящее в оценки запасов, и усиление геологоразведки может обеспечить значительный прирост сырьевой базы.

**В случае сохранения ценовой конъюнктуры задача восполнения МСБ и поддержания уровня добычи может быть решена рыночными силами**

ние десятков лет — всему миру. При этом за счет восполнения МСБ, новых технологий добычи и роста цен на нефть, делающих рентабельными ранее не учитывавшиеся запасы, обеспеченность мирового потребления в последние годы только растет.

Отечественные компании в настоящее время пожинают плоды недоинвестирования в разработку и инфраструктуру нефтегазовых провинций на протяжении всех последних десятилетий. Сдвиг добычи на север и восток является очень затратным шагом для отрасли, и в условиях истощения традиционных месторождений угроза падения добычи в переходном периоде, разумеется, есть.

**Существующая регулятивная среда в целом не создает ощущения приоритетности расширения сырьевой базы и добычи**

стрирования отрасли, можно отметить, что существующая регулятивная среда в целом не создает ощущения приоритетности расширения сырьевой базы, добычи и географии присутствия.

Но в условиях, когда нефтяные компании манкируют труднодоступными месторождениями и никак не могут решить вопросы налогового режима для сложных проектов, вопрос о наращивании «бумажных» запасов перестает быть приоритетным. Задача состоит скорее в создании оптимальных механизмов ВМСБ за счет перераспределения этой нагрузки между государством и сектором, и внедрении стимулирующих мер для обеспечения спроса нефтяников на новые месторождения.

2. Падение добычи нефти предрекают не только России, но и — уже в течение

Однако нынешняя ценовая ситуация на рынке нефти позволяет компаниям с большей готовностью приниматься за новые проекты, и в случае ее сохранения задача восполнения МСБ и поддержания уровня добычи может быть решена рыночными силами.

Основным препятствием здесь может стать политика государства в части налоговой нагрузки на нефтегазовый сектор. Оставляя за скобками постоянные метания чиновников в отношении налогового админи-



## МОЖЕТ, ДИВЕРСИФИЦИРУЕМСЯ БЫСТРЕЕ?

**Рушан ЗАРИПОВ**

**Доверительный управляющий ЗАО ИК «Битца-Инвест»**

На мой взгляд, в нефтегазовой отрасли сейчас идет достаточно жесткий торг между добывающими компаниями и правительством относительно того, за чей счет должна вестись геологоразведка. В результате имеем то, что имеем: ни те ни другие не хотят раньше времени увеличивать свои расходы, предполагая, что противоположная сторона сдастся быстрее.

Должно ли только государство нести повышенные расходы по геологоразведке — вопрос спорный. Нефтяной сектор — один из немногих, кто практически безостановочно декларирует рост финансовых показателей, включая прибыль. При этом очевидно, что этот рост в первую очередь связан с динамикой цен на нефть, а не с повышением эффективности деятельности предприятий.

**Проблему недофинансирования я бы свел к проблеме низкой конкуренции в секторе: имеет смысл облегчить допуск в Россию международных компаний**

Таким образом, проблему недофинансирования я бы свел к проблеме низкой конкуренции в секторе: на мой взгляд, имеет смысл облегчить допуск в Россию международных компаний, что позволило бы более эффективно оценивать результаты работы отрасли.

Вместе с тем, в этом противостоянии есть и позитивный момент для страны в целом, но не для отрасли. Он заключается в повышении вероятности диверсификации экономики, вследствие возможного снижения нефтяных доходов в будущем. Таким образом, с позиции стратегического планирования инвестиции в геологоразведку все-таки выгоднее нефтяным компаниям, и в несколько меньшей степени — государству.



## НИ РЕСУРСОВ, НИ МОДЕРНИЗАЦИИ

**Сергей ЗАХАРОВ**

**Начальник отдела инвестиционного анализа аналитического департамента ИФК «Алемар»**

1. Ситуация с ВМСБ в России по-прежнему далека от благоприятной, в чем видится характерное для всей экономики страны отсутствие четкой стратегии развития. С одной стороны, высокая доля экспорта углеводородов в доходах государства сохраняется, и для долгосрочной экономической безопасности страны важно нормальное восполнение вырабатываемых ресурсов. С другой стороны, судорожные попытки перевести страну на инно-

вационные рельсы развития и снизить ее экспортную зависимость не дают полноценно финансировать фундаментальное развитие сырьевого сектора.

В результате осуществляемая политика оказывается половинчатой, не способствуя решению ни одной из задач. И хотя профильные ведомства в последние годы прикладывают все больше усилий для решения вопроса ВМСБ, их шаги оказываются точечными и краткосрочными, не меняющими глобальную картину.

2. Истощение качественных и достаточно доступных для экономически целесообразной добычи запасов выглядит негативной тенденцией. В условиях недостаточного ВМСБ и ужесточения фискальной политики в отрасли это может привести к сокращению добычи сырья производителями, а следовательно, и к общему падению этого показателя в стране.

3. На наш взгляд, это в интересах государства — видеть четкую реальную картину сырьевой базы страны. Только такой подход позволит определить устойчивость российской экономики при ее нынешней структуре, а также оценить, что можно предложить инвесторам и сколько за это получить. Следовательно, основной вклад в воспроизводство минерально-сырьевой базы в плане открытия новых участков недр должно делать государство, а в плане доразведки уже известных месторождений соответствующие условия должны жестко прописываться в лицензиях. И не стоит забывать об инструментах налоговых льгот на ранних стадиях освоения, которые уже не раз показывали свою эффективность в российской нефтегазовой отрасли.

**Судорожные попытки перевести страну на инновационные рельсы не дают полноценно финансировать фундаментальное развитие сырьевого сектора**



## ОПАСНО, НО ПОКА НЕ КРИТИЧНО

**Александр ИГНАТЮК**

Начальник аналитического отдела ЗАО «ИК «Энергокапитал»

1. Текущая ситуация, связанная с явным превышением объемов нефтегазодобычи над уровнем обнаруженных запасов в сопоставимом качестве, бесспорно, вызывает опасения. Тем не менее, я бы не назвал ситуацию критической — она все еще находится на значительном отдалении от точки невозврата. Другими словами, если сейчас положить начало поиску эффективного механизма разрешения данной проблемы российской нефтегазовой индустрии, то все еще можно будет исправить.

2. Аналогично не следует воспринимать буквально высказывания экспертов о возможности резкого падения добычи нефти на территории России к 400 млн тонн уже в 2030 году. Статистика хоть и не лженаука, но все же слишком абстрактно смотрит на вещи. Иначе говоря, в случае приближения ситуации к данному экспертному сценарию мы ожидаем, что включится рыночный механизм, при котором инициатива в решении вопроса будет исходить от самих нефтегазовых холдингов. Тем не менее, выглядит столь же бесспорным тезис о том, что не стоит и затягивать с решением вопроса о воспроизводстве запасов.

3. С нашей точки зрения, наиболее целесообразной выглядит форма частно-государственного партнерства в геологоразведке, когда финансирование предоставляет государство (вопрос источников вполне решаем), а поиск месторождений осуществляют частные компании.

**Я бы не назвал ситуацию критической, а наиболее целесообразной выглядит форма частно-государственного партнерства в геологоразведке**



## ТРЕБУЕТСЯ ВОЛЯ К КАРДИНАЛЬНЫМ РЕШЕНИЯМ

**Валерий КАРПОВ**

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

1. Ситуация неблагоприятная, прежде всего, из-за отмены ставки ВМСБ, из-за резкого снижения созидательной роли государства, о чем и свидетельствуют данные, приведенные в статье Андрея Мещерина.

Но есть и другие причины. Появление демаркационных границ, ознаменовавшее приход «лоскутного» недропользования, привело к подмене объекта геологического изучения лицензионным участком, к игнорированию объективного существования природных геологических границ тектонических образований, способных контролировать скопления УВ. Тем самым разрушены основы регионального и зонального изучения и нефтегазогеологического районирования, существенно снижены возможности локального прогнозирования.

Структура запасов усложнилась, а методика поиска остается в целом прежней, не в силах вырваться из наезженной колеи антиклинальной схемы размещения залежей УВ, пользуется затертыми атрибутами структурной геологии.

Органическая гипотеза образования УВ, пережив свой рассвет и монополию, начала сдавать свои позиции, но оставаясь еще активным и могущественным игроком, превращается в тормоз геологоразведочного производства на нефть и газ, исключая огромные территории из числа нефтегазоперспективных земель.

Наука, ранее ориентированная на провинции, области, регионы, зоны, структуры разного порядка, стала раздробленной по недропользователям, по лицензионным участкам, разубоженной малозначимыми проблемами, а чаще — не у дел.

### **Государство минимизировало свое участие в судьбе стратегической отрасли. И мы имеем то, что имеем**

Мощнейшие нефтегазоразведочные предприятия, обладавшие огромным геологическим потенциалом, потеряв поддержку государства, захирели, отошли под коммерческие «крыши», а многие просто исчезли. Государство минимизировало свое участие в судьбе стратегической отрасли.

И мы имеем то, что имеем.

2. С таким прогнозом сложно спорить, ибо не видно реальных источников компенсации падения добычи (кроме шельфа) при сохранении идеологии ведения поиска УВ, а поэтому важно правильно определить перечень срочных мер.

3. Перечень срочных мер представляется следующим:

Во-первых, восстановление ставки ВМСБ или внедрение иной системы адекватного финансирования ГРП на нефть и газ — эта мера является количественным обеспечением данного производства как необходимое, но недостаточное условие положительного решения проблемы.

### **«Лоскутное» недропользование привело к подмене объекта геологического изучения лицензионным участком**

Во-вторых, простое увеличение объемов ГРП в связи с усложнением структуры запасов УВ не даст требуемого эффекта, поэтому качественная сторона проблемы содержит ряд задач:

1) реанимация регионального этапа геологических исследований с использованием всего комплекса геолого-геофизических исследований (в т. ч. опорного и параметрического бурения, *(подробнее в НГВ №07'12,*

*«Как ищут нефть, или время собирать камни...»*);

2) преодоление «лоскутного» характера нефтегазоперспективных работ, ликвидация демаркационных границ на базе сплошного анализа и обобщения геолого-геофизического материала региона с целью создания карт тектонодинамического и нефтегазоперспективного районирования, разработки целевых программ изучения;

3) оптимизация методики ГРП на нефть и газ и разработка районированных методик локального прогноза;

4) освобождение от шор органической гипотезы образования нефти и антиклинального принципа подготовки объектов под глубокое бурение и размещения поисковых скважин, поэтапная апробация альтернативных гипотез (теорий, моделей) нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

### **Недропользователи должны сменить идеологию поиска УВ и освободиться от шор органической гипотезы образования нефти**

В-третьих, недропользователи должны сменить структурную идеологию поиска УВ на тектоническую со всеми вытекающими отсюда последствиями, понимая, что определенное удорожание этапа подготовки объекта под глубокое бурение обещает заметное (может быть кратное) уве-

личение успешности бурения.

Проектная документация должна содержать перечень инновационных технологий и методик, направленных на увеличение разрешающей способности всего комплекса геолого-геофизических исследований по картированию тектонозависимых объектов и планируемых к внедрению на объекте, а отчеты по подсчету запасов УВ, представляемых в ГКЗ, должны отражать результаты их использования (или обоснованные причины отказа от их внедрения), экспертно оцениваемые в установленном порядке.

В-четвертых, реализация как количественной, так и качественной составляющих комплекса мер невозможна без усиления роли государства и науки, для чего требуются воля к радикальным решениям, исчерпывающее финансирование и организация скоординированных действий научно-производственного потенциала страны.



## **ПЛЮС ФИНАНСИРОВАНИЕ, НО МИНУС НАЛОГОВОЕ БРЕМЯ**

**Андрей КИНЯКИН**  
Ведущий эксперт ИА «Финмаркет»

1. Ситуация с воспроизводством минерально-сырьевой базы в последние годы продолжает планомерно ухудшаться, что вызывает не просто беспокойство, а существенные опасения относительно того, что в ближайшее время российский нефтегазовый сектор ждет неминуемая стагнация.

Степень выработанности месторождений Западной Сибири приближается к 70%, что с большой долей вероятности нельзя будет в полной мере компенсировать за счет ввода в строй месторождений в Восточной Сибири или шельфа, учитывая крайне низкие объемы финансирования ГРП.

Причем в ближайшие годы геологоразведка, скорее всего, продолжит страдать от финансирования по остаточному принципу в условиях непомерно высокой налоговой нагрузки на отечественную нефтянку. Это связано с нынешней поли-

тикой государства в нефтегазовой сфере и нежеланием нефтяников принимать на себя дополнительные риски (наглядный пример — сохраняющееся «верхушечное бурение»).

На фоне ситуации с геологоразведкой, что чревато неминуемым падением добычи, честно говоря, не понятно, как можно будет удерживать объем нефтедобычи на уровне 10 млн барр в день, к чему так стремятся наши власти.

2. О точных цифрах, безусловно, можно спорить, но то, что нынешняя ситуация с ВМСБ, в случае если она не будет радикально улучшена, приведет к существенному сокращению объема нефтедобычи, по-моему, — факт очевидный. Сценарий со значительной «просадкой» нефтедобычи (сокращением примерно на треть) не выглядит слишком фантастичным.

3. На мой взгляд, в качестве первоочередных шагов необходимо, прежде всего, значительно увеличить объем государственного финансирования геологоразведки (через Росгеологию, например), а во-вторых, продумать механизм снижения налогового бремени на компании, активно занимающиеся воспроизводством минерально-сырьевой базы (к примеру, изменить порядок взимания того же НДС).

Первая мера позволит государству не только получить объективную картину состояния нефтегазовых запасов, но и даст возможность контролировать последующее распределение лицензий на те или иные месторождения. Снижение налогов на компании, занимающиеся ВМСБ (к примеру, за счет своеобразного налогового вычета), не только создаст стимулы для осуществления геологоразведки, но и заставит нефтяников более ответственно подходить к вопросу восполнения минерально-сырьевой базы.

В перспективе, на мой взгляд, можно подумать о создании механизмов государственно-частного партнерства в сфере недропользования — к примеру, заключение определенного рода концессионных соглашений на проведение работ по геологоразведке с последующей передачей прав на разработку нефтегазовых месторождений.

**Увеличить объем госфинансирования геологоразведки и продумать механизм снижения налогового бремени на компании, активно занимающиеся ВМСБ**

## ПОКА НЕ КРИТИЧНО

**Дарья КОЗЛОВА**

**Аналитик по нефти и газу «Rye, Man & Gor securities»**

1. В целом ситуацию можно охарактеризовать как сложную, но пока еще не критичную. Действительно в последнее десятилетие многие нефтяные компании не тратили существенных средств на ГРП в виду благоприятной конъюнктуры (цены на нефть и так росли) и существующего налогового режима в переработке, позволяющего получать высокие доходы за счет производства мазута.

В результате добыча в Россия в текущем году достигла своего пикового значения (10,2–10,3 млн барр в день) и поддержание подобного уровня теперь становится проблемой из-за естественного старения brownfields и постепенного достижения «полки» greenfields, прежде всего, в Восточной Сибири.

Введение «60-66» увеличило рентабельность многих действующих проектов, а также средний срок их эксплуатации в среднем на 4–5 лет, и мы видим, что практически все ВИНК стали резко наращивать затраты на ГРП в четвертом квартале 2011 года, исходя из данных опубликованных отчетностей. В целом, же если не предпринять дальнейших стимулирующих мер, в частности, понятного предоставления льгот, то ситуация из сложной может перейти в разряд критической и даже трагичной.

2. На мой взгляд, такой прогноз выглядит слишком пессимистично. Действительно, если предположить, что будут разрабатываться только действующие проекты и точно реализуемые новые (Требса и Титова, к примеру), то возможно из-за естественного старения Западно-Сибирских и Волго-Уральских месторождений плюс некоторого замещения новыми месторождениями добыча в 2030 году может снизиться до 420 млн тонн.

Тем не менее, данный прогноз не учитывает новые перспективные регионы добычи — это, прежде всего, Восточная Сибирь, не говоря уже об Арктическом шельфе, где есть пока оценка запасов, сделанная еще в 80-х годах прошлого века (около 90 млрд тонн н.э.), и дальнейшая разведка только будет начинаться в этом году.

3. Наверное, ответ здесь можно дать только один — менять отношение. Во-первых, нефтяные компании надо стимулировать к разведке, как это происходит во всех развитых странах, а не тратить на это государственные средства. Для этого были сделаны определенные шаги, в частности введение «60-66», но этого мало.

Во-вторых, во всем мире существует тенденция истощения легко добываемой нефти с низкой себестоимостью и начала разработки сложных проектов (глубоководный шельф, тяжелая нефть, нефтеносные пески и т.д.) и Россия здесь не станет исключением.

Данные проекты требуют широкомасштабных инвестиций и на безубыточность выходят при высоких ценах на нефть (к примеру, по нефтеносным пескам Канады \$85/барр +). Текущая система предоставления льгот несовершенна и сложна, не дает возможности долгосрочного планирования инвестиций.

**Компании надо стимулировать к разведке, как это происходит во всех развитых странах, а не тратить на это государственные средства**

**Текущие цены на нефть как нельзя лучше должны сами стимулировать нефтяников к активизации разведки**

В-третьих, должны применяться самые современные методы нефтеотдачи пластов, которые, к сожалению, не имеют широкого распространения в России. РИТЭК на данный момент добывает около 25% нефти из сложной баженовской свиты, применяя термогазовое воздействие на пласт. К тому же не стоит забывать, что текущие цены на нефть как нельзя лучше должны сами стимулировать нефтяников к активизации разведки.



## С ПАНИКЕРАМИ НЕ СОГЛАСЕН

**Михаил КРУТИХИН**  
Старший аналитик RusEnergy

1. Я не склонен драматизировать ситуацию с восполнением минерально-сырьевой базы. По сравнению с иностранными корпорациями, обеспеченность российских компаний запасами несравнимо больше в годовом исчислении. Трудно понять, зачем сейчас вкладывать огромные средства в разведку того, что понадобится (или вообще не понадобится) лет через 17–20.

**Проблема не в разведке, а в том, как освоить уже разведанное и какова будет себестоимость освоения**

2. С паникерами не согласен. При нынешних темпах ГРП и добычи, как вполне обоснованно считают в Минэнерго и Минприроды, добыча нефти в России останется на уровне 500–510 млн тонн в год вплоть до 2020 года, а МЭА удлинит это «плато» до 2035 года. По газу тоже все с размером запасов благополучно. Проблема не в разведке, а в том, как

освоить уже разведанное и какова будет себестоимость добычи и доставки на рынок?

3. Что делать? Внедрять передовые технологии, повышать КИН и сокращать себестоимость. Для этого нужен совсем другой налоговый режим. Нынешний — подавляет инновации.



## ОШИБОЧНОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

**Батрбек КУСОВ**  
Ведущий инженер Северо-Кавказского отделения ИГЕМ РАН,  
кандидат г.-м.н., член-корр. РАЕН

1. Ситуация неудовлетворительная, тревожная.

2. Да, согласен.

3. Теоретическую (научную) базу поисков нефти и газа привести в состояние, способное объяснить многочисленные факты по многим нефтегазоносным провинциям мира. В процессе научного познания окружающего мира в любой исторический момент наиболее прогрессивной и конструктивной является та гипотеза, которая объясняет все или наибольшее количество фактов, относящихся к предмету исследования.

**Пришло время сменить осадочно-миграционную гипотезу образования УВ на мантийный генезис**

В настоящее время осадочно-миграционная гипотеза образования углеводородов (УВ) и вытекающий из нее механизм формирования месторождений, определяющие стратегию и методику поисков нефти и газа, пришли в противоречие с практикой и стали тормозом для перевода этих работ на новый идеологический уровень.

Очевидность глубинного (мантийного) генезиса УВ для научных и ведомственных геологических начальников остается за пределами их восприятия объективной реальности. Из-за этого огромные пространства земной коры за пределами осадочных бассейнов, в которых могут содержаться (и содержатся, примеры есть!) значительные запасы УВ в пределах доступных глубин, остаются за пределами профессионального интереса нефтегазовых разведчиков.



## УЛУЧШИТЬ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ

**Алексей МАКАРОВ**  
Академик, директор Института энергетических исследований РАН

Если в стране и в частности в нефтяной промышленности не улучшится инвестиционный климат, то низкая заинтересованность в подготовке запасов не позволит длительно сохранять достигнутый уровень добычи нефти и ее падение до 400 млн тонн к 2030 году вполне реально. Наоборот, при хорошем инвестиционном климате положение и с ростом запасов можно наладить.

Кроме общеизвестных мер, конкретно в нефтяной промышленности нужны: защита прав инвестора в добыче и разведке, предсказуемость налогообложения, льготы для месторождений с повышенными затратами. Для повышения конкуренции

нужен широкий доступ к поиску, разведке и разработке месторождений, в том числе для малых предприятий и иностранных компаний.

Падение затрат в ГРП можно было бы объяснить влиянием кризиса, но на строительство, например, БТС-2 кризис не повлиял. Здесь проявляется предпочтение тактическим интересам перед стратегическими. Но именно стратегические вложения впоследствии оправдаются развитием отрасли, поэтому при дефиците бюджета их нужно поддерживать за счет кредитов.

Положение, когда 90% новых месторождений нерентабельны, нужно исправлять переносом наибольшей тяжести налогообложения на середину периода разработки, в том числе в Западной Сибири, где добыча нефти уже начала падать.

Относительная эффективность поиска углеводородов на шельфе может объясняться его низкой изученностью. Ситуация такая, что в старых районах высокая изученность, поэтому низкая эффективность ГРП и плохое качество открываемых запасов, но хорошая инфраструктура. Наоборот, в новых районах — низкая изученность, высокая эффективность ГРП, хорошее качество запасов, но отсутствует инфраструктура.

Бюджетное финансирование должно сосредотачиваться на наименее изученных, перспективных районах. Соотношение финансирования Уральского и более «старого» Приволжского ФО 7% и 5%, соответственно, при соотношении добычи 60% и 20% удивляет. Следует больше внимания уделять Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

Хотелось бы, чтобы к программе развития ГРП до 2030 года был дан аналитический доклад с обоснованием именно такого распределения капиталовложений по регионам. Подобный же доклад должен сопровождать публикацию статистики прироста запасов и ресурсов. В нем должны анализироваться причины изменения эффективности ГРП.

Пересчет КИН — не обязательно бумажная работа, а может быть оправдан изменением технологии добычи. Если фиксируются изменения запасов за счет роста КИН, то следует указывать, за счет внедрения каких технологий и в каком объеме это делается...

**Нужны: защита прав инвестора, предсказуемость налогообложения, льготы для месторождений с повышенными затратами и вовлечение малых компаний**

**Положение, когда 90% новых месторождений нерентабельны, нужно исправлять переносом наибольшей тяжести налогообложения на середину периода разработки**

**Бюджетное финансирование должно сосредотачиваться на наименее изученных, перспективных районах**

**WWW.NGV.RU**



## ГОСУДАРСТВО НЕ ВИДИТ ОСТРОТЫ ПРОБЛЕМЫ

**Николай ПОДЛЕВСКИХ**

Начальник аналитического отдела ИК «Церих Кэпитал Менеджмент»

1. Ситуация с проведением ГРП уже давно внушает обоснованные опасения за возможность наращивания добычи полезных ископаемых в будущем. Система отлынивания от создания заделов на будущее становится все более вопиющей и охватывает не только компании, но и само государство.

Об этом в частных разговорах сообщают представители геологоразведочных компаний. Это становится очевидным из рассмотрения показателей уменьшения стремления компаний работать на собственных разведанных месторождениях. Эта информация постепенно прорывается сквозь набор зачастую лукавых цифр, представленных Роснедрами.

Собственно, главное, в чем проявляется неблагополучие, это в долгосрочной динамике роста добычи нефти, которая при сегодняшних высоких ценах является более чем скромной.

2. Прогнозировать возможный уровень добычи в 2030 году мы бы не взялись. Однако очевидно, что стагнация или даже проседание объемов добычи мы можем получить уже в ближайшее десятилетие.

3. Нужно, чтобы в первую очередь государство пересмотрело свое отношение к растущей проблеме. Становится критически важным, чтобы в оценке запасов использовали экономическую целесообразность разработки. Еще лучше было бы перейти к международной системе оценки запасов. Это могло бы правильнее и четче поставить диагноз и заставить руководство страны задуматься над остротой возникающей проблемы.

А решать проблему нужно параллельно сразу двумя способами. Во-первых, государство должно полностью пересмотреть свое отношение к формированию поисковых заделов. Для этого необходимо существенно увеличивать объемы финансируемого государством параметрического бурения и сейсморазведки. Во-вторых, нужно отлаживать систему, когда компании, восполняющие минерально-сырьевую базу, были бы больше заинтересованы в адекватных цифрах, а самое главное — в расширении объемов нефтедобычи в будущем.

**Становится критически важным, чтобы в оценке запасов использовали экономическую целесообразность разработки**

## МАЛО ИМЕТЬ ЗАПАСЫ — НАДО УМЕТЬ ИМИ УПРАВЛЯТЬ



**Нина ПУСЕНКОВА**

Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН, руководитель Форума «Нефтегазовый диалог»

Что делать? Не наступать, по извечной российской традиции, на одни и те же грабли и не гордиться тем, что Россия идет своим особым, ни на кого не похожим путем, а внимательно изучить, как с проблемой справляются другие нефтегазодобывающие государства. На их примерах четко видно, что нужно делать, а что — нет.

Государственную нефтяную стратегию целесообразно поменять до того, как грянет серьезный кризис нефтедобычи. И не следовать опыту Мексики, где добыча снижается уже давно, с 2004 года, упав с 3,8 млн до 2,9 млн барр/д в 2010 году. Если Ретех не удастся переломить ситуацию, Мексике скоро придется импортировать нефть для своих нужд, а ее долю на рынке США захватят другие поставщики.

Ретех, длительное время разрабатывавшая легкоизвлекаемые запасы гигантского месторождения Cantarell, расположенного на мелководье Мексиканского залива, не видела необходимости вести геологоразведку в других местах, либо делать крупные инвестиции в новую инфраструктуру или современные технологии. Ретех всегда недостаточно инвестировала в НИОКР и геологоразведку и слабо наращивала ресурсную базу. Ее коэффициент замещения доказанных запасов в 2003–2005 годах ненамного превышал 20% и лишь в 2010 году вырос до 77%. Стратегическая цель компании — довести его до 100% к 2012 году.

**Зациклившись на гигантском месторождении Cantarell, Мексика долгое время не возвращала инвестиции в отрасль: добыча упала на 1 млн барр/д**

В Мексике нефтянка — стратегический сектор, закрытый для частного и иностранного капитала. Ретех — 100%-но государственная монополия, а на ее приватизация наложено политическое табу. Государство держит компанию на коротком поводке, при этом удушая тяжелыми налогами и не оставляя средств для инвестирования. Правительство не имеет долгосрочной стратегии в отношении сектора, используя Ретех как cash cow для решения социальных и политических задач.

Это — пример того, что делать не нужно. А в качестве примера для подражания полезно посмотреть, как ведет себя, например, Норвегия. Сейчас ее нефтяная промышленность вступила в стадию падающей добычи: доказанные запасы нефти уменьшились с 8,6 млрд в 1990 году до 6,7 млрд барр в 2010-м, а добыча нефти, достигнув пика в 3,4 млн барр/д, в 2002 году стала снижаться и в 2010 году составила 2,1 млн барр.

Теперешняя задача норвежского правительства — обеспечить сбалансированную и конкурентоспособную структуру нефтяной промышленности. Сейчас оно принимает меры к тому, чтобы, сокращая государственное вмешательство, активизировать геологоразведку.

Для этого вносятся изменения в налоговую и лицензионную политику, и еще больше открывается отрасль, в том числе для малых норвежских и иностранных фирм, которые специализируются на стареющих месторождениях с падающей добычей и которые смогут осваивать их более эффективно, чем крупные компании. Участие этих новых игроков поможет увеличить добычу на месторождениях, которые иначе не осваивались бы, и, значит, приведет к повышению доходов норвежского госбюджета.

В начале 2000-х годов в налоговый режим были внесены изменения, направленные на то, чтобы уменьшить налоговую неопределенность для «новичков» на шельфе и повысить прибыльность новых инвестиций. Были, например, введены налоговые льготы в отношении расходов на геологоразведку. Цель — снизить финансовый риск компаний, если они не смогут открыть коммерческие запасы углеводородов в их лицензионных зонах. Эта мера способствовала привлечению новых игроков, устраняя риск того, что им придется нести 100% расходов на разведку в случае безуспешного бурения.

В 2003 году правительство внесло важные поправки в лицензионную политику для нефтегазодобычи, которые подра-

**Норвегия, наоборот, уменьшила налоговую неопределенность для «новичков» на шельфе и повысила прибыльность новых инвестиций**

зумевали разделение между старыми и новыми районами. Старые территории характеризуются как зона «низкого риска/низкой прибыльности» и могут привлекать и крупные, и мелкие компании. Новые территории отличаются «высоким риском/высокой прибыльностью» и в основном интересны для крупных компаний.

Были внесены изменения в рамочные условия лицензий, чтобы поощрить быстрое и эффективное освоение запасов. Они состоят, например, в усилении давления, оказываемого на владельцев лицензий,

чтобы побудить их вести разведку и добычу на старых территориях, через разработку детализированного плана с ключевыми моментами принятия решений, на которых лицензия может вернуться обратно государству, если компания не ведет работу на месторождении.

Изменения государственной политики принесли свои плоды. В 2011 году Statoil обнаружила крупные залежи углеводородов на структурах Aldous/Avaldsnes в Северном море, которое изучено, казалось бы, вдоль и поперек. Это может стать одним из 10 самых значительных открытий нефти на норвежском шельфе. Извлекаемые запасы структур оцениваются в 500 млн — 1,2 млрд барр н.э.

Опыт нефтедобывающих стран показывает, что продуманные и радикальные изменения в государственной политике приводят к тому, что после спада нефтедобычи начинается ее рост, как произошло в Колумбии.

Причиной снижения добычи после пика, достигнутого в 1999 году (около 850 тыс. барр/д), были естественный спад на разрабатываемых месторождениях (до 570 тыс. барр/д), отсутствие новых открытий и опасные условия работы для нефтяных компаний. Над Колумбией нависла угроза — потерять самодостаточность и статус экспортера нефти.

Чтобы избежать этой опасности, колумбийское правительство своевременно приступило к масштабной реструктуризации нефтянки и улучшению инвестиционного климата в стране. До недавнего времени национальная компания Ecopetrol выполняла не только коммерческие функции, но и являлась регулятором сектора.

В 2003 году был принят закон, направленный на стимулирование частных инвестиций для наращивания запасов и добычи, получение доступа к международным рынкам капитала и освобождение Ecopetrol от ее регулятивных функций. Был создан независимый регулятор в сфере разведки и добычи National Hydrocarbons Agency (ANH). Международные компании получили право владеть до 100% нефтедобывающих предприятий и конкурировать с Ecopetrol.

Также был изменен налоговый и лицензионный режим: ввели более низкую скользящую ставку роялти и продлили срок геологоразведочных лицензий. Кроме того, в Колумбии удалось решить проблему субсидий на топливо, что сразу улучшило конкурентоспособность и перспективы роста Ecopetrol.

Была проведена частичная приватизация Ecopetrol в два этапа в 2007-м и 2011 году. Сейчас у государства осталось 88,5% компании, и планируется сократить долю государства до 80%. Ecopetrol получила возможность отделить свой инвестиционный бюджет от национального бюджета Колумбии. До приватизации Ecopetrol должна была конкурировать с другими государственными программами за дефицитные инвестиционные ресурсы казначейства, а ее возможность выпускать долговые обязательства была ограничена национальными лимитами. Получив доступ к международным рынкам капитала, Ecopetrol смогла увеличить свои инвестиции с \$617 млн в 2004 году до \$3 млрд в 2008 году. А на 2012 год она запланировала капвложения в размере \$8,5 млрд, из которых 65% пойдет на разведку и добычу.

Хотя государство остается основным собственником компании, менеджмент имеет право теперь независимо принимать решения по капиталовложениям. На Ecopetrol больше не распространяются государственные правила по привлечению подрядчиков, и она может самостоятельно вести переговоры по поводу заработной платы и других льгот.

Все эти перемены благотворно сказались на положении дел в секторе. В 2008 году в нефтегазовой промышленности Колумбии работали 86 компаний; прямые иностранные инвестиции в отрасль выросли с \$278 млн в 2003 году до \$2,86 млрд в 2010 году, добыча же вернулась к 800 тыс. барр/д с повышающей тенденцией.

Так что опыт и Норвегии, и Колумбии показывает нам: мало иметь огромные запасы нефти и газа — надо уметь ими эффективно управлять. Иногда государства со скромными ресурсами лучше способны создавать ценность, чем ведущие нефтяные державы. Большие запасы приносят больше пользы, если ресурсы осваиваются эффективно и часть выручки от их продажи реинвестируется в геологоразведку и добычу.

**Даже Колумбия нашла в себе силы своевременно приступить к масштабной реструктуризации нефтянки и улучшению инвестиционного климата**

**Опыт ресурсных стран показывает: мало иметь огромные запасы нефти и газа — надо уметь ими эффективно управлять**



## ДО 2030 У НАС ВРЕМЕНИ НЕТ

**Константин СИМОНОВ**

**Генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности**

1. Я согласен с оценкой «Нефтегазовой Вертикали» — ситуация критическая. Практически все эксперты говорят о том, что у нас в последнее время ставятся на баланс «бумажные» запасы, которые получают не путем геологоразведочных работ, а при помощи бумажных махинаций. Все надеются на авось: ну, вроде, не падает добыча последние годы, авось, и дальше как-нибудь проскочим. Более того, даже первые лица государства говорят, что больше нефти нам добывать и не надо.

В новом правительстве наверняка будут доминировать «проклятисты», считающие нефтегазовый комплекс ненужной архаикой, мешающей развитию прекрасной постиндустриальной экономики. С такой госполитикой ситуация с запасами станет угрожающей — и тогда апокалипсические прогнозы скорого падения добычи вполне могут стать реальностью.

2. Как известно, давать прогнозы, особенно о будущем, — вещь довольно сложная. Но я боюсь, что до 2030 у нас времени нет. Падение начнется уже через два-три года, дальше ситуация будет нарастать как снежный ком. Давайте будем реалистами — серьезные проблемы начнутся гораздо раньше.

3. Велосипед изобретать не нужно — государство должно взять на себя функцию основного инвестора в ГРП и при этом либерализовать лицензионную политику. В конце концов, даже в США именно государство инвестициями в геологоразведку во многом обеспечило прорыв в производстве сланцевого газа и нефти.

Кроме того, нужны сквозные лицензии, биржа венчурных проектов, где компании могли бы продавать доразведанные запасы и многое другое, что уже работает в иных странах. Иначе вместо своей территории наши нефтяные компании будут бегать по Гвинеем да Венесуэлам.

**С такой госполитикой ситуация с запасами станет угрожающей — и тогда апокалипсические прогнозы скорого падения добычи вполне могут стать реальностью**

## ДЕЛО ПОДЧАС ДОХОДИТ ДО АБСУРДА



**Михаил СУББОТИН**

Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН,  
директор консалтинговой компании «СРП-Экспертиза»

1. А сколько нефти будет нужно-то? Затраты в России на шельфе и в Восточной Сибири велики, еще неизвестно сможем ли мы конкурировать с другими странами, обладая запасами с замыкающими издержками добычи. В прошлом году об опасности резкого падения после 2016 года заговорили уже не вечно всем недовольные эксперты, а всегда политкорректные В.Алекперов с Л.Федуном. Другое дело, что теперь работать предстоит уже в куда более сложных условиях, чем несколько лет назад.

Время упущено в «стабильные» 2000-е! За все надо платить: закрывается рынок Северной Америки, которая стала нетто-экспортером углеводородов, и конца-краю сланцевой революции не видно. Падают темпы роста экономики Китая, который был одним из драйверов спроса на углеводороды на другом конце страны. Даже если теперь государство российское и расстается...

**Нужно принимать не просто срочные меры, а меры осмысленные. Те, что были приняты в 2000-е годы, отменить, заявив, что эксперимент над отраслью завершен**

ленные, потому что те, что были приняты в 2000-е годы, лучше было бы «от греха» взять да отменить, заявив, что эксперимент над отраслью завершен: тут и «плоское» налогообложение, не виданное нигде в мире, и ограничения для иностранных инвесторов, и патернализм госкомпаниям в ущерб частным, и монополия на экспорт газа, и бездумное ужесточение антимонопольных требований, и усугубление всех недостатков лицензионной системы недропользования...

Дело подчас доходит до абсурда. Известно, что в свое время, чтобы парализовать режим СРП, в законодательство ввели принцип «двойных аукционов», т.е. на аукционы на право разрабатывать недра на условиях СРП можно выставить только те участки недр, на которые не нашлось охотников на обычных лицензионных условиях. За последние три года не находили своих владельцев 70–80% участков недр, из выставленных на соответствующие «лицензионные» конкурсы и аукционы.

Если бы действительно у чиновников было желание, чтобы недра разрабатывались, то государство запросто могло бы выставить эти нереализованные участки на аукцион с правом разработки на условиях СРП... Не захотело! Просто осталось сидеть «собакой на сене». А ведь это мог бы быть любопытный эксперимент.

Навязчивая идея запрета на использование СРП в России плохо помогает привлечению инвестиций в нефтегазовый сектор. В БРИК, как известно, Китай, Индия и Бразилия с успехом используют именно СРП...

**Лет 10 назад я писал, что отказываясь от СРП, Минфин через несколько лет будет освобождать от любых налогов ради инвестиций. Вот и приехали!**

3. Все давно сказано — обеспечивать благоприятный инвестиционный климат. Не говорить о нем, а делать конкретные вещи: менять законодательство, упрощать администрирование, заявить некую инвестиционную дорожную карту, определив приоритеты и этапы в энергетической политике.

Сахалин все показал, проделав путь из нищеты середины 1990-х к пятому месту в стране по уровню социально-экономического развития, сумев привлечь под \$50 млрд прямых инвестиций в два проекта на условиях СРП без копейки бюджетных денег и обеспечить выход на \$5–6 млрд

ежегодных поступлений в госбюджет, а главное — создал новую нефтегазовую провинцию страны...

Плюс остров получил развитие инфраструктуры, диверсификацию производства в смежных отраслях, в соседних регионах и развитие целых отраслей экономики (легкой и пищевой промышленности, строительства, переработки рыбы) исключительно на растущем платежеспособном спросе...

Так могло бы быть по всей стране, но СРП под надуманными предложениями сначала тормозили, а потом и вовсе прихлопнули. И реабилитировать не собираются. Хотя известно, что «не за то отец сына бил, что проигрывал, а за то, что отыгрывался»...

Дело не только в том, что у нефтяников остается мало денег на инвестиционную деятельность из-за увеличения налогового бремени. Хотя действительно давно бы пора прекратить играть в систему «НДПИ — экспортная пошлина», словно подпиливая ножки у стула. Чтобы стоял! Нужно возвращаться к контрактным схемам, которые предусматривали бы рентные, неналоговые платежи, которые позволяют оценивать месторождения, а не территории...

Жадность Минфина известна, но это — только одна из многих проблем. В последние годы появился еще и своеобразный антимонопольный налог, поскольку деятельность ФАС — это не борьба с нарушениями правил конкурентной борьбы, а административное сдерживание цен в рознице квазирыночными средствами.

Действует еще огромный коррупционный налог, о котором становится известно в ходе составления различных рейтингов, посвященных инвестиционному климату в России. Для привлечения инвестиций нужно не сажать предпринимателей, не давить на бизнес политически (чтобы был особенно покладистым перед выборами) и коммерчески (чтобы обеспечить кормление своих людей), нужно блокировать рейдерство и т.п.

Особенности разработки недр федерального значения ведут к тому, что компаниям, которые найдут что-то путное, тут же придется отдать это госкомпаниям. Плюс старые беды: ограничения по экспорту газа и проблемы с его транспорти-

ровкой; чехарда с налогами и сохранение оборотной модели налогообложения; сохранение абсолютного суверенитета государства, делающего его неуязвимым от любой попытки взыскать за действия или бездействие его чиновников, которые вызвали убытки у компаний и т.п.

Но прежде всего, нужны правовые гарантии для частного капитала, включая иностранный. Иностранные инвестиции требуют возможности обращения к независимому, прежде всего зарубежному суду (да еще, чтобы его решения исполнялись в России) и правового обеспечения работы консорциумов.

Поэтому не стоит горевать по поводу ВМСБ — насильно мил не будешь: если компаниям по тем или иным причинам не хочется вкладываться в разведку, то бессмысленно заставлять их инвестировать. Куда важнее понять, почему компании не хотят зарабатывать. Какие такие экстремальные условия создало государство, чтобы отвести их от собственного бизнеса?

Вот 12 апреля В.Путин на совещании, посвященном стимулированию освоения российского континентального шельфа, заявил и о том, что частные российские нефтяные компании могут быть допущены к освоению шельфа, им будут предоставлены многочисленные налоговые льготы (нулевые экспортные пошлины, освобождение от НДС на «спецоборудование» и снижение НДС), чтобы привлечь до \$800 млрд прямых инвестиций за 30 лет.

Лет 10 назад я писал, что отказываясь от СРП, Минфин через несколько лет дойдет до того, что будет освобождать от любых налогов ради инвестиций. Вот и приехали!

Кстати, на том же совещании Путин заметил, что «эти компании должны будут работать на известных условиях и не только с тем, чтобы торговать своим правом участия в этих проектах, а привлекать необходимые финансовые ресурсы и технологии», явно намекая на негодную практику предшествующих лет, когда госкомпании, фактически подменяя МПР, распределяли среди своих партнеров права на пользование российскими недрами. «Сам тебя породил, сам тебя и убью»?!

**Государство запросто могло бы выставить нереализованные участки на аукцион с правом разработки на условиях СРП... Не захотело!**

**Это ж какие экстремальные условия надо было создать государству, чтобы отвести компании от собственного бизнеса?**



## НЕЭФФЕКТИВНАЯ ИЗБЫТОЧНОСТЬ ГОСУДАРСТВА

**Алексей ХАЙТУН**

Руководитель Центра энергетической политики Института Европы РАН

Во-первых, считаю рецензируемую статью весьма полезной по причине высокой ее доказательности. Во-вторых, не считаю ситуацию с разведкой запасов нефти (и газа) катастрофической — она непростая, но не тяжелее, чем в США и других «старых» добывающих странах.

В-третьих, проблема не в недостаточном участии государства — у него сейчас денег будет все меньше. Так что сокращение бюджета на геологоразведку — вещь объективная. Вопрос в подходе к нефтяной и газовой промышленности. От нее ждут немедленной отдачи в виде экспортных долларов в федеральный бюджет. Даже в Саудах такую долю доходов не изымают. Полагаю, что государства в разведке и добыче нефти — и особенно газа — слишком много, вплоть до избыточности, и оно неэффективно.

Итак, реформы геологоразведки и обустройства месторождений должны двигаться в сторону частного, не избыточно крупного монопольного капитала. В сторону независимых компаний — внутри страны и в старых районах, с одной стороны. Но с другой — в сторону создания предпосылок для привлечения транснационального капитала, в том числе российского, на шельфы Арктики и мирового океана, в Восточную Сибирь. Там, где ожидаются крупнейшие месторождения, но дорогие в разработке и освоении.

Что касается снижения добычи — это закономерно, если 25 лет серьезно не вкладываться в геологоразведку.

**Полагаю, что государства в разведке и добыче нефти — и особенно газа — слишком много, вплоть до избыточности, и оно неэффективно**



## ПОКА ГРОМ НЕ ГРЯНУЛ — КРЕСТИТЬСЯ ПОДОЖДЕМ...

**Александр ХУРШУДОВ**

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

1. Ситуация не так плоха, как кажется на первый взгляд. Да, изрядная часть новых запасов у нас возникает в результате пересчета ранее разведанных на новый уровень цен. Но это, тем не менее, вполне реальные запасы. Россия расширяет разведку на Востоке страны и на шельфе. Нормально. В мире сейчас на шельфе открывается три четверти новых месторождений, а у России — огромные площади шельфов. Работы идут медленно, прирост запасов мог быть и больше? Не страшно, потому что неоткрытые запасы от этого дешевле не станут.

Прежде чем ратовать за форсированную разведку российских недр, нужно хотя приблизительно оценить ее последствия. Представим, что «золотая рыбка» готова исполнить наше желание. Махнет хвостом — и доказанные нефтяные запасы России враз увеличатся вдвое, до 20 млрд тонн. И поразмышляем об этом.

### **ГРП в России идут медленно: не страшно, потому что неоткрытые запасы от этого дешевле не станут**

У них они без дела лежать не будут. Бизнес просчитает все доходы и начнет, разумеется, с самых выгодных месторождений. Дым коромыслом, от тайги щепки летят, свежие запасы выдираются из недр с мясом. А добытая нефть, конечно, идет на экспорт, на поддержку штанов Европе и Китаю. Глядишь, там и нефтяные цены снизятся.

Разве стоит перед Россией задача в минимальные сроки извлечь и распродать свои запасы? Не думаю. Разве мы горимся за лаврами чемпиона мира по добыче нефти? Тоже нет. Мы, наоборот, хотели бы долю ТЭК в структуре ВВП сократить, снизить нефтяную зависимость бюджета. Тогда зачем спешка с разведкой?

### **Угрозу поспешной распродажи нефтяных запасов я считаю намного более опасной, чем сокращение нефтяного экспорта**

А дело в том, что мы боимся. Не без оснований опасаемся, что цифры запасов у нас сомнительные и реально добыть их не удастся.

В последние годы мне пришлось работать на трех месторождениях с проницаемостью пластов менее 10 мД, и ни на одном не удается обеспечить проектных уровней добычи нефти. После операций гидроразрыва дебиты скважин достигают 50 тонн/сут., но быстро снижаются. Почти каждая операция ГРП вызывает прорывы воды из законтурной области или других горизонтов. Те же прорывы сопровождают заводнение пласта.

В лучшем случае КИН для таких месторождений достигает 10–12%, тогда как мы рассчитываем получить его в два-три раза выше. Такие месторождения остаются систематически невостребованными на аукционах, хотя на них числятся немалые запасы.

Что же делать? Во-первых, накапливать и систематизировать информацию по трудноизвлекаемым запасам. Классифицировать такие месторождения, устанавливать по ним реальные КИН, а не те, что радуют глаз чиновника. На основании этого можно будет для таких пластов установить льготы. Во-вторых, давно пора стимулировать налоговыми льготами повышение нефтеотдачи на старых месторождениях. Только на Самотлоре остаточные запасы превышают 3 млрд тонн, и вполне по силам добыть из них дополнительно 10–15%. Эти запасы обеспечены средствами и кадрами, требуется всего лишь грамотная работа.

### **Давно пора стимулировать налоговыми льготами повышение нефтеотдачи на старых месторождениях**

А что же делать с геологической отраслью? Поддерживать ее работу в рыночных условиях. Не приучать к государственной кормушке, а, наоборот, ориентировать на работу и в России, и за рубежом. Примерно так и намерена действовать недавно созданная корпорация Росгеология. Нужно вкладывать в нее деньги, особенно в технику для работы на шельфе.

Потому что если мы будем открывать в морях крупные месторождения импортной техникой, с импортным сервисом, эксплуатировать их под контролем западных компаний, да еще и нефть продавать за границу, то грош цена таким открытиям. Россия тут будет играть роль смотрящего за трубой, а это ей уже не к лицу.

Поэтому я абсолютно не опасаясь возможного снижения добычи нефти в ближайшие годы. Оно было бы даже полезно. Все же Россия потребляет в 2,5 раза меньше нефти, чем добывает. А вот угрозу поспешной распродажи нефтяных запасов я считаю намного более опасной, чем сокращение нефтяного экспорта.

2. Нет, с такими прогнозами не согласен. Не вижу смысла печалиться на 20 лет вперед, имея огромные неразведанные территории. Как только начнется снижение добычи, интерес к разведке многократно увеличится.

3. Устал уже повторять: стимулировать методы повышения нефтеотдачи. В старых месторождениях такие же запасы, там уже имеется инфраструктура, кадры, рано или поздно все это будет востребовано. Лучше — рано.

## **УЙТИ ОТ ФОРМАЛЬНОГО ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ**

**Александр ШТОК**

**Директор департамента Due Diligence «2К Аудит — Деловые Консультации/Морисон Интернешнл»**

Финансирование ГРП в России в период кризиса резко сократилось. Учитывая, что и до кризиса ситуация с ВМСБ была не идеальной, уже в ближайшем будущем здесь может наметиться провал. При этом не исключено, что кризис в плане ВМСБ есть уже и сейчас. Методы подсчета запасов не позволяют в полной мере оценить реальное положение дел в отрасли — на бумаге все выглядит более чем хорошо, но из отчетов Роснедр не видно, каково качество новых запасов, насколько эффективной будет их разработка.

Легкодоступных запасов на территории РФ практически не осталось. Новые месторождения характеризуются, как правило, сложноступностью, отсутствием всякой инфраструктуры, сложными климатическими условиями. Следовательно,

рентабельность разработки таких месторождений резко снижается. Экономически обоснованными становятся лишь крупные месторождения или скопления небольших месторождений.

Эффективность шельфовых проектов вообще оценить пока очень сложно. В этом плане весьма показательна ситуация со Штокмановским месторождением — «Газпром» не готов приступить к разработке одного из крупнейших газовых месторождений уже в течение нескольких лет, хотя рыночная конъюнктура весьма благоприятна.

Таким образом, сейчас необходимо изменить во многом формальный подход к составлению отчетности по приросту запасов. Нужно определить реальную ситуацию, в которой находится отрасль, выяснить масштабы проблемы. Исходя из новых данных, выстроить дальнейшую стратегию работы по воспроизводству минерально-сырьевой базы и сохранению уровня добычи.

На государственном уровне должны быть приняты меры по стимулированию ГРП. Возможно применение налогового стимулирования как в качестве льгот, так и в целом за счет изменения налоговой базы. Финансирование работ по ВМСБ из бюджета также должно быть увеличено.

**Нужно определить реальные масштабы проблемы и выстроить объективную стратегию работы по ВМСБ и объемам добычи**



## ПЕРЕСМОТРЕТЬ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ СОГЛАШЕНИЯ

**Леонтий ЭДЕР**

**К.э.н., зав. отделом ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, руководитель специализации «Экономика и управление в энергетическом секторе» Новосибирского государственного университета**

1. Состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства. В период 1994–2008 годов приросты запасов нефти и газа существенно отставали от добычи этих полезных ископаемых. То есть объемы ГРП не обеспечивали ВМСБ нефтяной промышленности, что может нанести серьезный ущерб энергетической и экономической безопасности страны.

Последние годы декларируется, что кратность прироста запасов нефти и газа превышает единичный показатель. Однако существенным остается вопрос относительно источника прироста этих запасов.

В настоящее время в России ухудшается структура разведанных запасов нефти. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях, являются в значительной части трудноизвлекаемыми.

2. В сложившихся условиях удержать добычу нефти в стране на уровне 505–510 млн тонн в год будет невозможно, даже при условии расширения добывающих мощностей в Восточной Сибири, а также на шельфе Дальневосточных и Арктических морей. Для обеспечения расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов необходимо резкое расширение объема геологоразведочных работ в традиционных районах нефтедобычи, прежде всего, в Западной Сибири для стабилизации объема добычи нефти в регионе, а также в новых перспективных районах нефтедобычи.

Интенсивное проведение геологоразведочных работ, наращивание запасов нефти и газа является абсолютно необходимым условием стабильной работы нефтегазового комплекса. Без решения этой задачи никакие прогнозы не станут реально достижимыми. При этом необходимо знать, что от момента открытия крупного нефтяного или газового месторождения до момента, когда оно будет готово к разработке, обычно проходит не более 10 лет. Значит, для решения проблемы обеспечения сырьевой базы устойчивого развития нефтяной промышленности России времени почти не осталось.

3. Откуда взять инвестиции на развитие сырьевой базы нефтегазового комплекса, на научное обеспечение геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы?

В рамках современного законодательного поля таких источников только два. Первый касается региональных работ на нераспределенном фонде недр на территории и акваториях РФ. Источником для финансирования этих работ является только государственный бюджет.

Второй источник финансирования касается выполнения поисковых, оценочных и разведочных работ на распределенном фонде недр. На сегодняшний день в России в распределенном фонде недр находится уже свыше 90% разведанных запасов нефти при степени разведанности около 35% в целом по России, по Западной Сибири — 46%. Эти работы всецело должны проводиться за счет средств недропользователей, прежде всего, крупнейших нефтяных и газовых компаний.

Таким образом, в настоящих условиях необходим научно обоснованный пересмотр лицензионных соглашений в традиционных регионах нефтедобычи в направлении проведения дополнительных объемов геологоразведочных работ, что позволит стабилизировать ситуацию с ухудшением ресурсно-сырьевой базы углеводородов.

В новых районах нефтегазодобычи необходима выработка единой государственной политики в области налогового, кредитного, социального стимулирования инвестиций в проведение геологоразведочных работ, прирост и освоение запасов углеводородов.

**Необходим научно обоснованный пересмотр геологической политики в сторону стимулирования геологоразведки**

# ВМСБ: РОЛЬ ГОСУДАРСТВА И ПРИОРИТЕТЫ ГОСПОЛИТИКИ

ГРИГОРИЙ ВЫГОН  
Директор Энергетического центра  
бизнес-школы СКОЛКОВО



С момента распада СССР ведутся разговоры об ухудшении минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Все это происходит на фоне снижения государственного финансирования проведения ГРП, роста доли трудноизвлекаемых запасов и вынужденного выхода в новые нефтегазовые регионы. Что государство делает сегодня и что нужно сделать, чтобы переломить ситуацию?

ширен до 50 видов перечень полезных ископаемых, по которым осуществляется подготовка запасов, скорректированы работы геологического изучения по наиболее востребованным видам полезных ископаемых.

## Эффективность бюджетного финансирования

С момента утверждения ДГП объемы бюджетного финансирования ГРП стремительно выросли и за период 2005–2011 годов составили около 129 млрд рублей в текущих ценах. Из этой суммы 57 млрд, или 44%, было потрачено на УВС, преимущественно на 2D-сейсморазведку и параметрическое бурение.

Из года в год Роснедра отчитываются о своих успехах приростом ценности недр за счет локализации прогнозных ресурсов. Этот показатель рассчитывается как произведение объема локализованных ресурсов на рыночные цены (с дисконтом из-за разницы экспортных и внутренних цен). Очевидно, к реальной стоимости месторождений, которые потенциально могут быть открыты на соответствующих участках недр, этот показатель не имеет никакого отношения.

Во-первых, не учитывается, что далеко не ко всем объектам недропользователи в конечном счете проявляют интерес. Это видно хотя бы по крайне низкой доле состоявшихся аукционов по слабоизученным объектам из числа объявленных.

Во вторых, не принимаются во внимание затраты, необходимые для разведки и разработки месторождений. То есть, вместо экономической ренты оценивается возможная выручка от продажи ресурсов.

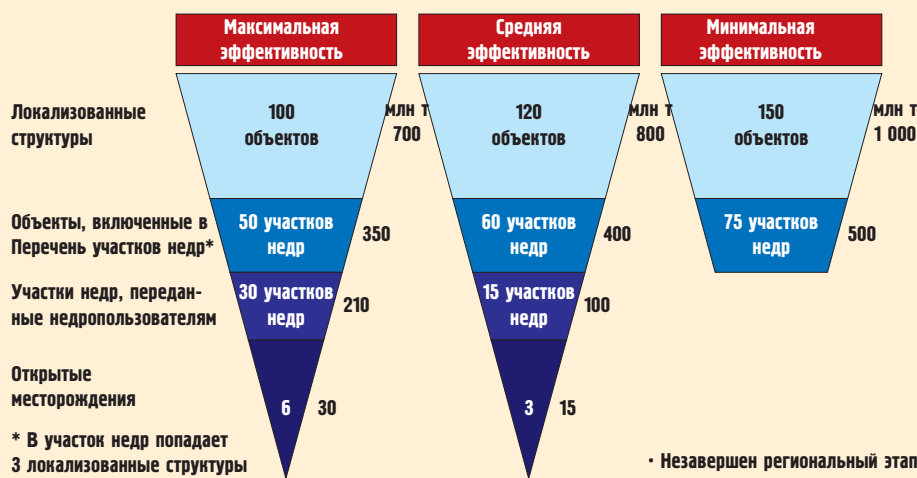
В-третьих, не учитывается временной фактор — с момента локализации ресурсов до предо-

**В** 2004 году правительством РФ одобрена Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья до 2020 года (далее — ДГП). В ней

были определены объемы ГРП по всем видам полезных ископаемых и минерально-сырьевым регионам страны. Также были установлены целевые показатели по приросту запасов по 38 видам полезных ископаемых.

В 2008 году ДГП была актуализирована. В частности, был рас-

Подходы к оценке эффективности государственной системы управления недрами через результативность ГРП



- Доля перспективных для бурения структур определяется особенностями геологического строения
- Спрос на участки недр ограничивается только объективными факторами (обеспеченностью запасами, ценовой конъюнктурой, налоговым окружением, принципами доступа и проч.)

- Перспективные направления работ по геологическому изучению недостаточно обоснованы
- На аукцион выставляются участки недр с низкоперспективными локализованными структурами

- Незавершен региональный этап изучения, отсутствует обоснованное районирование, низкая обоснованность выбора объектов
- На аукцион выставляются участки недр, расположенные вдали от изученных регионов и развитой инфраструктуры, с низкими геологическими перспективами, не интересные недропользователям

Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

ставления соответствующих участков недр в пользования, открытия месторождения и начала добычи пройдет 10–15 лет, а в некоторых случаях, например на шельфе, — до 20 лет.

Наконец, не принимается во внимание объективная разница в рыночной стоимости ресурсов для различных регионов. Так, на шельфе и в Восточной Сибири, на которые приходится основной прирост локализованных ресурсов, стоимость тонны ресурсов, очевидно, дешевле, чем в регионах традиционной добычи.

Если учесть все эти факторы, включая ставку дисконта для ожидаемых денежных потоков, то можно смело утверждать, что реальная ценность тех ресурсов, приростом которых сегодня отчитываются Роснедра по итогам ГРП за счет средств федерального бюджета, оценивается очень оптимистично и достаточно условно. Во всяком случае, реальная ценность этих ресурсов во много раз ниже тех средств, которые государство тратит на финансирование ГРП.

Для оценки бюджетной эффективности своей деятельности Роснедра также часто используют сравнение объемов ежегодного бюджетного финансирования ГРП с величиной доходов в виде разового платежа, полученного на конкурсах, аукционах, а также бесконкурсного предоставления прав пользования недрами. Такое сравнение, очевидно, некорректно, поскольку основной доход приносят участки с запасами, открытыми еще в советское время, а не ресурсы, локализованные в рамках реализации ДГП.

Главные проблемы при оценке бюджетной эффективности Роснедр и результативности системы государственного управления недрами связаны с тем, что основной продукт ГРП за счет госфинансирования — объем полученных ресурсов. При этом все понимают, что в отсутствие официально утвержденной методики (порядка) оценки, апробации и учета прогнозных ресурсов данные, приводимые Роснедра, представляют собой весьма условные экспертные оценки. В этой связи нет

никакой уверенности в том, что показываемый в отчетах прирост прогнозных ресурсов не завышен в несколько раз.

Основной продукт от проведения ГРП — запасы, но за них отвечают недропользователи. При этом, однако, существенное влияние на прирост запасов Роснедра оказывают через систему лицензирования, а госуправление в целом — через нормативную правовую базу. В целом можно построить систему оценки эффективности госуправления в геологоразведке (см. «Подходы к оценке эффективности...») через привязку показателей результативности на всех этапах — региональных работ за счет государства, лицензирования и поисково-разведочных работ за счет недропользователей.

Для корректной оценки эффективности работы всей системы необходимо иметь временной горизонт порядка 15 лет, а ДГП реализуется пока всего неполных 8 лет. Но уже сейчас, оценивая результаты аукционов по участкам недр с прогнозными ресурсами, выявленными в рамках ДГП,

можно сделать вывод о том, что для повышения эффективности необходимы определенные коррективы по объемам, видам и географии работ.

### Роль государства и недропользователей в ГРП

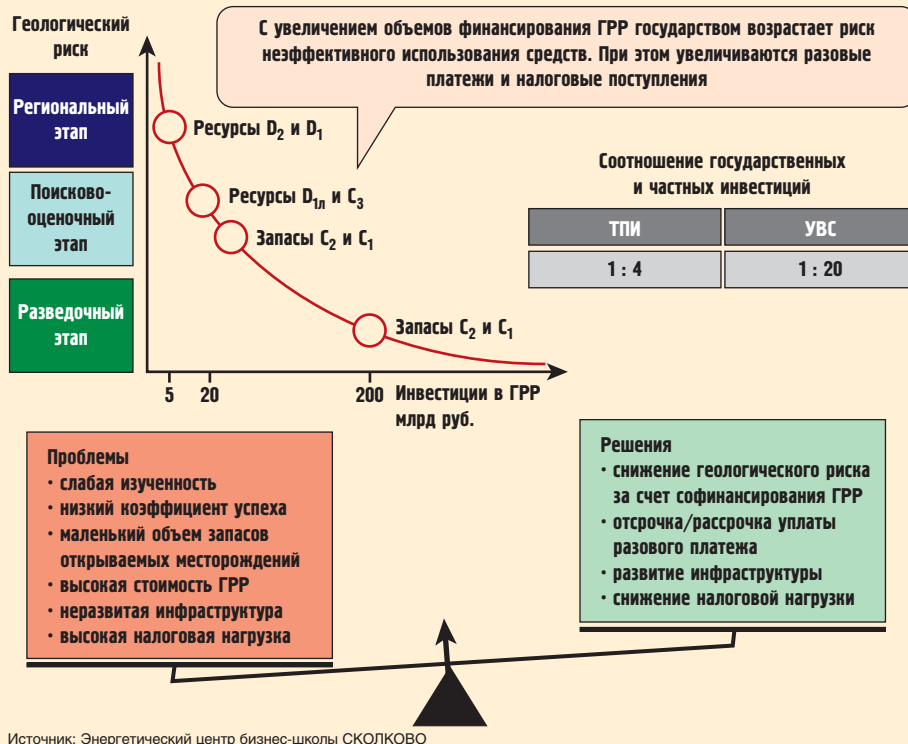
В ДГП предполагается, что на один рубль государственных вложений в ГРП по углеводородному сырью недропользователи будут вкладывать 8–10 рублей собственных средств. Это соотношение примерно соответствует средней структуре расходов на ГРП по этапам и стадиям (для УВС это отношение ближе к 20) — государство берет на себя региональные работы, в результате которых формируется ресурсный задел на будущее. Компании, в свою очередь, финансируют поисково-оценочные и разведочные работы, приводящие к открытиям месторождений и приросту запасов.

По факту за 7 лет реализации ДГП на один рубль государственных инвестиций в ГРП пришлось



Энергетический центр бизнес-школы SKOLKOVO был открыт в Московской школе управления SKOLKOVO в июле 2011 года. Миссией центра является создание профессиональной площадки для обсуждения вопросов, важных для всего топливно-энергетического комплекса России и для формирования сбалансированной государственной политики в этой сфере. Эксперты центра обладают высокой квалификацией и репутацией, имеют значительный опыт работы в нефтегазовых и энергетических компаниях, консалтинге, органах государственной власти. Основные направления деятельности Энергетического центра бизнес-школы SKOLKOVO: организация профессионального диалога между представителями бизнеса и власти для выработки единой позиции в сфере ТЭК, отраслевой консалтинг, проведение исследований и анализ актуальных проблем российской и мировой энергетики.

#### Подходы к стимулированию ГРП



Источник: Энергетический центр бизнес-школы SKOLKOVO

### Государственное и частное финансирование ГРП на УВС



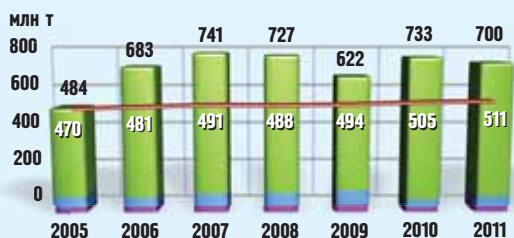
Источник: Роснедра

### Компенсация добычи УВС приростом приведенных запасов\*



Источник: Роснедра, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

### Структура прироста извлекаемых запасов категории $C_1$ и добыча нефти



Источник: Роснедра, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

около 16 рублей вложений компаний. Причем после 2009 года

### Реальная ценность отчетных ресурсов Роснедр во много раз ниже тех средств, которые государство тратит на финансирование ГРП

частные инвестиции в текущих ценах увеличивались, а государственные — сокращались (см.

### ДГП: для повышения эффективности необходимы определенные коррективы по объемам, видам и географии работ

### «Государственное и частное финансирование ГРП на УВС»).

Среди экспертов и госчиновников распространены две полярные точки зрения на роль государства в геологоразведке. Одни считают, что государство должно вовлекаться в поисковый этап, находить месторождения и потом передавать их недропользователям. А поскольку значительную часть геологических рисков в этом случае государство берет на себя, то оно в итоге получит более высокий разовый платеж на аукционе и сможет установить более жесткую налоговую систему.

С другой стороны, очевидно, что в новых перспективных с точки зрения запасов УВ регионах (Восточная Сибирь, шельф), где еще можно сделать значительные открытия, затраты на поисковые работы столь велики, что государственное финансирование придется увеличивать в десятки раз.

Учитывая низкую эффективность любых бюджетных расходов и, в частности, на финансирование ГРП, подобное решение совершенно неоправданно, а в условиях сохраняющегося риска бюджетного дефицита и просто невозможно.

Я являюсь убежденным сторонником максимального снижения госрасходов на геологоразведку и считаю, что правильной будет создать законодательные стимулы для частных инвестиций в ГРП, чем продолжать тратить бюджетные деньги без ощутимого результата (см. «Подходы к стимулированию ГРП»).

А утверждение о том, что частные компании не хотят, и не будут заниматься региональными работами, является мифом, который убедительно развенчал ЛУКОЙЛ на Каспии.

### Воспроизводство МСБ

Что касается собственно воспроизводства минерально-сырьевой базы, то сегодняшний уровень прироста ресурсов с учетом только одного коэффициента подтверждаемости в перспективе не обеспечит прироста объемов запасов, достаточного для про-

стой компенсации добычи нефти и газа.

Ситуация усугубляется тем фактом, что многие из локализованных объектов, по экономическим и иным причинам, возможно, никогда не будут переданы в пользование для геологического изучения. Исторически порядка 30% от объявленных аукционов были признаны в итоге состоявшимися. С учетом этого фактора уровень компенсации добычи приростом запасов, который может быть получен из прогнозных ресурсов, полученных в рамках ДГП, за последние 7 лет составил около 25% (см. «Компенсация добычи УВС...»).

Таким образом, в целом следует признать, что ситуация с формированием ресурсного задела по углеводородному сырью на долгосрочную перспективу выглядит неутешительно.

При анализе данных по приросту запасов надо учитывать следующие моменты. Новые открытия, а это около 60 месторождений УВС в год, обеспечивают прирост извлекаемых запасов категории  $C_1$  на уровне 30–35 млн тонн. Еще порядка 60 млн тонн прироста приходится на перевод запасов категории  $C_2$  недавно открытых месторождений в категорию  $C_1$  (с учетом коэффициента подтверждаемости = 0,5) за счет бурения оценочных скважин. Эти запасы, суммарно составляющие до 100 млн тонн, могут быть введены в разработку в ближайшие 5 лет.

Весь остальной прирост, свыше 600 млн тонн, происходит при переоценке запасов, находящихся на стадии разработки за счет их доразведки и пересчета КИН. Начиная с 2009 года на пересчет КИН приходится менее 100 млн тонн прироста запасов, поэтому если не подвергать сомнению достоверность общей величины прироста, то в последние 3 года прирост активных запасов, т.е. находящихся в разработке, с этого момента примерно соответствует уровням добычи (см. «Структура прироста извлекаемых запасов категории  $C_1$  и добыча нефти»).

Если же сделать поправку на то, что запасы нефти по дей-

ствующей классификации примерно на 30% завышают объем рентабельной добычи, то становится очевидным, что даже о простом воспроизводстве минерально-сырьевой базы речь не идет.

### Стимулирование воспроизводства МСБ

Стимулирование частных инвестиций в ГРП и добычи, очевидно, необходимо осуществлять через изменение налогового и таможенно-тарифного регулирования. Определенные позитивные шаги в этом направлении для новых регионов уже сделаны — предоставлены налоговые каникулы по НДС и адресные льготы по экспортной пошлине на нефть. В перспективе ожидается введение нового налогового режима для континентального шельфа, желательно сделать то же самое для новых месторождений, расположенных на суше.

Помимо неблагоприятного для новых проектов налогового режима, геологоразведку сдерживают законодательные ограничения по разработке федеральных участков недр. Очевидно, что в новых провинциях, даже с учетом предоставленных налоговых льгот, экономически оправдана добыча только на крупных месторождениях. Ограничения по запасам в 70 млн тонн делают инвестиции в ГРП в этих регионах бессмысленными.

Существующие ограничения по доступу негосударственных компаний к разработке шельфовых месторождений способны существенно скорректировать целевые показатели стратегических

документов по уровням добычи в морских акваториях.

В качестве компромисса можно было бы рассмотреть возможность развития сегмента спекулятивной сейсмики — дать возможность негосударственным компаниям проводить геофизические работы на шельфе с последующей продажей информации компаниям, имеющим право бурить поисково-разведочные скважины и заниматься добычей на шельфе.

В качестве яркого примера можно привести Норвегию, в которой уже на следующий день после подписания с Россией Договора о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане начались сейсморазведочные работы. Есть опасения, что в этом вопросе мы можем отстать от наших европейских коллег лет на десять.

С ориентацией государства на проведение ГРП как основного направления воспроизводства минерально-сырьевой базы в России на сегодняшний день складывается парадоксальная ситуация. С одной стороны, в традиционных регионах добычи прирост запасов за счет проведения ГРП в ближайшем будущем будет все в меньшей степени компенсировать добычу и, скорее всего, новые сколь-нибудь значимые открытия будут связаны со сложными объектами (отложениями ачимовской и баженовской свиты, глубокими горизонтами и т.п.).

С другой стороны, в новых регионах добычи, где возможно открытие значимых запасов, потенциально способных компенсировать добычу, вследствие отсут-

ствия инфраструктуры, месторождения в ближайшее время останутся нерентабельными и, следовательно, малопривлекательными.

### Правильней будет создать законодательные стимулы для частных инвестиций в ГРП, чем продолжать тратить бюджетные деньги без осязательного результата

В этой связи для обеспечения воспроизводства все большее значение приобретает борьба за реальное увеличение нефтеотда-

### Ситуация с формированием ресурсного задела по углеводородному сырью на долгосрочную перспективу выглядит неутешительно

чи. Это особенно актуально именно для России, где до сих пор традиционные методы разработки месторождений практически не применяются.

### Стимулирование частных инвестиций в ГРП и добычи, очевидно, необходимо осуществлять через изменение правового поля

Вообще инвестиции в новые технологии МУН носят характер единичных проектов, направленных в большей мере на опробование отдельных технологий и к промышленной разработке не относящихся.

### Для обеспечения воспроизводства все большее значение приобретает борьба за реальное увеличение нефтеотдачи

В то же время применение различных методов повышения нефтеотдачи достаточно неплохо зарекомендовало себя в США, где их за счет добывается до 12% добычи.

Для России этот путь даст, во-первых, новые технологии, во-вторых, вдохнет новую жизнь в развитые нефтегазодобывающие регионы, в-третьих, позволит проводить более продуманную политику в области ГРП, планомерно развивая геологическую изученность и, следовательно, повышая ценность запасов. 



## ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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



www.ngv.ru

# ВЛАДИМИР ВЛАДИМИРОВ: ЕСЛИ ПОЛНОМОЧИЯ, ТО ДЕЙСТВЕННЫЕ



В конце прошлого года действующий президент РФ Дмитрий Медведев заявил курс на децентрализацию власти с передачей большей ответственности в регионы. Затем в своей программной статье «Демократия и качество государства» в то время кандидат в президенты РФ Владимир Путин конкретизировал концепцию децентрализации: «Распределение государственных полномочий по различным

уровням власти должно осуществляться по ясному критерию — функция должна исполняться на том уровне власти, где это будет сделано с наибольшей пользой для граждан России, их предпринимательской активности, для развития страны в целом».

Одним из стратегических регионов России является Ямало-Ненецкий автономный округ. Но в регионе, где идет интенсивное индустриальное освоение территорий, к традиционным для других субъектов проблемам добавляется легкоранимая природа Крайнего Севера и самое большое в стране количество коренных северян, ведущих традиционный кочевой образ жизни. В настоящее время Ямал в силу действующего законодательства не обладает действенными полномочиями и механизмами регулирования недропользования по углеводородному сырью. Окружные полномочия заканчиваются проведением общественных слушаний.

«Поэтому мы предлагаем наделить субъекты РФ механизмами совместной координации действий с федеральными властями в области управления пользования участками недр полезных ископаемых, контроля за выполнением условий лицензионных соглашений, а также в части геологического изучения недр и разработки месторождений углеводородного сырья, использования попутного газа и обращения с нефтяными и газовыми скважинами», — делится своими выводами Владимир ВЛАДИМИРОВ, первый заместитель губернатора округа.

**Ред.:** С какой проблемы начнем, Владимир Владимирович?

**В.В.:** Конечно, с населения...

Ямал — территория с богатой исторически сложившейся самобытной культурой людей, которые веками вели образ жизни, основанный на традиционном природопользовании. Власть в непростых процессах развития большого бизнеса на территории является механизмом защиты интересов коренных народов Крайнего Севера, традиционного уклада жизни и естественной среды обитания.

В 2002 году по поручению президента и правительства РФ компанией «Газпром» совместно с администрацией Ямало-Ненецкого автономного округа был разработан проект Программы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий. Согласно этой программе около 30% территории Ямала должно быть изъято в промышленную разработку.

Как известно, на полуострове Ямал самое большое поголовье домашнего оленя — около 700 тыс. особей. Оленеводством занимаются около 14 тыс. человек. Казалось бы, не так много в масштабах России. Тем не менее, эти люди привыкли жить в условиях нетронутой природы. И в этом сложном вопросе мы должны найти компромисс.

**Ред.:** Вторым, по логике специализированного издания, вопрос по недропользованию...

**В.В.:** Проблемой является то, что крупные компании обладают большим количеством участков недр, с которыми необходимо активно работать, вкладывать средства в геологоразведку и обустройство. За последние десять лет на территории ЯНАО проведены аукционы и конкурсы на право пользования недрами по 125 участкам недр, из которых востребованным оказался 41 участок. Количество предлагаемых к реализации участков недр на конкурсах и аукционах возрастает,

однако их востребованность катастрофически снижается по причине низкой заинтересованности компаний.

Сегодня в округе открыто 235 месторождений, из которых 63 в разработке. В вопросах геологического обоснования входа на территорию и проведения разведки, по моему мнению, необходим регулятор в лице государства и лучше — на региональном уровне.

Также нужно уменьшить стоимость этих участков и предусмотреть льготы при вложении средств в геологоразведку проблемных участков с низкими запасами и неразвитой инфраструктурой. То есть, создавать условия для повышения инвестиционной привлекательности новых территорий.

**Ред.:** Что же касается лицензионных соглашений, то...

**В.В.:** ...то анализ их выполнения по углеводородному сырью показывает, что на территории ЯНАО выявлено значительное количество нарушений в части геологического изучения: количество фактически пробуренных скважин гораздо ниже проектного, материалы по подсчету запасов предоставляются в ГКЗ со значительной задержкой либо не предоставляются вовсе.

Из 224 действующих лицензий условия пользования недрами не выполняются по 40 участкам недр. Только за 2011 год на территории округа не выполнены условия около 20% лицензионных соглашений.

**Ред.:** Одним из важнейших условий развития ресурсной базы углеводородного сырья является проведение геологоразведочных работ...

**В.В.:** Это и поисково-оценочное и разведочное бурение, и сейсморазведочные работы. Начиная с 1990-х годов в автономном округе наблюдается резкое падение объемов по основным видам геологических исследований, из которых наиболее выражено падение объемов бурения в 4,5 раза и сейсморазведочных работ в 2 раза. Это ведет к минимизации прироста запасов углеводородного сырья, некомпенси-

руемой добыче и в итоге к ухудшению структуры запасов углеводородов.

Компенсированная добыча углеводородного сырья является стратегической задачей недропользования. Но за последние годы в плане воспроизводства минерально-сырьевой базы сложилась негативная ситуация. Некомпенсированная добыча составила по газу более 4,1 трлн м<sup>3</sup>, по нефти — 18,8 млн тонн, по конденсату — 235,9 млн тонн.

Региональные поисково-разведочные работы, выполняемые за счет средств федерального бюджета, к сожалению, из года в год сокращаются из-за недостатка финансирования. Практически весь объем ГРП на территории округа осуществляется по программам самих недропользователей. Таким образом, низкие темпы геологоразведочных работ не обеспечивают достаточной изученности территории автономного округа.

**Ред.:** Наверное, есть что сказать и по фонду скважин?

**В.В.:** Особенно по законсервированному — в округе давно существует нерешаемая проблема: когда месторождение выходит в тираж, его ликвидацией никто не занимается, и это вызывает у нас серьезное беспокойство. Территория 70% скважин захламлена оставленным ржавеющим оборудованием, техникой и материалами.

Это наносит прямой урон среде естественного проживания коренного населения в виде ухудшения состояния питьевой воды попадающими в нее вредными веществами. Химреагенты наносят большой ущерб кормовым угодьям северного оленя и физическому состоянию северных животных, в том числе, оленям в период каления.

Геологоразведочные скважины, подлежащие ликвидации, пробуренные начиная с 50-х годов прошлого века за счет государственных средств, являются федеральной собственностью. В течение продолжительного периода в них выявляется разгерметизация колонн вследствие температурных и атмосферных воздействий арктического клима-

та. Это ведет к началу газопоявления и возгоранию скважин, прорыву флюидов на поверхность и загрязнению окружающей среды.

### **Количество предлагаемых к реализации участков недр на тендерах возрастает, однако их востребованность катастрофически снижается**

На территории ЯНАО — 30975 скважин, в том числе в эксплуатационном фонде 25913 скважин (подлежат ликвидации 1784 объекта), геологоразведочных —

### **Только за 2011 год на территории округа не выполнены условия около 20% лицензионных соглашений**

5062 скважин, из них 45 представляют опасность окружающей среде, из которых особо опасны 22 объекта.

### **Некомпенсированная добыча составила в округе по газу более 4,1 трлн м<sup>3</sup>, по нефти — 18,8 млн тонн, по конденсату — 235,9 млн тонн**

Данная проблема является крайне актуальной, так как последствия аварий на наиболее проблемных скважинах могут нанести ощутимый урон безопасности населения и состоянию окружающей среды.

Особо опасные объекты в случае ухода недропользователя по





разным причинам — банкротство компании, выработанность месторождений — остаются на территории. У администрации нет ни средств, ни полномочий на их ликвидацию и рекультивацию площадей. Недропользователи, в

### **Территория 70% законсервированных скважин захламлена оставленным ржавеющим оборудованием, техникой и материалами**

основном, не занимаются ликвидацией, потому что считают, что для них это лишне потраченные

### **С 2012 по 2015 год объем сожженного газа составит 11,3 млрд кубов. Уровень полезного использования ПНГ уменьшится до 53%**

деньги. А для работы с таким «наследством» нужны серьезные финансовые средства.

### **В промышленных запасах газа округа 15%, или 5 трлн м<sup>3</sup>, это запасы низконапорного газа: они не используются**

**Ред.:** Проблема эффективного использования попутного нефтяного газа...

**В.В.:** ...одна из наиболее актуальных для ЯНАО. Она требует системного решения со стороны как нефтедобывающих предприятий, так и органов государственной власти.

В округе в течение 2011 года сожжено около 2 млрд м<sup>3</sup> ПНГ. По данным специалистов, а также с учетом реализации Программы комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края, за период с 2012 по 2015 год объем сожженного газа составит 11,3 млрд кубов. Уровень полезного использования попутного газа уменьшится до 53%.

Мы сегодня хотим создать методику расчета мультипликативного эффекта от утилизации попутного нефтяного газа. Ожидаем, что он будет огромный — это дополнительные налоговые отчисления, рабочие места, продукты газохимии, увеличение количества крупных и средних предприятий машиностроения.

Но экономику попутного нефтяного газа надо хорошо льготировать, чтобы она дала эффект. Пока что, к сожалению, мы не можем найти здесь сторонников, хотя работали со многими компаниями.

Еще одна проблема, и при этом перспективное направление, лежит в плоскости освоения запасов низконапорного газа, которые по масштабам сопоставимы с новыми крупнейшими углеводородными площадями. Эта проблема не новая, но мировая практика пока не имела опыта утилизации таких огромных количеств низконапорного газа, как в ЯНАО. Дальний транспорт этого газа может быть неэффективным.

В промышленных запасах газа Ямало-Ненецкого автономного округа, которые составляют 33,1 трлн м<sup>3</sup>, 15% (или 5 трлн м<sup>3</sup>) это запасы низконапорного газа. Повышение степени извлечения сеноманского газа (состоявшего почти из одного метана) требует изменения ценовой и налоговой политики, а также разработки новых технологий добычи и утилизации низконапорного газа. Эта проблема имеет общегосударственное значение.

Низконапорный газ округа может выступать в качестве основного сырья и энергоносителя для газопереработки, газохимии, местной и региональной энергетики. Но

пока, к сожалению, мы находимся только в стадии обсуждения и декларации о намерениях.

**Ред.:** Да и с точки зрения газовой и нефтепереработки округ можно считать дефицитным...

**В.В.:** В округе расположены шесть предприятий нефтегазопереработки: два предприятия перерабатывают газовый конденсат, два — попутный нефтяной газ, одно — природный газ, плюс один нефтеперерабатывающий завод. Коэффициент переработки/добыча недопустимо низкий.

Существующих перерабатывающих мощностей в округе явно недостаточно для обеспечения продуктами переработки, необходим ввод новых предприятий по переработке углеводородов. Практически все топливо завозится.

Мы считаем наиболее перспективным направлением использование попутного газа в качестве сырья для завода по получению синтетического жидкого топлива по GTL-технологии (в районе города Надым).

В целях развития газохимии на базе месторождений полуострова Ямал правительством округа был разработан проект «Ямальский завод по производству карбамида».

Еще один перспективный инвестиционный проект — это строительство комплекса по переработке уникальной нефти Барсуковского месторождения производительностью 1 млн тонн нефти в год для обеспечения потребности округа высококачественными моторными топливами.

К сожалению, реализация данных инвестиционных проектов остается под вопросом. Предприятия, осуществляющие добычу углеводородного сырья на территории округа, не заинтересованы в данных проектах. Поддержки со стороны федеральных исполнительных органов тоже нет.

Фактически не имея рычагов влияния, кроме как на местном уровне, и понимая, что нам на этой земле жить, мы пытаемся продвигать такие проекты.

**Ред.:** А экология?

**В.В.:** На сегодняшний день на территории округа 27770

объектов регионального контроля и 206 объектов федерального контроля в области экологии. Казалось бы, вся экология в руках округа. Однако предприятия федерального контроля занимают 42% площади. А окружающая экономика зависит от этих предприятий на 98%. Но и 90% выбросов идет не от 27 тыс., а именно от этих 206 предприятий.

Это для нас большая проблема. Сегодня разграничив в экологии полномочия, отняли у субъекта Федерации какие-либо рычаги влияния на проблему утилизации ПНГ. А он для округа — один из самых значимых загрязнителей окружающей среды.

Тенденция увеличения количества выявляемых нарушений в экологической сфере свидетельствует об отсутствии показателей улучшения состояния окружающей среды. То есть, фактически подменив полномочия 294-м законом о защите прав юридических лиц, ныне ни региональные, ни федеральные органы власти, к сожалению, не влияют на ситуацию. А она у нас ухудшается.

Как известно, согласно этому закону проверки бизнес-структур можно проводить с периодичностью один раз в три года. Динамика совместных контрольных мероприятий: 12 — в 2007 году, 6 — 2008-м, 1 — в 2009-м, 2010 году вообще ничего не проводилось, потому что мы не можем заходить на предприятия.

Сейчас мы посредством собственных средств пытаемся создать систему экологического мониторинга, чтобы отслеживать ситуацию. Плата за негативное воздействие — это наш больной вопрос. Тем не менее, плата, если учесть инфляцию, падает начиная с 2008 года.

Для примера: в 2000 году только в Новом Уренгое было 3 тыс. хозяйствующих субъектов, которые вносили плату. Сегодня их нет. У нас 27 тыс. хозяйствующих субъектов. Чтобы проводить проверки предприятий с периодичностью раз в три года, по нашим подсчетам, нам нужно 150 лет.

Фактически недропользователь просто отказывается от конт-

роля. Сегодня плата за нанесение ущерба носит номинальный характер, так как ни у нас, ни у недропользователей нет механизма расчета оплаты. Мы с МПР РФ пытаемся разработать порядок контроля оплаты.

Сегодня, если мы видим, что идет негативное воздействие, даже если потечет пленка нефти, мгновенно отреагировать не сможем опять-таки из-за 294-го. Количество проверок, а также наложенных взысканий, штрафов резко упало. Это не потому, что улучшилась ситуация, а потому что просто мы не выходим сегодня на объекты.

Поддержка только стороны бизнеса — «палка о двух концах»: необходимо внесение изменений в ФЗ №294 в части организации эффективного контроля.

**Ред.:** Какие еще проблемы вы бы отнесли к региональному регулированию?

**В.В.:** Право на использование и охрану водных объектов. Морские акватории России целиком находятся в компетенции федеральных органов исполнительной власти РФ. В настоящее время органы исполнительной власти округа не располагают достоверной информацией о размещении объектов морской инфраструктуры, что не позволяет осуществить инвентаризацию и картирование береговой и морской зоны.

У нас нет информации о мониторинге природных, антропогенных и техногенных явлений регионального масштаба, об объемах забора водных ресурсов морей и сброса сточных вод в морские акватории. В нашей компетенции права пользования только на поверхностные водные объекты и их части, расположенные в границах автономного округа.

Поэтому мы предлагаем передать субъектам Российской Федерации полномочия по предоставлению водных объектов в пользование — морей или их отдельных частей (проливов, заливов, в том числе бухт, лиманов и других), находящихся в федеральной собственности и расположенных на территориях субъектов РФ.

**Ред.:** Как предлагаете жить дальше?

**В.В.:** Начиная с 2000-х годов Федерация максимально забирает полномочия. Сегодня этот ог-

### **Коэффициент переработка/добыча в округе недопустимо низкий: нет поддержки со стороны федеральных исполнительных органов**

ромный ворох полномочий разложен по всевозможным структурам власти. На мой взгляд, на-

### **Тенденция увеличения выявляемых нарушений в экологии свидетельствует об отсутствии показателей улучшения состояния окружающей среды**

стает момент, когда необходимо движение «назад в будущее».

### **Сегодня плата за нанесение ущерба носит номинальный характер: нет ни механизма расчета оплаты, ни контроля**

Потому что цель у нас одна: обеспечить динамичное разви-

### **Окружная власть могла бы эффективно влиять на решение всех перечисленных проблем, но с 2000-х годов полномочия только теряет...**

тие общества и государства, руководствуясь принципом — «не навреди».



# АЛЕКСЕЙ МАКАРОВ:

## ЭНЕРГОПРОГНОЗ '2035 – СДЕЛАНО В РОССИИ



В рамках прошедшего в апреле Московского международного энергетического форума «ТЭК России в XXI веке» был представлен Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года. Для нашей страны это первый опыт такого рода. Производя 9,6% мировой первичной энергии и расходуя ежегодно до 6,5% ВВП на инвестиции в энергетический комплекс, Россия не может обходиться без детального и актуализированного анализа ситуации на мировых энергетических рынках, но всегда

пользовалась зарубежными источниками. Отечественные специалисты вынуждены «реактивно» обсуждать чужое видение будущего.

Надо думать, ситуация не изменится в одночасье. И конкурировать на равных с признанными многоопытными ведущими аналитическими центрами мира российским специалистам вряд ли сейчас удастся. Но процесс пошел... Ученые Института энергетических исследований РАН и специалисты Российского энергетического агентства подготовили и представили свой первый долгосрочный энергетический прогноз.

Слово — академику Алексею МАКАРОВУ, научному руководителю проекта — директору ИЭИ РАН...

**Ред.:** Алексей Александрович, у России еще не было позитивного опыта оценки долгосрочных перспектив энергетического сектора, да и экономики в целом: они устаревали уже к моменту утверждения... Энергопрогнозу-2035 можно верить?

**В отличие от государственных ЭС, Прогноз '2035 является абсолютно независимым исследованием, выполненным на чистом энтузиазме**

**А.М.:** Регулярный анализ показывает, что погрешность наших долгосрочных прогнозов (три пятилетних цикла разработки Энергетических стратегий на 15–20 лет) гораздо меньше обычно критикуемых текущих отклонений расчетов от факта. Основные причины «непопадания» энергостратегий — неадекватные перспективы экономики и недостаточное внимание конъюнктуре внешних рынков, особенно ценам на нефть. Удивительно, но СССР

и затем Россия не вели регулярного анализа тенденций и прогнозирования развития мировой экономики и энергетики. Эта «информационная безоружность» и подтолкнула нас к разработке мирового прогноза. Такая страна, как Россия, просто не может пренебрегать знанием внешних условий развития своей энергетики.

Принципиальное отличие Прогноза-2035, прежде всего, в том, что это не нормативный прогноз, представляющий пути достижения желательного состояния объекта на основе заранее заданных критериев, а дескриптивный, то есть предсказывающий состояние объекта исследования в будущем при наблюдаемых тенденциях. Ну и, в отличие от государственных Стратегий, данный Прогноз является независимым исследованием, выполненным на чистом энтузиазме, — никакого заказа на него не было.

**Ред.:** Конечно, хочется заглянуть в будущее. Но какой смысл

в написании прогнозов, которые не дают надежных ориентиров?

**А.М.:** Вы правы, долгосрочные прогнозы часто не сбываются. Вообще говоря, у разработчиков прогнозов нет задачи точно предсказать будущее — это априори невозможно, учитывая сложность мироустройства. Задача долгосрочного прогнозирования — корректно описать диапазоны возможного будущего и вероятные последствия принимаемых стратегических решений. Фактически, очертить те коридоры и расставить «красные флажки» для правительств и бизнеса, принимающих долгосрочные решения.

Да и потом, какая альтернатива? Жить вообще без прогнозов? А как тогда принимать решения по проектам со сроками работы до 40 лет и окупаемости до 20 лет? Прогнозирование — это необходимый инструмент стратегического планирования государств и бизнеса. И очень важно, чтобы цифры, на которые приходится опираться, готовились на вызывающем доверие инструментарии (с доступной для проверки логикой) и имели необходимые обоснования. При этом для России просто опасно пользоваться рядом зарубежных наработок, обычно отражающих интересы их заказчиков.

**Ред.:** Прогноз-2035 — на решение каких практических задач заточен?

**А.М.:** Представленный совместный проект ИЭИ РАН и РЭА основан на использовании создававшегося более 20 лет модельно-информационного комплекса SCANNER и демонстрирует первые отечественные результаты долгосрочного прогнозирования мировых энергетических рынков и участия на них ТЭК России.

Вопросом национальной безопасности становится создание в России целостной системы мониторинга и прогнозирования мировых энергетических рынков и ис-

следования роли на них национальных энергокомпаний с оценками возможных эффектов и рисков не только для них, но и для экономики страны. Совместный проект может стать началом создания такой системы в качестве национальной платформы, пользователями которой видятся и государственные органы, и корпорации, и научные и консалтинговые организации.

**Ред.:** Почему взят такой временной горизонт? Предполагается, что 2035 год станет неким знаковым рубежом в развитии мировой экономики?

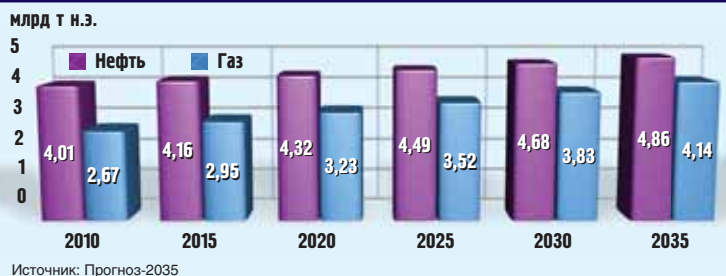
**А.М.:** Как правило, с момента принятия инвестиционного решения до ввода крупных энергетических объектов в эксплуатацию проходит около 5–10 лет. Срок окупаемости может достигать 15 лет и более. В этой ситуации прогнозирование на 25 лет позволяет адекватно оценивать картину и экономическую эффективность проектов. Именно поэтому на текущий момент необходимый временной горизонт для долгосрочного прогнозирования — не ранее 2035 года: только там мы сможем наглядно увидеть последствия принимаемых решений.

**Ред.:** Известно, что каменный век завершился отнюдь не потому, что кончились камни. В этом контексте: эпоха нефти и газа к 2035 году не закончится?

**А.М.:** Каждый раз, когда кажется, что добыча достигла пика, новые технологии позволяют увеличить резервы и добычу. Постоянные слухи о скором исчерпании нефтегазовых резервов опровергаются подтверждением новых запасов топлива. Причем, объем прироста запасов в последние годы превышает уровень добычи.

По нашим оценкам, к 2035 году потребление нефти вырастет на 20%, а газа — на 55%. Однако при этом в структуре мирового ТЭБ доля газа увеличится на 2%, а нефти — упадет на 4%. Наибольшие же темпы прироста покажут возобновляемые источники энергии — плюс 70% за 25 лет, что позволит им достичь доли в ТЭБ 16%. При этом нефть и газ

Прогноз мирового потребления нефти и газа



Источник: Прогноз-2035

по-прежнему будут обеспечивать более половины энергопотребления, и говорить о закате эпохи нефти и газа еще очень рано.

**Ред.:** Без преувеличения, для экономики России ключевую роль играет фактор мировой цены на нефть. Как будут вести себя цены на нефть в прогнозном периоде?

**А.М.:** Попытка прогнозирования цен на нефть сравнима с гаданием на картах. Мы в своем прогнозе решили не указывать точное значение цены, а показали изменение балансовой цены спроса и предложения и наиболее вероятный коридор, в пределах которого рыночная цена будет двигаться. В результате, по нашим оценкам, к 2035 году балансовая цена достигнет \$125 за баррель. В ценах 2010 года.

**Ред.:** Как будет меняться спрос на углеводородное сырье?

**А.М.:** Рынок газа будет расти заметно быстрее рынка нефти

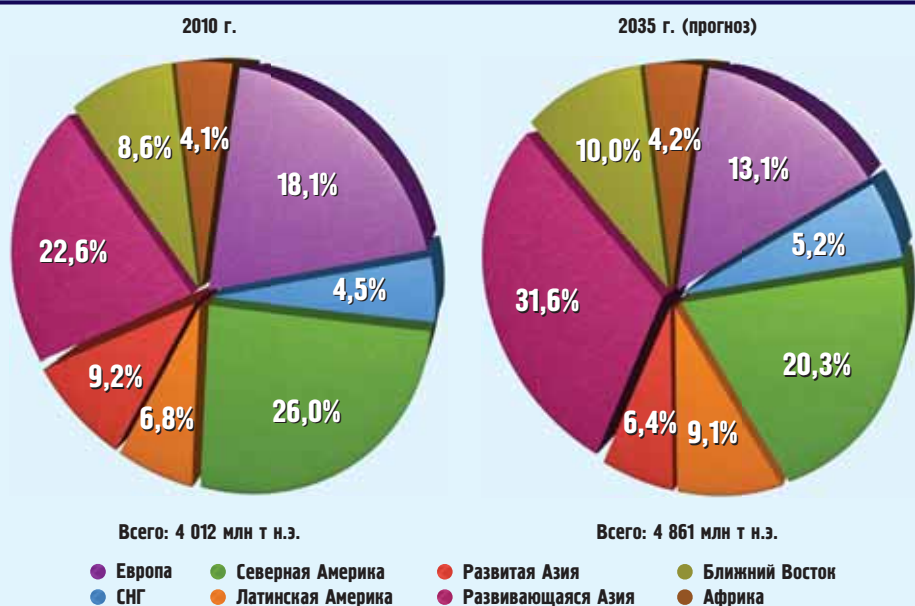
**Задача — очертить те коридоры и расставить «красные флажки» для правительств и бизнеса, принимающих долгосрочные решения**

(56% и 21% в период 2010–2035 годов соответственно). На раз-

**По нашим оценкам, к 2035 году потребление нефти вырастет на 20%, а газа — на 55%. В структуре мирового ТЭБ доля газа увеличится на 2%, а нефти — упадет на 4%**

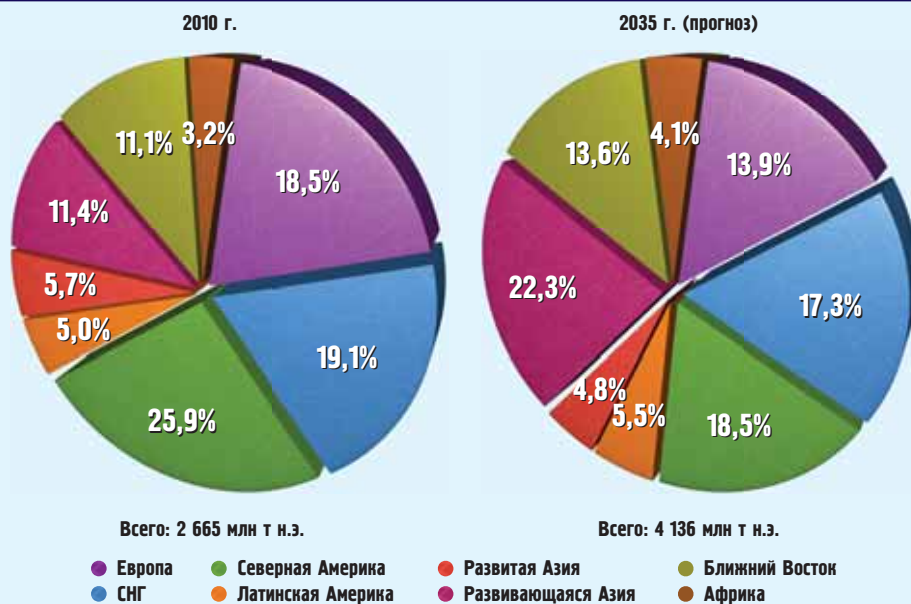
вивающиеся страны Азии прирост будет около 65% прироста миро-

Региональная структура потребления нефти



Источник: Прогноз-2035

## Региональная структура потребления газа



вого потребления углеводородов — именно этот рынок будет локомотивом дальнейшего развития спроса. Перспективным рынком для поставщиков оста-

### Мы в прогнозе показали изменение балансовой цены спроса и предложения и наиболее вероятный коридор рыночных цен

нется и Европа, где спрос на первичную энергию за 25-летний период вырастет всего на 2,5%, но за счет снижения собственной добычи импорт существенно возрастет. Изменится структура энергобаланса: доля нефти снизится на 5%, а газа — увеличится на 3%.

### На газовом рынке ожидаются существенные изменения, во многом спровоцированные нетрадиционным газом

Традиционно высоко привлекательным будет полностью импортозависимый рынок развитых стран Азии. А вот рынок Северной Америки становится все менее перспективным для поставщиков за счет разработки там собственных нетрадиционных ресурсов нефти и газа.

**Ред.:** Как ситуация на внутренних рынках Северной Америки будет влиять на мировую конъюнктуру?

**А.М.:** Предполагается ее выход уже в ближайшие годы на самообеспечение природным газом и уверенное движение в этом направлении по нефти с возможностью отделения ценообразования в этом регионе от мировых рынков топлива. В базовом сценарии сланцевая нефть фактически повторяет успех сланцевого газа и ее импорт в США к окончанию прогнозного периода снижается до 182 млн тонн.

Конечно, происходящее на рынке Северной Америки не может не влиять на мировую конъюнктуру. Сланцевый газ уже осложнил ситуацию в Атлантическом бассейне. В случае отказа Северной Америки от импорта нефти, по нашим оценкам, цены на «черное золото» могут снизиться на 20–25% и добыча уменьшится по всем остальным регионам, включая СНГ. Более того, можно утверждать, что волатильность цен нефти и газа по крайней мере до 2025 года (пока не начнут в полной мере сказываться последствия разработки нетрадиционных запасов) будет очень высокой.

**Ред.:** Сланцевый газ в наше время серьезно изменил расстановку сил на газовых рынках мира. Насколько значим этот фактор в долгосрочной перспективе?

**А.М.:** На рынке США сланцевый газ уже стал, пожалуй, важнейшим фактором. Вероятность повторения такого успеха в Европе почти нулевая, мы прогнозируем лишь небольшие объемы — 5–15 млрд м³ в год.

Большой вопрос и неопределенность для рынка — это китайский сланцевый газ. Подтвержденные запасы здесь очень низкие, но предварительные оценки, приводимые различными специалистами, достаточно велики. Условия для разработки во многих провинциях Китая менее благоприятные, чем в США, — нехватка воды, права недропользования и прочее. Но потенциально есть районы, где в случае подтверждения запасов его разработка возможна. И, конечно, китайский сланцевый газ представляет значительную угрозу, в том числе российским интересам в регионе, в случае его реальной масштабной разработки.

В целом, на газовом рынке мы видим очень существенные изменения, во многом спровоцированные нетрадиционным газом, — формирование глобального рынка газа на основе опережающего роста торговли СПГ, развития Евразийской сети газопроводов и доминирования конкуренции «газ-газ» на европейском рынке.

**Ред.:** Насколько значительной может оказаться роль в топливных балансах нетрадиционных способов добычи нефти и газа?

**А.М.:** Говорить о вытеснении традиционных способов добычи углеводородов в рассматриваемый период не стоит. В соответствии с базовым сценарием Прогноза, доля нетрадиционной нефти к 2035 году достигнет 14% в общем производстве нефти, а нетрадиционного газа (не включая газ плотных пород) в газовом балансе — 12%. Но даже в таких объемах они окажут значительное влияние на рынок, поскольку позволят от-

казаться от наиболее дорогих традиционных месторождений нефти и газа.

**Ред.:** А как учитывается политика?

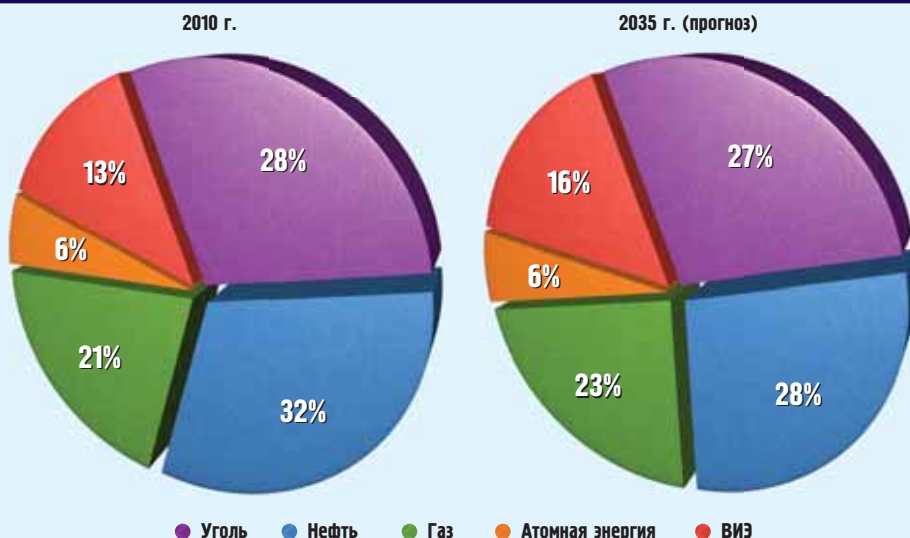
**А.М.:** Ближний Восток и Северная Африка входят в круг ключевых поставщиков нефти и газа на мировые рынки. Мы рассмотрели негативный сценарий развития событий: затяжная военная кампания, которая уменьшит добычу нефти в регионе на 10%, при этом в 2013–2019 годах прекратит добычу Иран и наполовину сократит добычу Ирак...

Так вот, в этом сценарии ни биотопливо, ни месторождения других регионов не смогут полностью компенсировать снижение экспорта с Ближнего Востока и из Северной Африки. По нашим оценкам, долгосрочная (несколько лет) дестабилизация в регионе может привести к скачку цен на нефть до \$200 за баррель (в ценах 2010 года) и дефициту топлива на мировых рынках. Слишком велики явные и скрытые факторы дестабилизации этих регионов, и геополитика здесь может работать крайне негативно.

**Ред.:** В последнее время особенно активно обсуждаются радикальные идеи отказа от использования атомной энергии и глубоководной добычи нефти...

**А.М.:** Наши расчеты показывают, что попытка обезопасить мир таким способом приводит к повышению цен на все энергоресурсы, порождает риск энергетического дефицита в отдельных регионах и обостряет борьбу за ресурсы. В итоге решение одной проблемы порождает другие, не менее серьезные.

Доли видов топлива в мировом потреблении первичной энергии



Следовательно, миру необходимо искать компромисс между безопасностью и энергообеспеченностью.

**Ред.:** Изучались ли перспективы развития мировой нефтепереработки?

**А.М.:** Мы прогнозируем, что нефтеперерабатывающие мощности в странах ОЭСР стабилизируются, с незначительным приростом за счет стран Восточной Европы, а в развивающихся странах ожидается рост на 15% к 2035 году — в основном за счет проектов на Ближнем Востоке и в развивающейся Азии. Маржа нефтепереработки в развитых странах снижается из-за завышенных, по сравнению с развивающимися странами, затрат на высококвалифицированный труд и расходов на соблюдение высоких экологических стандартов.

Рост мирового потребления источников энергии в 2035 г. к 2010 г.



**Россия: если производство нефти стабилизируется, то добыча газа будет уверенно расти с некоторым замедлением к 2035 году**

**Ред.:** Насколько перспективны для нас газовые рынки Европы и Азии?

**А.М.:** Оба рынка будут привлекательны, но планы по развитию территорий внутри России и ана-

**Наращивание экспорта энергоресурсов не должно быть самоцелью. Значительно важнее развитие собственной экономики и ее переориентация на инновации**

лиз зарубежного спроса позволяют обосновать увеличение интереса России к АТР.

## ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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



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

**Ред.:** Российская добыча углеводородного сырья будет расти или снижаться?

### Опыт показывает, что прогнозы с целостным анализом ситуации целесообразно выпускать ежегодно

**А.М.:** Добыча углеводородов в России будет расти на протяжении всего рассматриваемого периода. Однако по видам топлива будут определенные отличия — если производство нефти стабилизируется, то добыча газа продолжит рост с некоторым замедлением к 2035 году. Определяющую роль будут играть темпы роста экономики России и спрос на внешних рынках, темпы восполнения запасов, мировые и внутренние цены на энергоресурсы. Ну и, конечно, большое значение будут иметь себестоимость добычи и налоговая политика. Современные объемы капиталовложений в нефтяную и газовую отрас-

ли, конечно, недостаточны для долговременной стабилизации размеров добычи и переработки нефти и тем более для наращивания добычи газа. Два условия — разумность (и индивидуализация по условиям добычи) налогов и эффективность проектов — критически важны для реализуемости этих прогнозов.

**Ред.:** Каков главный вывод прогноза: как будет меняться роль нашей страны в системе мирового энергообеспечения?

**А.М.:** Россия, конечно, останется в долгосрочной перспективе одним из ключевых игроков мирового энергетического рынка. Однако мы видим с высокой вероятностью ухудшение конъюнктуры мировых рынков для российского газа и отчасти нефти. Вероятна стагнация выручки от экспорта топлива на фоне двукратного уменьшения к 2035 году ее доли в ВВП при трехкратном сокращении доли ТЭК в ВВП.

В этой ситуации наращивание экспорта энергоресурсов не должно быть самоцелью. Значительно важнее развитие собственной экономики и переориентация ее с сырьевой на инновационную направленность.

**Ред.:** Представленный Прогноз-2035 — это законченный продукт?

**А.М.:** Нет, конечно, «продолжение следует». Ситуация в мире очень быстро меняется, и ее необходимо отслеживать систематически, корректируя оценки. Опыт показывает, что прогнозы с целостным анализом ситуации целесообразно выпускать ежегодно.

Поэтому уже сейчас можем пригласить на презентацию следующего прогноза весной 2013 года, где надеемся показать много интересного. А на протяжении года мы будем отслеживать ситуацию и при необходимости выпускать краткие оценки текущих событий. 

# НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ





ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
ИНФОРМАЦИОННЫЙ  
СПОНСОР



## 21 - 23 августа

16-я специализированная выставка  
с международным участием

Официальная поддержка  
Министерство промышленности и энергетики Саратовской области

Союз нефтегазопромышленников РФ  
Союз производителей нефтегазового оборудования  
Российский Союз химиков



### СВАРКА

Специализированный форум



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
СОФИТ-ЭКСПО  
ТЕЛ.: (8452) 205-470, 206-926  
<http://expo.sofit.ru>

## САРАТОВ 2012

# Фонд нефтяных скважин за февраль 2012 года

| Компания (предприятие)        | Скважины, дающие продукцию |                                      |       |      |         |        |
|-------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|-------|------|---------|--------|
|                               | Всего                      | в том числе по способам эксплуатации |       |      |         |        |
|                               |                            | ФОНТАН                               | УЭЦН  | ШГН  | ГАЗЛИФТ | ПРОЧИЕ |
| Нефтяные компании             |                            |                                      |       |      |         |        |
| ЛУКОЙЛ                        | 25226                      | 288                                  | 16392 | 7843 | 0       | 703    |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь        | 14568                      | 55                                   | 12309 | 2203 | 0       | 1      |
| Когалымнефтегаз               | 7159                       | 0                                    | 6314  | 845  | 0       | 0      |
| Лангепаснефтегаз              | 2637                       | 12                                   | 2328  | 297  | 0       | 0      |
| Покачевнефтегаз               | 2124                       | 3                                    | 1876  | 245  | 0       | 0      |
| Урайнефтегаз                  | 2515                       | 15                                   | 1685  | 815  | 0       | 0      |
| Ямалнефтегаз                  | 133                        | 25                                   | 106   | 1    | 0       | 1      |
| Волгодеминойл                 | 16                         | 11                                   | 5     | 0    | 0       | 0      |
| КАМА-ойл                      | 15                         | 4                                    | 11    | 0    | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-АИК                    | 371                        | 3                                    | 360   | 8    | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть    | 303                        | 15                                   | 55    | 233  | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-Коми                   | 2379                       | 36                                   | 1371  | 408  | 0       | 564    |
| ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть       | 5                          | 5                                    | 0     | 0    | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-Пермь                  | 5443                       | 13                                   | 1588  | 3711 | 0       | 131    |
| Нарьянмарнефтегаз             | 79                         | 4                                    | 75    | 0    | 0       | 0      |
| НМНГ-МНА                      | 7                          | 2                                    | 5     | 0    | 0       | 0      |
| ПермТОТИнефть                 | 72                         | 0                                    | 10    | 60   | 0       | 2      |
| Р-Внедрение                   | 36                         | 0                                    | 0     | 36   | 0       | 0      |
| РИТЭК, всего                  | 1506                       | 121                                  | 492   | 891  | 0       | 2      |
| Турсунт                       | 67                         | 0                                    | 48    | 19   | 0       | 0      |
| УралОйл                       | 359                        | 19                                   | 63    | 274  | 0       | 3      |
| Роснефть                      | 20464                      | 1570                                 | 12589 | 5724 | 334     | 247    |
| Ванкорнефть                   | 175                        | 54                                   | 121   | 0    | 0       | 0      |
| Востсибнефтегаз               | 8                          | 8                                    | 0     | 0    | 0       | 0      |
| Грознефтегаз                  | 208                        | 39                                   | 27    | 104  | 0       | 38     |
| Дагнефтегаз                   | 24                         | 14                                   | 0     | 10   | 0       | 0      |
| Ингушнефтегазпром             | 83                         | 35                                   | 0     | 48   | 0       | 0      |
| Полярное Сияние Компания      | 26                         | 2                                    | 24    | 0    | 0       | 0      |
| РН-Дагнефть                   | 67                         | 44                                   | 12    | 6    | 0       | 5      |
| РН-Краснодарнефтегаз          | 1049                       | 156                                  | 45    | 479  | 334     | 35     |
| РН-Маланинская группа         | 14                         | 0                                    | 14    | 0    | 0       | 0      |
| РН-Пурнефтегаз                | 1769                       | 115                                  | 1446  | 208  | 0       | 0      |
| РН-Сахалинморнефтегаз         | 1063                       | 7                                    | 132   | 894  | 0       | 30     |
| РН-Северная нефть             | 303                        | 2                                    | 301   | 0    | 0       | 0      |
| РН-Ставропольнефтегаз         | 316                        | 20                                   | 296   | 0    | 0       | 0      |
| РН-Юганскнефтегаз             | 8455                       | 1054                                 | 7355  | 46   | 0       | 0      |
| Самаранефтегаз                | 3256                       | 20                                   | 1742  | 1363 | 0       | 131    |
| Удмуртнефть                   | 3648                       | 0                                    | 1074  | 2566 | 0       | 8      |
| Газпром нефть                 | 5868                       | 110                                  | 5561  | 28   | 169     | 0      |
| Арчинское                     | 37                         | 7                                    | 30    | 0    | 0       | 0      |
| Газпром нефть                 | 168                        | 2                                    | 166   | 0    | 0       | 0      |
| Газпром нефть Оренбург        | 169                        | 0                                    | 0     | 0    | 169     | 0      |
| Газпромнефть-Восток           | 123                        | 0                                    | 123   | 0    | 0       | 0      |
| Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз | 3070                       | 37                                   | 3009  | 24   | 0       | 0      |
| Газпромнефть-Хантос           | 107                        | 0                                    | 107   | 0    | 0       | 0      |
| Заполярьефть                  | 838                        | 61                                   | 777   | 0    | 0       | 0      |
| Магма                         | 69                         | 0                                    | 69    | 0    | 0       | 0      |
| Меретояханефтегаз             | 3                          | 3                                    | 0     | 0    | 0       | 0      |
| Сибнефть-Югра                 | 1259                       | 0                                    | 1255  | 4    | 0       | 0      |
| ЦНТ                           | 10                         | 0                                    | 10    | 0    | 0       | 0      |
| ЮУНГ                          | 15                         | 0                                    | 15    | 0    | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз                | 18900                      | 395                                  | 15543 | 2962 | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз (УФО)          | 18606                      | 246                                  | 15398 | 2962 | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз (Якутия)       | 294                        | 149                                  | 145   | 0    | 0       | 0      |
| ТНК-ВР Холдинг                | 15492                      | 270                                  | 14338 | 851  | 0       | 33     |
| Бугурусланнефть               | 348                        | 0                                    | 278   | 70   | 0       | 0      |
| Ваньеганнефть                 | 282                        | 36                                   | 239   | 7    | 0       | 0      |
| Варьеганнефтегаз              | 605                        | 23                                   | 571   | 11   | 0       | 0      |
| Верхнечонскнефтегаз           | 129                        | 59                                   | 70    | 0    | 0       | 0      |
| Ермаковское                   | 364                        | 0                                    | 323   | 41   | 0       | 0      |
| Корпорация Югранефть          | 134                        | 0                                    | 134   | 0    | 0       | 0      |
| Нижневартовское НГДП          | 872                        | 14                                   | 843   | 6    | 0       | 9      |

| Компания (предприятие)                    | Скважины, дающие продукцию |                                      |       |       |         |        |
|-------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|-------|-------|---------|--------|
|                                           | Всего                      | в том числе по способам эксплуатации |       |       |         |        |
|                                           |                            | ФОНТАН                               | УЭЦН  | ШГН   | ГАЗЛИФТ | ПРОЧИЕ |
| Новосибирскнефтегаз                       | 80                         | 0                                    | 80    | 0     | 0       | 0      |
| Оренбургнефть                             | 1739                       | 91                                   | 1532  | 116   | 0       | 0      |
| Самотлорнефтегаз                          | 6114                       | 35                                   | 5658  | 414   | 0       | 7      |
| Севернонефтегаз                           | 7                          | 0                                    | 7     | 0     | 0       | 0      |
| ТНК-Нижневартовск                         | 1930                       | 0                                    | 1863  | 67    | 0       | 0      |
| ТНК-Нягань                                | 2586                       | 12                                   | 2440  | 119   | 0       | 15     |
| ТНК-Уват                                  | 175                        | 0                                    | 175   | 0     | 0       | 0      |
| Тюменнефтегаз                             | 127                        | 0                                    | 125   | 0     | 0       | 2      |
| Татнефть им. В.Д.Шашина                   | 19384                      | 20                                   | 3096  | 16268 | 0       | 0      |
| Илекнефть                                 | 2                          | 2                                    | 0     | 0     | 0       | 0      |
| Татнефть им. В.Д.Шашина                   | 19308                      | 17                                   | 3072  | 16219 | 0       | 0      |
| Татнефть-Самара                           | 70                         | 0                                    | 23    | 47    | 0       | 0      |
| Татнефть-Северный                         | 4                          | 1                                    | 1     | 2     | 0       | 0      |
| Башнефть                                  | 15049                      | 11                                   | 2683  | 12289 | 0       | 66     |
| Башминерал                                | 37                         | 0                                    | 0     | 37    | 0       | 0      |
| Башнефть                                  | 14968                      | 11                                   | 2666  | 12225 | 0       | 66     |
| Геонефть                                  | 17                         | 0                                    | 17    | 0     | 0       | 0      |
| Зирган                                    | 27                         | 0                                    | 0     | 27    | 0       | 0      |
| Славнефть                                 | 3540                       | 15                                   | 3308  | 217   | 0       | 0      |
| Обьнефтегазгеология                       | 334                        | 1                                    | 333   | 0     | 0       | 0      |
| Обьнефтегеология                          | 72                         | 0                                    | 72    | 0     | 0       | 0      |
| Славнефть                                 | 54                         | 0                                    | 54    | 0     | 0       | 0      |
| Славнефть-Красноярскнефтегаз              | 6                          | 5                                    | 1     | 0     | 0       | 0      |
| Славнефть-Мегийоннефтегаз                 | 2769                       | 9                                    | 2543  | 217   | 0       | 0      |
| Славнефть-Мегийоннефтегазгеология         | 80                         | 0                                    | 80    | 0     | 0       | 0      |
| Славнефть-Нижневартовск                   | 174                        | 0                                    | 174   | 0     | 0       | 0      |
| Соболь                                    | 51                         | 0                                    | 51    | 0     | 0       | 0      |
| РуссНефть                                 | 4091                       | 53                                   | 2281  | 1737  | 0       | 20     |
| Аганнефтегазгеология                      | 64                         | 0                                    | 64    | 0     | 0       | 0      |
| АКИ-ОТЫР                                  | 172                        | 1                                    | 171   | 0     | 0       | 0      |
| Арчнефтегеология                          | 48                         | 0                                    | 48    | 0     | 0       | 0      |
| Белкамнефть                               | 1204                       | 0                                    | 357   | 847   | 0       | 0      |
| Белые ночи                                | 338                        | 4                                    | 308   | 26    | 0       | 0      |
| Валюнинское                               | 7                          | 0                                    | 7     | 0     | 0       | 0      |
| Варьеганнефть                             | 693                        | 12                                   | 577   | 104   | 0       | 0      |
| Голойл                                    | 27                         | 0                                    | 27    | 0     | 0       | 0      |
| Грушевое                                  | 3                          | 0                                    | 3     | 0     | 0       | 0      |
| Дуклинское                                | 2                          | 0                                    | 2     | 0     | 0       | 0      |
| Западно-Малобалыкское                     | 142                        | 0                                    | 142   | 0     | 0       | 0      |
| Мохтикнефть                               | 31                         | 0                                    | 31    | 0     | 0       | 0      |
| Нафта-Ульяновск                           | 62                         | 0                                    | 8     | 50    | 0       | 4      |
| НГДУ Пензанефть                           | 35                         | 0                                    | 25    | 3     | 0       | 7      |
| Нефтеразведка                             | 4                          | 0                                    | 0     | 2     | 0       | 2      |
| Окуновское                                | 2                          | 0                                    | 1     | 1     | 0       | 0      |
| Регион-й нефтяной консорциум              | 339                        | 0                                    | 81    | 258   | 0       | 0      |
| РНК                                       | 9                          | 0                                    | 4     | 5     | 0       | 0      |
| Рябовское                                 | 46                         | 0                                    | 17    | 29    | 0       | 0      |
| Саратов-Бурение                           | 21                         | 5                                    | 16    | 0     | 0       | 0      |
| Саратовнефтегаз                           | 312                        | 31                                   | 153   | 127   | 0       | 1      |
| Соболиное                                 | 9                          | 0                                    | 9     | 0     | 0       | 0      |
| Столбовое                                 | 39                         | 0                                    | 39    | 0     | 0       | 0      |
| Томская нефть                             | 17                         | 0                                    | 12    | 5     | 0       | 0      |
| Удмуртгеология                            | 57                         | 0                                    | 19    | 38    | 0       | 0      |
| Удмуртская национальная нефтяная компания | 81                         | 0                                    | 10    | 71    | 0       | 0      |
| Удмуртская нефтяная компания              | 64                         | 0                                    | 24    | 40    | 0       | 0      |
| Ульяновскнефть                            | 127                        | 0                                    | 56    | 65    | 0       | 6      |
| Уральская нефть                           | 75                         | 0                                    | 10    | 65    | 0       | 0      |
| Федюшкинское                              | 5                          | 0                                    | 5     | 0     | 0       | 0      |
| Черногорское                              | 56                         | 0                                    | 55    | 1     | 0       | 0      |
| Нефтяные компании, итого                  | 128014                     | 2732                                 | 75791 | 47919 | 503     | 1069   |
| НОВАТЭК                                   | 45                         | 18                                   | 27    | 0     | 0       | 0      |
| НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз                 | 45                         | 18                                   | 27    | 0     | 0       | 0      |
| Прочие производители                      |                            |                                      |       |       |         |        |
| Восточносибирская Управл. компания        | 24                         | 20                                   | 4     | 0     | 0       | 0      |
| Дулисьма                                  | 24                         | 20                                   | 4     | 0     | 0       | 0      |
| Зарубежнефть                              | 53                         | 1                                    | 52    | 0     | 0       | 0      |
| РУСВЬЕТПЕТРО                              | 53                         | 1                                    | 52    | 0     | 0       | 0      |

| Компания (предприятие)               | Скважины, дающие продукцию |                                      |      |     |         |        |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|------|-----|---------|--------|
|                                      | Всего                      | в том числе по способам эксплуатации |      |     |         |        |
|                                      |                            | ФОНТАН                               | УЭЦН | ШГН | ГАЗЛИФТ | ПРОЧИЕ |
| Юкола-нефть                          | 26                         | 14                                   | 0    | 12  | 0       | 0      |
| Богородскнефть                       | 20                         | 14                                   | 0    | 6   | 0       | 0      |
| Поволжскнефть                        | 6                          | 0                                    | 0    | 6   | 0       | 0      |
| Акмай                                | 8                          | 0                                    | 1    | 7   | 0       | 0      |
| Алойл                                | 177                        | 0                                    | 0    | 177 | 0       | 0      |
| Альянснефтегаз                       | 56                         | 0                                    | 56   | 0   | 0       | 0      |
| Арктикморнефтегазразведка            | 33                         | 3                                    | 0    | 0   | 30      | 0      |
| Арктикнефть                          | 25                         | 4                                    | 0    | 21  | 0       | 0      |
| БайТекс                              | 163                        | 0                                    | 0    | 163 | 0       | 0      |
| Бенталь                              | 5                          | 0                                    | 0    | 5   | 0       | 0      |
| Благодаров-Ойл                       | 24                         | 0                                    | 9    | 15  | 0       | 0      |
| Братскэгоаз                          | 2                          | 2                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Брендан                              | 4                          | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Булгарнефть                          | 112                        | 0                                    | 0    | 112 | 0       | 0      |
| ВЕЛЛойл                              | 5                          | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 1      |
| Верхнеомринская нефть                | 4                          | 0                                    | 0    | 4   | 0       | 0      |
| Веселовское                          | 2                          | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Винка                                | 4                          | 0                                    | 0    | 4   | 0       | 0      |
| ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ                       | 2                          | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Восточная Транснациональная компания | 64                         | 2                                    | 62   | 0   | 0       | 0      |
| Вукошурнефть                         | 4                          | 0                                    | 1    | 3   | 0       | 0      |
| ВУМН                                 | 93                         | 0                                    | 1    | 92  | 0       | 0      |
| Газнефтедобыча                       | 1                          | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Геология                             | 140                        | 0                                    | 5    | 135 | 0       | 0      |
| Геолого-разведочный иссл. центр      | 110                        | 0                                    | 54   | 56  | 0       | 0      |
| Геотех                               | 58                         | 0                                    | 5    | 53  | 0       | 0      |
| Дальпромсинтез                       | 4                          | 0                                    | 0    | 4   | 0       | 0      |
| ДИАЛЛ АЛЪЯНС                         | 7                          | 7                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Динью                                | 17                         | 0                                    | 14   | 3   | 0       | 0      |
| Дружбанефть                          | 28                         | 0                                    | 2    | 26  | 0       | 0      |
| ЕвроСибОйл                           | 35                         | 3                                    | 18   | 14  | 0       | 0      |
| Елабуганефть                         | 21                         | 0                                    | 2    | 19  | 0       | 0      |
| Енисей                               | 36                         | 0                                    | 36   | 0   | 0       | 0      |
| ЕНЭС                                 | 8                          | 2                                    | 1    | 5   | 0       | 0      |
| Иделойл                              | 180                        | 0                                    | 14   | 166 | 0       | 0      |
| Иджат                                | 1                          | 0                                    | 0    | 1   | 0       | 0      |
| ИНГА                                 | 8                          | 0                                    | 8    | 0   | 0       | 0      |
| Ингеохолдинг                         | 2                          | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| ИНК                                  | 43                         | 15                                   | 28   | 0   | 0       | 0      |
| Институт РОСТЭК                      | 2                          | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| ИТАНЕФТЬ                             | 5                          | 0                                    | 0    | 5   | 0       | 0      |
| Калмпетрол                           | 5                          | 2                                    | 0    | 3   | 0       | 0      |
| КанБайкал Резорсез Инк.              | 24                         | 0                                    | 24   | 0   | 0       | 0      |
| Кара-Алтын                           | 383                        | 0                                    | 17   | 366 | 0       | 0      |
| Карбон                               | 3                          | 2                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Карбон-Ойл                           | 50                         | 0                                    | 22   | 28  | 0       | 0      |
| КНГ-добыча                           | 24                         | 1                                    | 23   | 0   | 0       | 0      |
| Колванефть                           | 11                         | 0                                    | 11   | 0   | 0       | 0      |
| Колвинское                           | 18                         | 0                                    | 18   | 0   | 0       | 0      |
| Комнедра (УПК Недра)                 | 19                         | 0                                    | 19   | 0   | 0       | 0      |
| Кондурчанефть                        | 74                         | 0                                    | 22   | 52  | 0       | 0      |
| Кондурчанефть (Самара)               | 6                          | 0                                    | 3    | 0   | 0       | 3      |
| Косьюнефть                           | 5                          | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 1      |
| МакОйл                               | 33                         | 0                                    | 7    | 26  | 0       | 0      |
| Матюшкинская вертикаль               | 43                         | 0                                    | 43   | 0   | 0       | 0      |
| Меллянефть                           | 55                         | 0                                    | 0    | 55  | 0       | 0      |
| МНКТ                                 | 94                         | 0                                    | 1    | 93  | 0       | 0      |
| НГК Горный                           | 1                          | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Недра-К                              | 9                          | 0                                    | 9    | 0   | 0       | 0      |
| Нефтебурсервис                       | 4                          | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 3      |
| НефтУС                               | 4                          | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Нефтьинвест                          | 9                          | 0                                    | 9    | 0   | 0       | 0      |
| Нижнеомринская нефть                 | 27                         | 0                                    | 0    | 27  | 0       | 0      |
| Нократойл                            | 8                          | 0                                    | 0    | 8   | 0       | 0      |
| Норд Империял                        | 30                         | 3                                    | 27   | 0   | 0       | 0      |
| Нурлатская нефтяная компания         | 1                          | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Ойлгазтэт                            | 3                          | 1                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |

| Компания (предприятие)                  | Скважины, дающие продукцию |                                      |              |              |            |             |
|-----------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------|--------------|------------|-------------|
|                                         | Всего                      | в том числе по способам эксплуатации |              |              |            |             |
|                                         |                            | ФОНТАН                               | УЭЦН         | ШГН          | ГАЗЛИФТ    | ПРОЧИЕ      |
| Оренбургнефтеотдача                     | 14                         | 0                                    | 4            | 10           | 0          | 0           |
| Охтин-Ойл                               | 76                         | 0                                    | 0            | 76           | 0          | 0           |
| Печоранефтегаз                          | 67                         | 0                                    | 63           | 4            | 0          | 0           |
| Печоранефть                             | 14                         | 0                                    | 14           | 0            | 0          | 0           |
| Печорская энергетическая компания       | 9                          | 0                                    | 9            | 0            | 0          | 0           |
| Преображенскнефть                       | 30                         | 0                                    | 30           | 0            | 0          | 0           |
| Пурнефть                                | 17                         | 10                                   | 7            | 0            | 0          | 0           |
| Регион-Нефть                            | 4                          | 2                                    | 2            | 0            | 0          | 0           |
| Регион-Сириус                           | 3                          | 0                                    | 3            | 0            | 0          | 0           |
| РедОйл                                  | 12                         | 9                                    | 0            | 3            | 0          | 0           |
| Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел           | 1                          | 0                                    | 0            | 1            | 0          | 0           |
| Речер-Коми                              | 20                         | 0                                    | 19           | 0            | 0          | 1           |
| РТП-Саратов                             | 1                          | 0                                    | 1            | 0            | 0          | 0           |
| Руфьеганнефть                           | 9                          | 0                                    | 9            | 0            | 0          | 0           |
| Садакойл                                | 1                          | 0                                    | 0            | 1            | 0          | 0           |
| Салым Петролеум Дев. Н.В.               | 431                        | 0                                    | 431          | 0            | 0          | 0           |
| Самараинвестнефть                       | 54                         | 0                                    | 8            | 46           | 0          | 0           |
| Самара-Нафта                            | 126                        | 3                                    | 120          | 0            | 0          | 3           |
| Санеко                                  | 43                         | 0                                    | 43           | 0            | 0          | 0           |
| Саратовнефтегеофизика                   | 10                         | 3                                    | 7            | 0            | 0          | 0           |
| Северное Сияние                         | 4                          | 0                                    | 4            | 0            | 0          | 0           |
| Селена-Пермь                            | 16                         | 5                                    | 0            | 11           | 0          | 0           |
| Селенгушнефть                           | 19                         | 0                                    | 18           | 1            | 0          | 0           |
| Сияль                                   | 10                         | 0                                    | 4            | 6            | 0          | 0           |
| СибиИнвестНафта                         | 3                          | 0                                    | 0            | 3            | 0          | 0           |
| СИБИНТЭК                                | 3                          | 0                                    | 3            | 0            | 0          | 0           |
| СМП-Нефтегаз                            | 175                        | 0                                    | 3            | 172          | 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                                | 17                         | 0                                    | 17           | 0            | 0          | 0           |
| Тарховское                              | 185                        | 2                                    | 181          | 2            | 0          | 0           |
| TATEx                                   | 403                        | 0                                    | 59           | 344          | 0          | 0           |
| Татнефтеотдача                          | 259                        | 5                                    | 171          | 83           | 0          | 0           |
| Татнефтепром-Зюзеевнефть                | 236                        | 0                                    | 26           | 210          | 0          | 0           |
| Татнефть-Геология                       | 52                         | 0                                    | 12           | 40           | 0          | 0           |
| Татойлгаз                               | 338                        | 0                                    | 130          | 208          | 0          | 0           |
| Технефтьинвест                          | 3                          | 3                                    | 0            | 0            | 0          | 0           |
| Тиман-Печора Эксплорэйшн                | 1                          | 0                                    | 1            | 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                          | 2187                       | 80                                   | 1850         | 246          | 0          | 11          |
| Трансойл                                | 112                        | 0                                    | 1            | 111          | 0          | 0           |
| Транс-ойл                               | 2                          | 0                                    | 2            | 0            | 0          | 0           |
| Троицкнефть                             | 139                        | 0                                    | 35           | 104          | 0          | 0           |
| Уральская Нефтяная Компания             | 28                         | 0                                    | 0            | 26           | 0          | 2           |
| Хвойное                                 | 45                         | 0                                    | 45           | 0            | 0          | 0           |
| ХИТ Р                                   | 6                          | 0                                    | 4            | 2            | 0          | 0           |
| ЦНПСЭИ                                  | 17                         | 0                                    | 0            | 17           | 0          | 0           |
| Чепецкое НГДУ                           | 33                         | 0                                    | 0            | 33           | 0          | 0           |
| Чумпаснефтедобыча                       | 3                          | 0                                    | 3            | 0            | 0          | 0           |
| Шешмаойл                                | 333                        | 0                                    | 37           | 296          | 0          | 0           |
| Южно-Аксутино                           | 2                          | 0                                    | 1            | 1            | 0          | 0           |
| Южно-Охтеурское                         | 12                         | 0                                    | 12           | 0            | 0          | 0           |
| Юпитер-А                                | 7                          | 0                                    | 7            | 0            | 0          | 0           |
| Ямбулойл                                | 1                          | 0                                    | 1            | 0            | 0          | 0           |
| Яр-Ойл                                  | 1                          | 0                                    | 1            | 0            | 0          | 0           |
| Прочие производители, итого             | 8275                       | 210                                  | 4082         | 3928         | 30         | 25          |
| <b>Операторы СРП</b>                    |                            |                                      |              |              |            |             |
| Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. | 15                         | 14                                   | 0            | 0            | 1          | 0           |
| Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.      | 26                         | 21                                   | 0            | 0            | 5          | 0           |
| Сахалин 1 (иностр.капитал)              | 26                         | 21                                   | 0            | 0            | 5          | 0           |
| Операторы СРП, итого                    | 41                         | 35                                   | 0            | 0            | 6          | 0           |
| <b>Всего</b>                            | <b>136375</b>              | <b>2995</b>                          | <b>79900</b> | <b>51847</b> | <b>539</b> | <b>1094</b> |

## Ввод новых нефтяных скважин за январь-февраль 2012 года

| Компания (предприятие)   | За соответств.<br>период 2011 г. | С начала 2012 г. | в том числе по способам эксплуатации |      |     |         |        |
|--------------------------|----------------------------------|------------------|--------------------------------------|------|-----|---------|--------|
|                          |                                  |                  | ФОНТАН                               | УЭЦН | ШГН | ГАЗЛИФТ | ПРОЧИЕ |
| Нефтяные компании        |                                  |                  |                                      |      |     |         |        |
| ЛУКОЙЛ                   | 87                               | 132              | 6                                    | 119  | 6   | 0       | 1      |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь   | 60                               | 90               | 1                                    | 89   | 0   | 0       | 0      |
| Когалымнефтегаз          | 23                               | 27               | 0                                    | 27   | 0   | 0       | 0      |
| Лангепаснефтегаз         | 12                               | 26               | 0                                    | 26   | 0   | 0       | 0      |
| Покачевнефтегаз          | 13                               | 18               | 0                                    | 18   | 0   | 0       | 0      |
| Урайнефтегаз             | 12                               | 18               | 0                                    | 18   | 0   | 0       | 0      |
| Ямалнефтегаз             | 0                                | 1                | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| КАМА-ойл                 | 1                                | 1                | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-АИК               | 7                                | 7                | 0                                    | 7    | 0   | 0       | 0      |
| ЛУКОЙЛ-Коми              | 5                                | 8                | 4                                    | 3    | 0   | 0       | 1      |
| ЛУКОЙЛ-Пермь             | 7                                | 15               | 0                                    | 10   | 5   | 0       | 0      |
| Нарьянмарнефтегаз        | 1                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| ПермТОТИнефть            | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| РИТЭК, всего             | 6                                | 8                | 0                                    | 7    | 1   | 0       | 0      |
| Роснефть                 | 144                              | 165              | 7                                    | 144  | 14  | 0       | 0      |
| Ванкорнефть              | 7                                | 6                | 1                                    | 5    | 0   | 0       | 0      |
| РН-Краснодарнефтега      | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| РН-Пурнефтегаз           | 7                                | 6                | 0                                    | 6    | 0   | 0       | 0      |
| РН-Северная нефть        | 4                                | 8                | 0                                    | 8    | 0   | 0       | 0      |
| РН-Юганскнефтегаз        | 109                              | 122              | 6                                    | 116  | 0   | 0       | 0      |
| Самаранефтегаз           | 4                                | 8                | 0                                    | 8    | 0   | 0       | 0      |
| Удмуртнефть              | 13                               | 14               | 0                                    | 0    | 14  | 0       | 0      |
| Газпром нефть            | 114                              | 74               | 9                                    | 64   | 0   | 1       | 0      |
| Арчинское                | 0                                | 2                | 2                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Газпром нефть            | 4                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Газпром нефть Оренбург   | 0                                | 1                | 0                                    | 0    | 0   | 1       | 0      |
| Газпромнефть-Восток      | 6                                | 4                | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Газпромнефть-ННГ         | 27                               | 18               | 1                                    | 17   | 0   | 0       | 0      |
| Газпромнефть-Хантос      | 1                                | 5                | 0                                    | 5    | 0   | 0       | 0      |
| Заполярье                | 9                                | 9                | 5                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Магма                    | 2                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Сибнефть-Югра            | 65                               | 33               | 1                                    | 32   | 0   | 0       | 0      |
| ЦНТ                      | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз           | 196                              | 220              | 15                                   | 189  | 16  | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз (УФО)     | 177                              | 197              | 11                                   | 170  | 16  | 0       | 0      |
| Сургутнефтегаз (Якутия)  | 19                               | 23               | 4                                    | 19   | 0   | 0       | 0      |
| ТНК-ВР Холдинг           | 86                               | 79               | 12                                   | 65   | 2   | 0       | 0      |
| Бугурусланнефть          | 0                                | 3                | 0                                    | 2    | 1   | 0       | 0      |
| Ваньеганнефть            | 1                                | 4                | 1                                    | 3    | 0   | 0       | 0      |
| Варьеганнефтегаз         | 7                                | 7                | 0                                    | 7    | 0   | 0       | 0      |
| Верхнеконскнефтегаз      | 10                               | 10               | 9                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Нижневартовское НГДП     | 3                                | 10               | 0                                    | 10   | 0   | 0       | 0      |
| Оренбургнефть            | 18                               | 16               | 1                                    | 14   | 1   | 0       | 0      |
| Самотлорнефтегаз         | 5                                | 10               | 0                                    | 10   | 0   | 0       | 0      |
| ТНК-Нижневартовск        | 4                                | 10               | 0                                    | 10   | 0   | 0       | 0      |
| ТНК-Нягань               | 32                               | 5                | 1                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| ТНК-Уват                 | 4                                | 4                | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Тюменнефтегаз            | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Татнефть им. В.Д.Шашина  | 35                               | 41               | 1                                    | 3    | 36  | 0       | 1      |
| Татнефть им. В.Д.Шашина  | 32                               | 41               | 1                                    | 3    | 36  | 0       | 1      |
| Татнефть-Самара          | 3                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Башнефть                 | 12                               | 8                | 0                                    | 0    | 8   | 0       | 0      |
| Башнефть                 | 12                               | 8                | 0                                    | 0    | 8   | 0       | 0      |
| Славнефть                | 28                               | 16               | 0                                    | 16   | 0   | 0       | 0      |
| Обьнефтегазгеология      | 20                               | 7                | 0                                    | 7    | 0   | 0       | 0      |
| Славнефть-Мегионнефтегаз | 4                                | 3                | 0                                    | 3    | 0   | 0       | 0      |
| Славнефть-Нижневартовск  | 4                                | 6                | 0                                    | 6    | 0   | 0       | 0      |

| Компания (предприятие)                  | За соответств.<br>период 2011 г. | С начала 2012 г. | в том числе по способам эксплуатации |      |     |         |        |
|-----------------------------------------|----------------------------------|------------------|--------------------------------------|------|-----|---------|--------|
|                                         |                                  |                  | ФОНТАН                               | УЭЦН | ШГН | ГАЗЛИФТ | ПРОЧIE |
| РуссНефть                               | 5                                | 18               | 0                                    | 18   | 0   | 0       | 0      |
| АКИ-ОТЫР                                | 0                                | 6                | 0                                    | 6    | 0   | 0       | 0      |
| Белые ночи                              | 2                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Варьеганефть                            | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Регион-й нефтяной консорциум            | 2                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Саратовнефтегаз                         | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Столбовое                               | 1                                | 3                | 0                                    | 3    | 0   | 0       | 0      |
| Ульяновскнефть                          | 0                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Федюшкинское                            | 0                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Нефтяные компании, итого                | 707                              | 753              | 50                                   | 618  | 82  | 1       | 2      |
| НОВАТЭК                                 | 0                                | 5                | 4                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз               | 0                                | 5                | 4                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| <b>Прочие производители</b>             |                                  |                  |                                      |      |     |         |        |
| Восточносибирская Управл.компания       | 1                                | 3                | 3                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Дулисьма                                | 1                                | 3                | 3                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Зарубежнефть                            | 8                                | 7                | 1                                    | 6    | 0   | 0       | 0      |
| РУСВЬЕТПЕТРО                            | 8                                | 7                | 1                                    | 6    | 0   | 0       | 0      |
| Юкола-нефть                             | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Богородскнефть                          | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Алойл                                   | 2                                | 2                | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| БайТекс                                 | 5                                | 5                | 0                                    | 0    | 5   | 0       | 0      |
| Восточная Транснациональная компания    | 1                                | 4                | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Енисей                                  | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Иделойл                                 | 2                                | 2                | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| ИНГА                                    | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| ИНК                                     | 0                                | 3                | 3                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| КанБайкал Резорсез Инк.                 | 3                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Кара-Алтын                              | 7                                | 2                | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| КНГ-добыча                              | 3                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Колванефть                              | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Колвинское                              | 0                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Кондурчанефть                           | 1                                | 2                | 0                                    | 1    | 1   | 0       | 0      |
| Матюшкинская вертикаль                  | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Норд Империял                           | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Нурулатская нефтяная компания           | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Оренбургнефтеотдача                     | 0                                | 2                | 0                                    | 0    | 2   | 0       | 0      |
| Охтин-Ойл                               | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Регион-Нефть                            | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Речер-Коми                              | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Салым Петролеум Дев. Н.В.               | 15                               | 11               | 0                                    | 11   | 0   | 0       | 0      |
| Самараинвестнефть                       | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Самара-Нафта                            | 1                                | 4                | 0                                    | 4    | 0   | 0       | 0      |
| Санеко                                  | 1                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| Соровскнефть                            | 1                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Стимул-Т                                | 0                                | 1                | 0                                    | 1    | 0   | 0       | 0      |
| ТАТЕХ                                   | 4                                | 7                | 0                                    | 0    | 7   | 0       | 0      |
| Татнефть-Геология                       | 1                                | 6                | 0                                    | 0    | 6   | 0       | 0      |
| Татойлгаз                               | 11                               | 5                | 0                                    | 0    | 5   | 0       | 0      |
| Томскнефть ВНК                          | 29                               | 13               | 1                                    | 11   | 1   | 0       | 0      |
| Троицкнефть                             | 0                                | 2                | 0                                    | 2    | 0   | 0       | 0      |
| Хвойное                                 | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Шешмаойл                                | 2                                | 3                | 0                                    | 0    | 3   | 0       | 0      |
| Прочие производители, итого             | 109                              | 91               | 8                                    | 47   | 36  | 0       | 0      |
| <b>Операторы СРП</b>                    |                                  |                  |                                      |      |     |         |        |
| Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. | 1                                | 1                | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.      | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Сахалин 1 (иностр.капитал)              | 2                                | 0                | 0                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Операторы СРП, итого                    | 3                                | 1                | 1                                    | 0    | 0   | 0       | 0      |
| Всего                                   | 819                              | 850              | 63                                   | 666  | 118 | 1       | 2      |

## Проходка в бурении за февраль 2012 года (тыс. м)

| Компания (предприятие)         | Разведочное бурение                          |         | Эксплуатационное бурение |                           |         |
|--------------------------------|----------------------------------------------|---------|--------------------------|---------------------------|---------|
|                                | С начала 2012 г.,<br>Фактическая<br>проходка | Февраль | С начала 2012 г.         |                           | Февраль |
|                                |                                              |         | Фактическая<br>проходка  | Горизонтальное<br>бурение |         |
| Нефтяные компании              |                                              |         |                          |                           |         |
| <b>ЛУКОЙЛ</b>                  | 30.1                                         | 13.0    | 431.2                    | 92.5                      | 218.9   |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь         | 13.6                                         | 6.6     | 341.7                    | 76.0                      | 177.9   |
| Когалымнефтегаз                |                                              |         | 150.9                    | 36.1                      | 79.9    |
| Лангаснефтегаз                 | 1.8                                          | 1.8     | 85.2                     | 27.1                      | 39.8    |
| Покачевнефтегаз                | 1.5                                          | 0.0     | 72.2                     | 9.2                       | 43.4    |
| Урайнефтегаз                   | 5.6                                          | 2.8     | 24.6                     | 2.5                       | 9.7     |
| Ямалнефтегаз                   | 4.7                                          | 1.9     | 8.8                      | 1.1                       | 5.2     |
| Волгодеминойл                  | 1.5                                          | 0.4     |                          |                           |         |
| КАМА-ойл                       | 5.5                                          | 2.9     | 0.4                      | 0.4                       | 0.3     |
| ЛУКОЙЛ-АИК                     | 2.4                                          | 0.0     | 14.4                     | 0.0                       | 5.6     |
| ЛУКОЙЛ-Коми                    | 3.1                                          | 1.0     | 11.6                     | 3.7                       | 4.2     |
| ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть        |                                              |         | 2.3                      | 2.3                       | 0.7     |
| ЛУКОЙЛ-Пермь                   | 2.7                                          | 1.5     | 41.8                     | 7.5                       | 19.8    |
| НМНГ-МНА                       |                                              |         | 0.1                      | 0.0                       | 0.1     |
| ПермТОТИнефть                  |                                              |         | 2.9                      | 0.0                       | 1.9     |
| РИТЭК, всего                   | 1.4                                          | 0.7     | 15.9                     | 2.6                       | 8.4     |
| <b>Роснефть</b>                | 7.7                                          | 4.9     | 640.9                    | 19.2                      | 311.6   |
| Ванкорнефть                    | 1.7                                          | 1.3     | 52.6                     | 0.0                       | 24.9    |
| Востсибнефтегаз                |                                              |         | 2.8                      | 0.0                       | 1.9     |
| Грознефтегаз                   | 0.2                                          | 0.2     |                          |                           |         |
| Дагнефтегаз                    | 0.0                                          | 0.0     |                          |                           |         |
| РН-Краснодарнефтегаз           |                                              |         | 1.8                      | 0.0                       | 1.4     |
| РН-Пурнефтегаз                 |                                              |         | 21.0                     | 6.2                       | 9.3     |
| РН-Сахалинморнефтегаз          |                                              |         | 1.0                      | 0.0                       | 0.8     |
| РН-Северная нефть              |                                              |         | 16.5                     | 1.9                       | 6.6     |
| РН-Юганскнефтегаз              | 2.8                                          | 2.8     | 524.3                    | 10.5                      | 255.8   |
| Самаранефтегаз                 |                                              |         | 10.5                     | 0.0                       | 6.2     |
| Удмуртнефть                    | 3.1                                          | 0.7     | 10.5                     | 0.5                       | 4.7     |
| <b>Газпром нефть</b>           | 3.2                                          | 1.2     | 276.8                    | 18.2                      | 145.0   |
| Газпром нефть Оренбург         |                                              |         | 4.2                      | 4.2                       | 1.5     |
| Газпромнефть-Восток            |                                              |         | 6.5                      | 0.0                       | 6.5     |
| Газпромнефть-ННГ               | 1.2                                          | 1.2     | 109.2                    | 10.8                      | 54.7    |
| Газпромнефть-Хантос            | 2.0                                          | 0.0     | 147.7                    | 3.2                       | 77.4    |
| Магма                          |                                              |         | 9.3                      | 0.0                       | 4.9     |
| <b>Сургутнефтегаз</b>          | 43.9                                         | 23.0    | 700.0                    | 50.5                      | 341.8   |
| Сургутнефтегаз (УФО)           | 43.9                                         | 23.0    | 700.0                    | 50.5                      | 341.8   |
| <b>ТНК-ВР Холдинг</b>          | 11.2                                         | 5.6     | 242.0                    | 62.2                      | 110.4   |
| Бугурусланнефть                |                                              |         | 6.4                      | 0.0                       | 3.1     |
| Ваньеганнефть                  |                                              |         | 9.4                      | 7.6                       | 4.6     |
| Варьеганнефтегаз               |                                              |         | 36.6                     | 13.2                      | 18.0    |
| Верхнечонскнефтегаз            |                                              |         | 18.2                     | 18.2                      | 0.0     |
| Нижневартовское НГДП           |                                              |         | 17.4                     | 0.0                       | 9.7     |
| Оренбургнефть                  | 6.2                                          | 1.4     | 53.6                     | 0.0                       | 20.3    |
| Самотлорнефтегаз               |                                              |         | 23.0                     | 9.4                       | 13.2    |
| ТНК-Нижневартовск              |                                              |         | 29.6                     | 13.9                      | 14.7    |
| ТНК-Нягань                     | 2.6                                          | 1.9     | 2.3                      | 0.0                       | 0.0     |
| ТНК-Уват                       | 2.3                                          | 2.3     | 45.5                     | 0.0                       | 26.8    |
| <b>Татнефть им. В.Д.Шашина</b> | 3.3                                          | 1.9     | 69.2                     | 1.0                       | 33.8    |
| Татнефть им. В.Д.Шашина        | 2.3                                          | 0.9     | 66.1                     | 1.0                       | 30.7    |
| Татнефть-Самара                | 1.0                                          | 1.0     | 3.1                      | 0.0                       | 3.1     |
| <b>Башнефть</b>                | 3.4                                          | 1.3     | 14.1                     | 7.0                       | 7.5     |
| Башнефть                       | 3.4                                          | 1.3     | 14.0                     | 7.0                       | 7.4     |
| Геонефть                       |                                              |         | 0.1                      | 0.0                       | 0.1     |
| <b>Славнефть</b>               | 0.1                                          | 0.1     | 111.5                    | 56.6                      | 54.8    |
| Обьнефтегазгеология            |                                              |         | 54.4                     | 27.4                      | 28.7    |

| Компания (предприятие)                    | Разведочное бурение                          |         | Эксплуатационное бурение |                           |         |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------|---------|--------------------------|---------------------------|---------|
|                                           | С начала 2012 г.,<br>Фактическая<br>проходка | Февраль | С начала 2012 г.         |                           | Февраль |
|                                           |                                              |         | Фактическая<br>проходка  | Горизонтальное<br>бурение |         |
| Славнефть                                 |                                              |         | 1.7                      | 1.7                       | 1.7     |
| Славнефть-Красноярскнефтегаз              | 0.1                                          | 0.1     | 0.3                      | 0.0                       | 0.0     |
| Славнефть-Мегионнефтегаз                  | 0.0                                          | 0.0     | 23.0                     | 15.2                      | 10.2    |
| Славнефть-Мегионнефтегазгеология          |                                              |         | 6.1                      | 5.8                       | 1.1     |
| Славнефть-Нижневартовск                   |                                              |         | 26.0                     | 6.5                       | 13.2    |
| РуссНефть                                 | 0.8                                          | 0.8     | 42.4                     | 5.4                       | 25.5    |
| АКИ-ОТЫР                                  |                                              |         | 17.3                     | 0.0                       | 10.0    |
| Белые ночи                                |                                              |         | 3.4                      | 3.4                       | 3.4     |
| Белкамнефть                               |                                              |         | 0.0                      |                           | 0.0     |
| Варьеганнефть                             |                                              |         | 0.4                      | 0.4                       | 0.0     |
| Нафта-Ульяновск                           | 0.0                                          | 0.0     | 0.4                      | 0.0                       | 0.0     |
| Регион-й нефтяной консорциум              |                                              |         | 2.7                      | 1.7                       | 1.1     |
| Столбовое                                 |                                              |         | 5.9                      | 0.0                       | 2.8     |
| Удмуртская национальная нефтяная компания | 0.8                                          | 0.8     |                          |                           |         |
| Удмуртская нефтяная компания              |                                              |         | 2.1                      | 0.0                       | 2.1     |
| Федюшкинское                              |                                              |         | 10.3                     | 0.0                       | 6.2     |
| Нефтяные компании, итого                  | 103.7                                        | 51.7    | 2528.1                   | 312.6                     | 1249.3  |
| Газпром                                   | 1.4                                          | 1.4     | 2.3                      | 0.1                       | 0.4     |
| Нортгаз                                   | 1.4                                          | 1.4     | 2.3                      | 0.1                       | 0.4     |
| НОВАТЭК                                   | 0.1                                          | 0.0     | 6.2                      | 6.2                       | 3.1     |
| НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз                   | 0.1                                          | 0.0     | 6.2                      | 6.2                       | 3.1     |
| Прочие производители                      |                                              |         |                          |                           |         |
| Зарубежнефть                              |                                              |         | 13.8                     | 3.3                       | 4.7     |
| РУСВЬЕТПЕТРО                              |                                              |         | 13.8                     | 3.3                       | 4.7     |
| Алойл                                     |                                              |         | 4.3                      | 0.0                       | 2.1     |
| Благодаров-Ойл                            |                                              |         | 1.5                      | 0.0                       | 0.4     |
| Восточная Транснациональная компания      |                                              |         | 11.4                     | 0.0                       | 4.1     |
| Иделойл                                   |                                              |         | 1.3                      | 0.0                       | 1.2     |
| ИНГА                                      | 3.4                                          | 3.4     | 5.5                      | 0.0                       | 2.1     |
| ИНК                                       |                                              |         | 9.7                      | 2.3                       | 3.5     |
| КанБайкал Резервсез Инк.                  |                                              |         | 6.4                      | 1.1                       | 5.6     |
| Кара-Алтын                                |                                              |         | 3.2                      | 0.0                       | 1.8     |
| КНГ -добыча                               | 2.3                                          | 0.0     |                          |                           |         |
| Колвинское                                |                                              |         | 6.5                      | 0.0                       | 4.5     |
| Комнедра (УПК Недра)                      |                                              |         | 2.1                      | 0.0                       | 0.4     |
| Кондурчанефть                             |                                              |         | 2.5                      | 0.0                       | 1.2     |
| Матюшкинская вертикаль                    |                                              |         | 3.2                      | 0.0                       | 0.0     |
| НГК Горный                                |                                              |         | 1.5                      | 0.0                       | 1.5     |
| Охтин-Ойл                                 |                                              |         | 1.2                      | 0.0                       | 1.2     |
| Печоранефтегаз                            |                                              |         | 0.7                      | 0.0                       | 0.2     |
| Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел             |                                              |         | 1.5                      | 0.0                       | 0.6     |
| Салым Петролеум Дев. Н.В.                 |                                              |         | 67.3                     | 0.0                       | 31.1    |
| Самараинвестнефть                         |                                              |         | 0.9                      | 0.0                       | 0.9     |
| Самара-Нафта                              | 3.4                                          | 1.5     | 9.2                      | 0.6                       | 1.8     |
| Санеко                                    | 0.9                                          | 0.0     |                          |                           |         |
| Сиаль                                     | 1.1                                          | 0.0     |                          |                           |         |
| Тарховское                                |                                              |         | 8.1                      | 4.7                       | 5.3     |
| TATEX                                     |                                              |         | 0.4                      | 0.0                       | 0.4     |
| Татнефть-Геология                         |                                              |         | 1.4                      | 0.0                       | 0.4     |
| Томскнефть (ВНК)                          | 0.0                                          | 0.0     | 26.8                     | 0.0                       | 16.2    |
| Троицкнефть                               |                                              |         | 2.3                      | 0.0                       | 1.0     |
| Хвойное                                   |                                              |         | 0.2                      | 0.0                       | 0.1     |
| Шешмаойл                                  | 0.0                                          | 0.0     | 2.3                      | 0.0                       | 1.1     |
| Прочие производители, итого               | 11.1                                         | 4.9     | 195.3                    | 12.0                      | 93.3    |
| Операторы СРП                             |                                              |         |                          |                           |         |
| Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.:       |                                              |         | 1.6                      | 1.6                       | 0.8     |
| Сахалин-1 (иностраннй капитал)            |                                              |         | 1.6                      | 1.6                       | 0.8     |
| Операторы СРП, итого                      |                                              |         | 1.6                      | 1.6                       | 0.8     |
| Всего                                     | 116.2                                        | 58.0    | 2733.5                   | 332.5                     | 1347.0  |

**СТАТИСТИКА**

# Информация о скважинах, законченных строительством в эксплуатационном бурении за февраль 2012 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>                        | 79         | 210330                          | 2662                        | 139           | 384743                          | 2768                        |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь               | 48         | 146629                          | 3055                        | 94            | 284789                          | 3030                        |
| Когалымнефтегаз                      | 16         | 50892                           | 3181                        | 33            | 106743                          | 3235                        |
| Лангеласнефтегаз                     | 16         | 48631                           | 3039                        | 32            | 96141                           | 3004                        |
| Покачевнефтегаз                      | 9          | 28719                           | 3191                        | 16            | 47937                           | 2996                        |
| Урайнефтегаз                         | 6          | 15480                           | 2580                        | 12            | 31061                           | 2588                        |
| Ямалнефтегаз                         | 1          | 2907                            | 2907                        | 1             | 2907                            | 2907                        |
| ЛУКОЙЛ-АИК                           | 3          | 8590                            | 2863                        | 7             | 19938                           | 2848                        |
| ЛУКОЙЛ-Коми                          | 10         | 22008                           | 2201                        | 12            | 28649                           | 2387                        |
| ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть              | 1          | 2729                            | 2729                        | 1             | 2729                            | 2729                        |
| ЛУКОЙЛ-Пермь                         | 10         | 11683                           | 1168                        | 14            | 16996                           | 1214                        |
| Нарьянмарнефтегаз                    | 1          | 3409                            | 3409                        | 1             | 3409                            | 3409                        |
| ПермТОТИнефть                        | 1          | 2542                            | 2542                        | 1             | 2542                            | 2542                        |
| РИТЭК, всего                         | 5          | 12740                           | 2548                        | 9             | 25691                           | 2855                        |
| <b>Роснефть</b>                      | 90         | 257208                          | 2858                        | 176           | 501681                          | 2850                        |
| РН-Краснодарнефтегаз                 | 1          | 2354                            | 2354                        | 1             | 2354                            | 2354                        |
| РН-Пурнефтегаз                       | 2          | 6684                            | 3342                        | 4             | 13105                           | 3276                        |
| РН-Северная нефть                    | 3          | 9519                            | 3173                        | 6             | 16275                           | 2713                        |
| РН-Юганскнефтегаз                    | 80         | 232611                          | 2908                        | 156           | 455628                          | 2921                        |
| Удмуртнефть                          | 4          | 6040                            | 1510                        | 9             | 14319                           | 1591                        |
| <b>Газпром нефть</b>                 | 35         | 141256                          | 4036                        | 71            | 265695                          | 3742                        |
| Газпром нефть Оренбург               | 1          | 2450                            | 2450                        | 1             | 2450                            | 2450                        |
| Газпромнефть-Восток                  | 4          | 11760                           | 2940                        | 7             | 19027                           | 2718                        |
| Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз        | 14         | 46226                           | 3302                        | 26            | 93118                           | 3581                        |
| Газпромнефть-Хантос                  | 15         | 77383                           | 5159                        | 36            | 147663                          | 4102                        |
| Магма                                | 1          | 3437                            | 3437                        | 1             | 3437                            | 3437                        |
| <b>Сургутнефтегаз</b>                | 126        | 356188                          | 2827                        | 250           | 713382                          | 2854                        |
| Сургутнефтегаз (УФО)                 | 126        | 356188                          | 2827                        | 250           | 713382                          | 2854                        |
| <b>ТНК-ВР Холдинг</b>                | 37         | 114116                          | 3084                        | 83            | 253457                          | 3054                        |
| Бугурусланнефть                      | 1          | 2355                            | 2355                        | 2             | 4389                            | 2195                        |
| Ваньеганнефть                        | 1          | 4130                            | 4130                        | 4             | 12864                           | 3216                        |
| Варьеганнефтегаз                     | 5          | 15340                           | 3068                        | 7             | 20736                           | 2962                        |
| Верхнечонскнефтегаз                  | 5          | 14073                           | 2815                        | 12            | 36909                           | 3076                        |
| Нижневартовское НГДП                 | 5          | 13055                           | 2611                        | 10            | 26714                           | 2671                        |
| Оренбургнефть                        | 7          | 28852                           | 4122                        | 19            | 74685                           | 3931                        |
| Самотлорнефтегаз                     | 4          | 9740                            | 2435                        | 8             | 19260                           | 2408                        |
| ТНК-Нижневартовск                    | 4          | 10770                           | 2693                        | 9             | 24686                           | 2743                        |
| ТНК-Нягань                           | 0          | 0                               |                             | 3             | 2969                            | 990                         |
| ТНК-Уват                             | 5          | 15801                           | 3160                        | 9             | 30245                           | 3361                        |
| <b>Татнефть им. В. Д. Шашина</b>     | 19         | 32900                           | 1732                        | 30            | 49158                           | 1639                        |
| Татнефть им. В. Д. Шашина            | 19         | 32900                           | 1732                        | 30            | 49158                           | 1639                        |
| <b>Башнефть</b>                      | 5          | 7987                            | 1597                        | 8             | 12044                           | 1506                        |
| Башнефть                             | 5          | 7987                            | 1597                        | 8             | 12044                           | 1506                        |
| <b>Славнефть</b>                     | 13         | 56744                           | 4365                        | 15            | 62774                           | 4185                        |
| Обьнефтегазгеология                  | 6          | 30951                           | 5159                        | 7             | 34271                           | 4896                        |
| Славнефть-Мегионнефтегаз             | 3          | 9559                            | 3186                        | 3             | 9559                            | 3186                        |
| Славнефть-Нижневартовск              | 4          | 16234                           | 4059                        | 5             | 18944                           | 3789                        |
| <b>РуссНефть</b>                     | 9          | 26314                           | 2924                        | 16            | 45274                           | 2830                        |
| АКИ-ОТЫР                             | 2          | 5938                            | 2969                        | 6             | 18547                           | 3091                        |
| Варьеганнефть                        | 0          | 0                               |                             | 1             | 2753                            | 2753                        |
| Регион-й нефтяной консорциум         | 0          | 0                               |                             | 2             | 3598                            | 1799                        |
| Столбовое                            | 3          | 10043                           | 3348                        | 3             | 10043                           | 3348                        |
| Ульяновскнефть                       | 2          | 3786                            | 1893                        | 2             | 3786                            | 1893                        |
| Федюшкинское                         | 2          | 6547                            | 3274                        | 2             | 6547                            | 3274                        |
| <b>Нефтяные компании, итого</b>      | 413        | 1203043                         | 2913                        | 788           | 2288208                         | 2904                        |
| <b>НОВАТЭК</b>                       | 0          | 0                               |                             | 1             | 5982                            | 5982                        |
| НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз              | 0          | 0                               |                             | 1             | 5982                            | 5982                        |
| <b>Прочие производители</b>          |            |                                 |                             |               |                                 |                             |
| Зарубежнефть                         | 3          | 10171                           | 3390                        | 4             | 13385                           | 3346                        |
| РУСВЬЕТПЕТРО                         | 3          | 10171                           | 3390                        | 4             | 13385                           | 3346                        |
| Алойл                                | 0          | 0                               | 0                           | 2             | 3300                            | 1650                        |
| Благодаров-Ойл                       | 2          | 2846                            | 1423                        | 2             | 2846                            | 1423                        |
| Восточная Транснациональная компания | 2          | 4110                            | 2055                        | 4             | 11396                           | 2849                        |
| Иделойл                              | 1          | 1337                            | 1337                        | 1             | 1337                            | 1337                        |
| ИНГА                                 | 2          | 2211                            | 1106                        | 3             | 5272                            | 1757                        |
| ИНК                                  | 1          | 3291                            | 3291                        | 2             | 6131                            | 3066                        |
| Кара-Алтын                           | 1          | 1281                            | 1281                        | 2             | 2530                            | 1265                        |
| Колвинское                           | 2          | 8159                            | 4080                        | 2             | 8159                            | 4080                        |
| Кондурчанефть                        | 0          | 0                               |                             | 1             | 1440                            | 1440                        |
| Матюшкинская вертикаль               | 0          | 0                               |                             | 1             | 3197                            | 3197                        |
| Салым Петролеум Дев. Н.В.            | 7          | 22194                           | 3171                        | 15            | 45356                           | 3024                        |
| Самара-Нафта                         | 2          | 4686                            | 2343                        | 2             | 4686                            | 2343                        |
| Тарховское                           | 1          | 4675                            | 4675                        | 1             | 4675                            | 4675                        |
| Татнефтеотдача                       | 0          | 0                               |                             | 2             | 2343                            | 1172                        |
| Татнефть-Геология                    | 1          | 1670                            | 1670                        | 1             | 1670                            | 1670                        |
| Татойлгаз                            | 1          | 1219                            | 1219                        | 4             | 4807                            | 1202                        |
| Томскнефть (ВНК)                     | 3          | 8937                            | 2979                        | 7             | 20836                           | 2977                        |
| Троицкнефть                          | 1          | 1374                            | 1374                        | 2             | 2576                            | 1288                        |
| Шешмаойл                             | 1          | 1280                            | 1280                        | 2             | 2512                            | 1256                        |
| <b>Прочие производители, итого</b>   | 31         | 79441                           | 2563                        | 60            | 148454                          | 2474                        |
| <b>Всего</b>                         | 444        | 1282484                         | 2888                        | 849           | 2442644                         | 2877                        |

## Информация о скважинах, законченных строительством в разведочном бурении за февраль 2012 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                        | 1          | 2730                            | 2730                        | 3             | 7530                            | 2510                        |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь        | 0          | 0                               |                             | 1             | 2400                            | 2400                        |
| Урайнефтегаз                  | 0          | 0                               |                             | 1             | 2400                            | 2400                        |
| КАМА-ойл                      | 1          | 2730                            | 2730                        | 1             | 2730                            | 2730                        |
| Нарьянмарнефтегаз             | 0          | 0                               |                             | 1             | 2400                            | 2400                        |
| Роснефть                      | 0          | 0                               |                             | 2             | 6843                            | 3422                        |
| РН-Северная нефть             | 0          | 0                               |                             | 1             | 3898                            | 3898                        |
| Самаранефтегаз                | 0          | 0                               |                             | 1             | 2945                            | 2945                        |
| Газпром нефть                 | 0          | 0                               |                             | 1             | 3300                            | 3300                        |
| Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз | 0          | 0                               |                             | 1             | 3300                            | 3300                        |
| Сургутнефтегаз                | 7          | 20396                           | 2914                        | 16            | 45274                           | 2830                        |
| Сургутнефтегаз (УФО)          | 7          | 20396                           | 2914                        | 16            | 45274                           | 2830                        |
| ТНК-ВР Холдинг                | 2          | 5017                            | 2509                        | 2             | 5017                            | 2509                        |
| Самотлорнефтегаз              | 1          | 2125                            | 2125                        | 1             | 2125                            | 2125                        |
| ТНК-Нижневартовск             | 1          | 2892                            | 2892                        | 1             | 2892                            | 2892                        |
| Башнефть                      | 0          | 0                               |                             | 1             | 1971                            | 1971                        |
| Башнефть                      | 0          | 0                               |                             | 1             | 1971                            | 1971                        |
| Нефтяные компании, итого      | 10         | 28143                           | 2814                        | 25            | 69935                           | 2797                        |
| <b>Прочие производители</b>   |            |                                 |                             |               |                                 |                             |
| Самара-Нафта                  | 3          | 9631                            | 3210                        | 4             | 12601                           | 3150                        |
| Сияль                         | 1          | 1583                            | 1583                        | 1             | 1583                            | 1583                        |
| Прочие производители, итого   | 4          | 11214                           | 2804                        | 5             | 14184                           | 2837                        |
| <b>Всего</b>                  | <b>14</b>  | <b>39357</b>                    | <b>2811</b>                 | <b>30</b>     | <b>84119</b>                    | <b>2804</b>                 |

## Информация о скважинах, законченных строительством в горизонтальном бурении за февраль 2012 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>      |            |                                 |                             |               |                                                  |                             |
| ЛУКОЙЛ                        | 23         | 70812                           | 3079                        | 41            | 129076                                           | 3148                        |
| ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь        | 18         | 58899                           | 3272                        | 32            | 103425                                           | 3232                        |
| Когалымнефтегаз               | 7          | 23631                           | 3376                        | 13            | 44898                                            | 3454                        |
| Лангаснефтегаз                | 5          | 15399                           | 3080                        | 10            | 31043                                            | 3104                        |
| Покачевнефтегаз               | 5          | 17069                           | 3414                        | 8             | 24684                                            | 3086                        |
| Урайнефтегаз                  | 1          | 2800                            | 2800                        | 1             | 2800                                             | 2800                        |
| ЛУКОЙЛ-Коми                   | 1          | 2944                            | 2944                        | 2             | 6138                                             | 3069                        |
| ЛУКОЙЛ-Пермь                  | 4          | 8969                            | 2242                        | 6             | 13152                                            | 2192                        |
| РИТЭК, всего                  | 0          | 0                               |                             | 1             | 6361                                             | 6361                        |
| Роснефть                      | 0          | 0                               |                             | 2             | 7737                                             | 3869                        |
| РН-Юганскнефтегаз             | 0          | 0                               |                             | 2             | 7737                                             | 3869                        |
| Газпром нефть                 | 1          | 2450                            | 2450                        | 3             | 13253                                            | 4418                        |
| Газпром нефть Оренбург        | 1          | 2450                            | 2450                        | 1             | 2450                                             | 2450                        |
| Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз | 0          | 0                               |                             | 2             | 10803                                            | 5402                        |
| Сургутнефтегаз                | 18         | 48573                           | 2699                        | 24            | 64598                                            | 2692                        |
| Сургутнефтегаз (УФО)          | 18         | 48573                           | 2699                        | 24            | 64598                                            | 2692                        |
| ТНК-ВР Холдинг                | 12         | 34359                           | 2863                        | 23            | 70478                                            | 3064                        |
| Ваньеганнефть                 | 1          | 4130                            | 4130                        | 2             | 7240                                             | 3620                        |
| Варьеганнефтегаз              | 1          | 3478                            | 3478                        | 1             | 3478                                             | 3478                        |
| Верхнеконскнефтегаз           | 5          | 14073                           | 2815                        | 12            | 36909                                            | 3076                        |
| Оренбургнефть                 | 0          | 0                               |                             | 1             | 4298                                             | 4298                        |
| Самотлорнефтегаз              | 2          | 4758                            | 2379                        | 2             | 4758                                             | 2379                        |
| ТНК-Нижневартовск             | 3          | 7920                            | 2640                        | 5             | 13795                                            | 2759                        |
| Башнефть                      | 0          | 0                               |                             | 2             | 2882                                             | 1441                        |
| Башнефть                      | 0          | 0                               |                             | 2             | 2882                                             | 1441                        |
| Славнефть                     | 7          | 38268                           | 5467                        | 7             | 38268                                            | 5467                        |
| Обьнефтегазгеология           | 4          | 24128                           | 6032                        | 4             | 24128                                            | 6032                        |
| Славнефть-Мегийоннефтегаз     | 1          | 3990                            | 3990                        | 1             | 3990                                             | 3990                        |
| Славнефть-Нижневартовск       | 2          | 10150                           | 5075                        | 2             | 10150                                            | 5075                        |
| РуссНефть                     | 0          | 0                               |                             | 2             | 4826                                             | 2413                        |
| Варьеганефть                  | 0          | 0                               |                             | 1             | 2753                                             | 2753                        |
| Регион-й нефтяной консорциум  | 0          | 0                               |                             | 1             | 2073                                             | 2073                        |
| Нефтяные компании, итого      | 61         | 194462                          | 3188                        | 104           | 331118                                           | 3184                        |
| <b>НОВАТЭК</b>                |            |                                 |                             |               |                                                  |                             |
| НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз       | 0          | 0                               |                             | 1             | 5982                                             | 5982                        |
| НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз       | 0          | 0                               |                             | 1             | 5982                                             | 5982                        |
| <b>Прочие производители</b>   |            |                                 |                             |               |                                                  |                             |
| Самара-Нафта                  | 2          | 4686                            | 2343                        | 2             | 4686                                             | 2343                        |
| Тарховское                    | 1          | 4675                            | 4675                        | 1             | 4675                                             | 4675                        |
| Прочие производители, итого   | 3          | 9361                            | 3120                        | 3             | 9361                                             | 3120                        |
| <b>Всего</b>                  | <b>64</b>  | <b>203823</b>                   | <b>3185</b>                 | <b>108</b>    | <b>346461</b>                                    | <b>3208</b>                 |

**СТАТИСТИКА**



# ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2012

ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

**22-25 МАЯ**  
**г.УФА**

**НОВОЕ**  
**место проведения:**

**УФА-АРЕНА**

ул. Ленина, 114 (вход с ул.Цюрупы)



**БВК** БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

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

САЙТ ВЫСТАВКИ: [www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

Генеральный  
информационный  
спонсор



Генеральный  
информационный  
партнер



Генеральный  
интернет-спонсор



Национальный  
информационный  
спонсор



Информационный  
стратегический партнер

Информационный  
партнер



Медиа-партнер



Инженерные решения  
для управления потоками

## 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

Россия, 125047, Москва, ул. Чайнова 7  
тел.: +7 (495) 730 66 01; факс: +7 (495) 730 66 02

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