

15-16'11

ОТРАСЛЕВЫЕ ИТОГИ 1<sup>ГО</sup> ПОЛУГОДИЯ:  
ПОДАРОК СУДЬБЫ

КИРИШИ-2:  
БЕЗ КРИЗИСОВ, ХОТЯ БЫ ДО ВЫБОРОВ

ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ '2010:  
ОТСТАВАНИЕ ОТ УРОВНЯ ИНФЛЯЦИИ

КОРРУПЦИОННЫЙ МАРАФОН:  
154-Е МЕСТО РОССИИ ИЗ 178

МИРОВЫЕ ЦЕНЫ:  
СТАБИЛЬНОСТИ ЖДАТЬ НЕ ПРИХОДИТСЯ



**ВПЕРЕДИ ЗОЛОТОЙ ВЕК ГАЗА...  
НО НЕ ИДЕТ ЛИ РЕЧЬ О СПГ-РЫНКАХ?  
ГАЗПРОМ ЖДУТ НЕПРОСТЫЕ ВРЕМЕНА?**



5 - 8 октября

2011

Казахстан, Алматы



19-я Казахстанская  
Международная Выставка  
и Конференция

**НЕФТЬ И ГАЗ**

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



**KIÖGE**



Официальная  
поддержка



**КазМунайГаз**  
NATIONAL COMPANY ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ



Министерство  
нефти и газа  
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

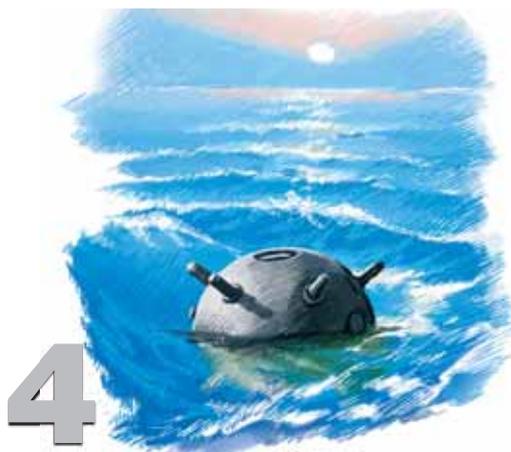
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

[oilgas@ite-exhibitions.com](mailto:oilgas@ite-exhibitions.com)



4

## СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

### Подарок судьбы

Предварительные итоги работы нефтяных компаний России за 6 месяцев 2011 года  
Аналитическая служба  
«Нефтегазовой Вертикали»

4

### Кириши. Догма ручного управления

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

18

### Буровой ренессанс

Интервью с АНДРЕЕМ ГЕОРГИЕШЕМ,  
заместителем генерального директора  
«Уралмаш НГО Холдинг» по инжинирингу

24

### «Роснефть»: освоение шельфа

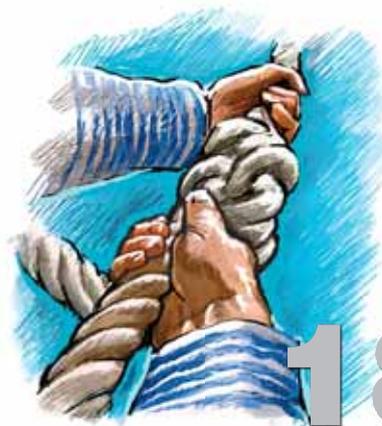
Аналитическая служба  
«Нефтегазовой Вертикали»»

28

### Дивиденды: это вам не Эльдorado

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

32



18

**Мировые цены на нефть: без стабильности** 38  
АРТУР МОЛАЧИЕВ, ГУ ИЭСЦ

**Коррупционный марафон** 44

В коррупционном рейтинге 2010 года Россия заняла 154-е место из 178 возможных  
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**ПАНОРАМА: majors меняют приоритеты** 50

**InFusion ECS:** 52

**прорыв в технологии управления**  
По материалам компании  
Invensys Operations Management

## ГАЗОВЫЕ РЫНКИ РОССИИ

**За цитатами «Газпрома»: о запасах, добыче, рынках** 54  
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,  
«Нефтегазовая Вертикаль»



32



38

<b>Тамбей vs Штокман</b> ИЮРИЙ БАНЬКО, НИКОЛАЙ НИКИТИН, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>60</b>	<b>Газ для Европы: аргументы здравого смысла</b> АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК, консультант Правления «Газпромбанка»	<b>87</b>
<b>За цитатами «Газпрома»: о Восточной программе</b> ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>65</b>	<b>Золотой век газа сменит бриллиантовый?</b> ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>90</b>
<b>Натиск на Восток</b> АНДРЕЙ КОРЖУБАЕВ, ИРИНА ФИЛИМОНОВА, Сибирское Отделение РАН  ВАЛЕНТИН ИЗАРОВ, «Красноярск ГЕО-Консалтинг»	<b>70</b>	<b>Мировой рынок СПГ: состояние и тенденции</b> ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>96</b>
<b>Восток России: как закалялась неконкурентоспособность?</b> НИКОЛАЙ НИКИТИН, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>74</b>	<b>Новая напасть: американский СПГ в Европе</b> ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>102</b>
<b>«Севернефтегазпром»: пилотный проект по освоению туронских залежей</b> АЛЕКСАНДР ДОРОФЕЕВ, АЛЕКСАНДР ЛАРИН, ОАО «Севернефтегазпром»	<b>76</b>	<b>СДИGAZ: индустрия СПГ '2011–2020</b> Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»	<b>106</b>
<b>Россия–ЕС: стратегия экспорта газа</b> ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>78</b>	<b>GTL в Якутии?!</b> ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>112</b>
<b>EGAF vs ECF: на форум надейся, но сам не плошай</b> ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ, «Нефтегазовая Вертикаль»	<b>82</b>	<b>Сайклинг-процесс: адресная льгота</b> Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»	<b>116</b>
<b>Доводы в пользу газа</b> ГЕЙР ВЕСТГОРД (GEIR WESTGAARD), Statoil	<b>86</b>	<b>СТАТИСТИКА</b>	<b>121</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@iist.ru

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

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

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

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

**Группа рассылок:**  
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  
tagiev55@hotmail.com

Журнал зарегистрирован  
Комитетом РФ по печати.  
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии  
«Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2011

При перепечатке материалов ссылка  
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»  
обязательна

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

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



*Если в сейсморазведку, то с нами!*

Планирование сейсморазведочных работ;

Региональные поисковые и детальные полевые сейсморазведочные работы по методике МОГТ 2D;

Трехмерные сейсмические исследования 3D;

Мониторинг месторождений (сейсморазведка 4D);

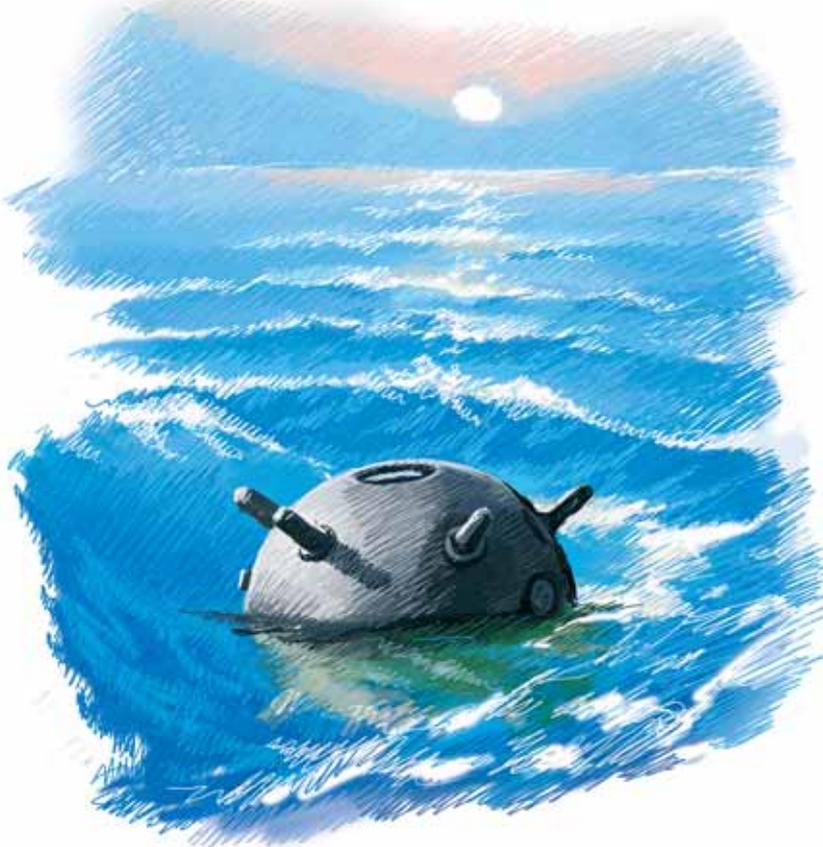
Полевые работы методами многоволновой сейсморазведки, в том числе, на рассеянных волнах;

Выполнение наземных сейсморазведочных работ в транзитной зоне (суша-вода) в зимнее и летнее время;

ВСП;

Контроль качества полевого материала.

# ПОДАРОК СУДЬБЫ



По итогам шести месяцев 2011 года нефтяники получили рекордные прибыли, а государство решило за счет нефтедолларов многие свои финансовые проблемы. И это не удивительно: с середины прошлого года нефть подорожала в 1,5 раза. Настоящий подарок судьбы.

Обратная сторона медали — нарастающая зависимость российской экономики от нефтяных доходов. Она серьезно ухудшает перспективы оптимизации инвестиционного климата за счет ослабления фискальной нагрузки в недропользовании.

Нефтяники признают, что нынешние порядки не позволяют им полностью раскрыть производственный потенциал.

Собственно, итоги полугодия подтверждают этот тезис. На фоне бурного роста мировых цен на энергетическое сырье рост добычи нефти в России замедляется. Хорошей новостью стало сокращение числа ВИНК с падающей добычей. Однако темпы роста в целом по группе ведущих компаний отрасли почти символические.

Компании стали более целеустремленно заниматься оптимизацией фонда скважин и даже заметно прирастили объемы эксплуатационного бурения. К сожалению, с разведочным бурением ситуация не улучшается.

Встряска со стороны госорганов помогла российским НПЗ мобилизовать внутренние резервы. Объемы переработанного сырья выросли на 4,7%. Однако количество так и не перешло в качество. Выход мазута опять рос опережающими темпами, его было выпущено на 6,5% больше прошлогоднего. В то же время производство наиболее востребованного в стране автомобильного бензина увеличилось всего лишь на 2,1%.

Первая половина 2011 года не войдет в историю нефтяной отрасли России значимыми производственными событиями. Но нефтяники и государство вновь хорошо заработали на благоприятной конъюнктуре мировых рынков.

## Золотой баррель

За минувшее полугодие среднемесячные цены на нефть марки Urals выросли с \$93,8 за баррель в январе до \$111,7 в июне. А с середины прошлого года нефть подорожала в 1,5 раза.

В среднем в январе-июне 2011 года баррель нефти Urals стоил на мировом рынке \$108,1. Это, как отмечает Минэкономразвития, на 42,4% выше среднего уровня сопоставимого периода 2010 года (\$75,9).

Основными факторами роста цен на нефть стали данные о сокращении запасов топлива в США, политическая нестабильность на Ближнем Востоке и в Северной Африке. В конце полугодия МЭА пыталось сбить цены на нефть, распечатав стратегический резерв энергетического сырья, но и это не помогло. Для российского правительства, планировавшего годовые расходы из расчета, что нефть будет стоить \$75 за баррель, ситуация на мировых энергетических рынках — очередной подарок судьбы. Впрочем, для нефтяников тоже.

В течение первых пяти месяцев цены на российскую нефть неуклонно росли. Лишь в июне произошло небольшое снижение. Однако условия контрактов все равно были много лучше прошлогодних (см. «Динамика средних контрактных цен на нефть, вывезенную из РФ в страны дальнего зарубежья»).

По данным таможенной статистики, за полугодие от экспорта нефти и нефтепродуктов Россия получила \$125,9 млрд, а в прошлом году — «только» \$97 млрд. При этом доля продукции нефтяной отрасли в структуре экспортных доходов уверенно доминирует — более 50%.

Только экспортная пошлина на нефть принесла казне за полгода порядка \$54 млрд. Но на высоких

Динамика средних контрактных цен на нефть, вывезенную из РФ в страны дальнего зарубежья



Динамика добычи нефти и газового конденсата, млн т

	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	Изменение
Роснефть	56,385	55,264	+2,03%
ЛУКОЙЛ	42,736	45,191	-5,43%
ТНК-ВР Холдинг	35,632	35,501	+0,37%
Сургутнефтегаз	30,056	29,235	+2,81%
Газпром нефть	14,893	14,739	+1,05%
Татнефть	12,981	12,939	+0,33%
Славнефть	8,950	9,150	-2,18%
Башнефть	7,418	6,864	+8,07%
РуссНефть	6,552	6,215	+5,41%
<b>ВИНК</b>	<b>215,804</b>	<b>215,099</b>	<b>+0,23%</b>
Газпром	7,109	6,737	+5,52%
НОВАТЭК	2,063	1,941	+6,29%
Операторы СРП	7,883	7,427	+6,14%
Прочие производители	19,821	18,407	+7,68%
<b>Всего РФ</b>	<b>252,480</b>	<b>249,611</b>	<b>+1,15%</b>

мировых ценах на нефть бурно растут и налоги — даже с продукции, реализуемой на внутреннем рынке. По итогам января-июня налоговые поступления в консолидированный бюджет выросли на 28%, в федеральный — почти на 40%. Сборы от НДС превысили уровень годичной давности на 42,7%. Только в июне НДС на нефть принес казне 156,2 млрд рублей.

Однако аппетиты правительства перед парламентскими выборами опережают бурный рост нефтяных доходов. Еще осенью прошлого года глава Минфина утверждал, что бездефицитный бюджет-2011 складывается при средней цене нефти от \$109 за баррель, сейчас планка поднята до \$115.

Проект бюджетной политики на ближайшие три года ориентирован на долю нефтяных доходов

на уровне 43–47%. Чтобы бюджет был бездефицитным, нефть у нас должны покупать по цене не ниже \$120–122 за баррель.

Рейтинговое агентство Standard & Poor's отмечает, что среднесрочные показатели экономического роста РФ практически полностью зависят от цен на сырье, а долгосрочные перспективы все еще неопределенны. Зависимость страны от нефтяных доходов не только не преодолевается, но и увеличивается.

Для нефтяных компаний это чревато если и не дальнейшим увеличением фискальной нагрузки, то утратой надежд на улучшение инвестиционного климата. Внезапная отмена разрекламированной в свое время правительством льготы по экспортной пошлине для нефти Восточной Сибири показала, что рассчитывать на поправки нефтяникам не следует.

Впрочем, пока нефтяники чувствуют себя достаточно комфортно. По оценкам рейтингового агентства АК&М, нефтедобыча — самая эффективная отрасль в России. В нефтедобывающей отрасли сейчас более 80% прибыльных компаний, что уже выше докризисного уровня 2008 года. Это утверждение подтверждают и свежие отчеты нефтяных компаний.

## Первая половина 2011 года не войдет в нефтяную историю значимыми событиями. Но нефтяники и государство вновь хорошо заработали

«Роснефть» получила за полугодие чистую прибыль в объеме \$6,8 млрд, улучшив прошлогодний результат на 36%. Чистая

## Среднемесячные цены на нефть марки Urals выросли с \$93,8 за баррель в январе до \$111,7 в июне. А с середины прошлого года нефть подорожала в 1,5 раза

прибыль «Газпром нефти» по GAAP увеличилась по итогам полугодия на 74% и составила \$2,6 млрд. ТНК-ВР сообщила, что по итогам шести месяцев 2011 года выплатила \$3,4 млрд дивидендов — около 80% от чистой прибыли компании.

## На пределе возможностей

За первые шесть месяцев 2011 года на территории России было добыто 252,48 млн тонн нефти и конденсата. Это новый рекорд в постсоветской истории страны. Да и никто в мире не добыл с начала нынешнего года больше наших нефтяников.

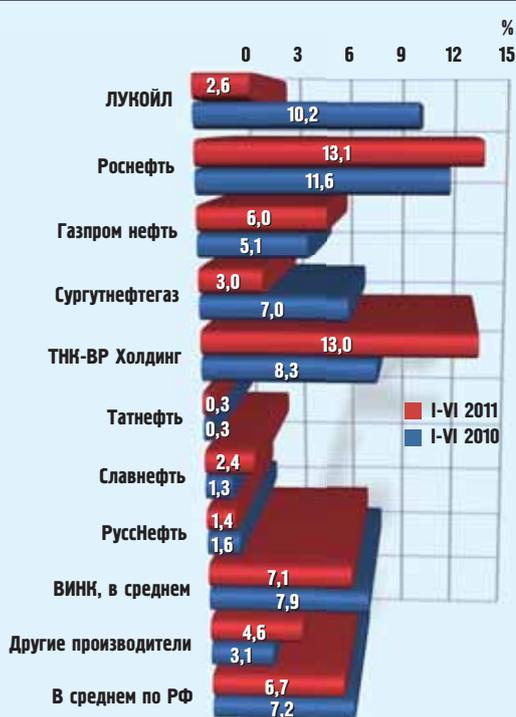
## По данным статистики, за полугодие от экспорта нефти и нефтепродуктов Россия получила \$125,9 млрд, а в прошлом году — «только» \$97 млрд

Правда, за второе полугодие прошлого года в России было добыто 255,52 млн тонн нефти, но тогда добыча велась на три дня дольше. Соответственно, по среднесуточному уровню добычи по-

## Динамика среднесуточной добычи нефти и газового конденсата в РФ



## Доли новых месторождений в российской нефтедобыче



казатели шести месяцев 2011 года остаются лучшими: 1,395 тыс. тонн в сутки против 1,389 тыс. тонн за предыдущие полгода и 1,379 тыс. тонн в среднем за каждые сутки января-июня 2010 года.

**Зависимость страны от нефтяных доходов увеличивается. Для компаний это чревато утратой надежд на улучшение инвестиционного климата**

Прошлогодний результат первого полугодия по объему нефтедобычи улучшен на 1,15% (см. «Динамика добычи нефти и газо-

вого конденсата»). Правда, динамика роста существенно замедлилась. В прошлом году нефтяники завершили первое полугодие приростом добычи на 2,9%, а весь 2010 год — на 2,2%.

Динамика среднесуточной добычи в минувшем полугодии не была высокой: июньский показатель всего-то на 0,4% выше результата декабря прошлого года. В январе среднесуточный уровень добычи превосходил прошлогодний на 1,7%, в мае — на 1,3%, а в июне — на 0,5%. Интервал постепенно сокращается (см. «Динамика среднесуточной добычи...»).

Замедление роста является вполне ожидаемым событием. Общее состояние ресурсной базы нефтедобычи неуклонно ухудшается. По мере естественного истощения базовых месторождений, эксплуатируемых десятки лет, отдача от них уменьшается. Применение методов интенсификации добычи обходится все дороже, а отдача не сопоставима с масштабами падения добычи.

Масштабы ввода новых месторождений тоже неадекватны текущей ситуации. Относительно крупные проекты реализуются крайне редко: на слуху не более пяти месторождений, разработка которых началась за последние годы. Собственно, они и стали основным фактором роста добычи. Но ввод значимых для отрасли месторождений так и не был поставлен на поток. А это означает, что провалы в нефтедобыче неминуемы в будущем.

Минэнерго пытается привлечь внимание к нездоровым процессам в отечественной нефтянке.

Замминистра Сергей Кудряшов хотя и считает, что в 2011 году отрасль возьмет очередной рекордный в современной истории рубеж (509–510 млн тонн), но не скрывает, что этот рост недолговечен. Без изменения налоговой системы добыча будет падать, заявил он в очередной раз на недавнем совещании в Татарстане.

Однако правительство уже привычно закрывает глаза на системные проблемы в нефтедобыче. Редкие льготы сумбурны и неэффективны. Самой крупной уступкой последних лет стало освобождение от экспортной пошлины нефти новых месторождений Восточной Сибири.

Но правила ее предоставления так и не были официально объявлены, что сильно ослабило ее роль в качестве инвестиционного стимула. А внезапная отмена этой льготы еще больше укрепила недоверие недропользователей к российскому инвестиционному климату и у многих из них отбила охоту начинать рискованные, дорогостоящие и долго окупаемые проекты разработки российских месторождений.

В бюджетном послании президента на 2012–2014 годы говорится, что налогообложение должно стать справедливым. В качестве одной из мер Дмитрий Медведев назвал повышение нефтяных налогов. В таких условиях инвесторы решаются начинать разработку месторождений с относительно невысокими удельными затратами, которые наверняка окупятся при существующем базовом налоговом режиме. Но таких месторождений остается все меньше.

На июньской конференции «Ренессанс Капитала» первый вице-президент «Роснефти» Павел Федоров фактически признал, что даже опекаемая государством компания не может полностью раскрыть свой потенциал. Топ-менеджер заявил, что существующая система налогообложения не позволяет осваивать новые, особенно сложные месторождения. Это тем более актуально для частных компаний, у которых крайне мало шансов привлечь внимание правительства к своим проблемам.

Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м			
	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	Изменение
ЛУКОЙЛ	1 162,4	1 124,7	+3,4%
Роснефть	1 770,5	1 377,3	+28,5%
Газпром нефть	1 195,8	1 160,1	+3,1%
Сургутнефтегаз	2 165,1	2 001,7	+8,2%
ТНК-ВР Холдинг	912,2	744,2	+22,6%
Татнефть	253,1	269,0	-5,9%
Башнефть	48,0	127,3	-62,3%
Славнефть	418,0	424,3	-1,5%
РуссНефть	282,3	212,9	+32,6%
<b>Итого ВИНК</b>	<b>8 207,5</b>	<b>7 441,5</b>	<b>+10,3%</b>
Другие производители	652,9	481,6	+35,6%
<b>Всего по РФ</b>	<b>8 860,4</b>	<b>7 923,1</b>	<b>+11,8%</b>

Неблагоприятный инвестиционный климат проявляется в результатах деятельности нефтяных компаний. По итогам шести месяцев 2011 года новые месторождения, разработка которых началась не раньше 2006 года, дали всего лишь 6,7% добытой нефти. Год назад соответствующий показатель (по месторождениям, введенным в эксплуатацию за последние 5,5 лет) был несколько выше — 7,2% (см. «Доли новых месторождений в российской нефтедобыче»).

За шесть месяцев прошлого года из новых месторождений было добыто 18,06 млн тонн, а за такой же период нынешнего года — только 17 млн тонн. При этом доля ВИНК сократилась с 94% до 90%.

По доле «новой» нефти в структуре добычи лидируют «Роснефть» и ТНК-ВР (примерно по 13%). На «старой» нефти практически полностью базируется добыча «Татнефти» и «Башнефти». С 10,2% до 2,6% сжалась доля «новой» нефти у ЛУКОЙЛа, что свидетельствует о серьезном ослаблении работы на новых месторождениях за последние годы.

### Лидеры роста

Год назад главным фактором роста российской нефтедобычи было развитие Ванкорского проекта. Эффект низкой базы позволил увеличить добычу нефти более чем на 6 млн тонн за полугодие. Притом, что в целом по отрасли за этот период рост добычи составил около 7 млн тонн

Сейчас в развитии нефтедобычи существенно выросла роль неинтегрированных компаний. В январе-июне 2011 года НОВАТЭК увеличил добычу нефти на 6,3%, а прочие производители — на 7,7%.

«Независимые» добавили к прошлогодней добыче первых шести месяцев 1,41 млн тонн нефти и конденсата, в то время как общий прирост по России в первом полугодии составил 2,87 млн тонн. То есть вклад неинтегрированных компаний в прирост полугодовой добычи приблизился к 50% — и это притом, что на долю этой самой динамичной группы приходится менее 8% национальной нефтедобычи.

Высокую динамику нефтедобычи демонстрируют также «Газпром» и операторы СРП. Прошлогодние объемные показатели по жидким углеводородам они улучшили на 5,52% и 6,14% соответственно.

У «Газпрома» особенно динамично развивалась добыча жидких углеводородов в Ямбурге (+34,77%, или +254,9 млн тонн) и Астрахани (+6,9%, 135,3 млн тонн). Высокую результативность по группе СРП обеспечил вклад проекта «Сахалин-1», в рамках которого добыча выросла на 0,77 млн тонн, или на 22,5%.

В то же время по проекту «Сахалин-2» добыча нефти упала в первом полугодии относительно соответствующего периода 2010 года на 9,6%, а это почти 315 тыс. тонн. По СРП «Харьяга» добыча нефти уменьшилась по сравнению с прошлым годом ненамного, но и общий вклад проекта в рос-

152908, г. Рыбинск, Ярославская обл., ул. Сырцовская, 23  
 тел.: (48522) 282-100  
 факс: (4852) 217-798  
 www.fobosarm.ru

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ**

ВМЕСТЕ К СОВЕРШЕНСТВУ

### Эксплуатационный фонд нефтяных скважин

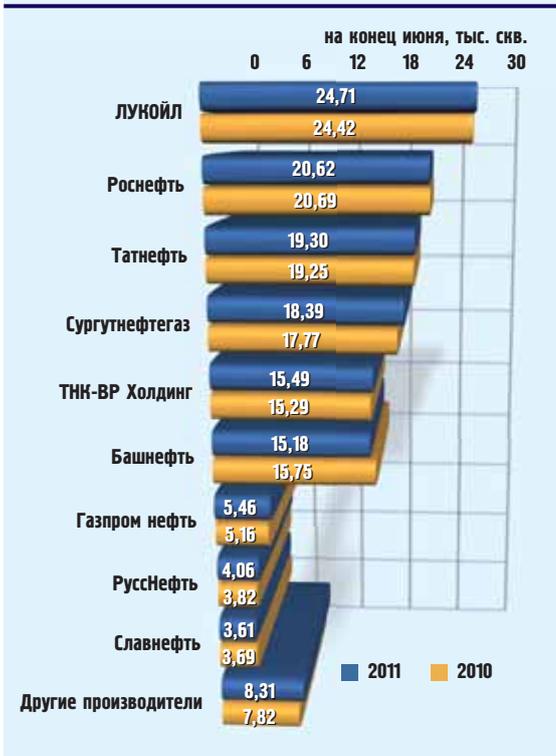


сийскую нефтедобычу невелик — немногим более 0,7 млн тонн за полгода.

### ВИНК: намек на тенденцию

Основную нагрузку по добыче нефти традиционно несут ВИНК. Их доля в январе-июне 2011 года составила 85,4%. Однако этот вклад заметно уменьшился отно-

## Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию



сительно соответствующего прошлогоднего показателя: тогда доля ВИНК достигала 86,2%.

### Прошлогодний результат первого полугодия по объему нефтедобычи улучшен на 1,15%. Правда, динамика роста существенно замедлилась

В принципе, расширение вклада неинтегрированных компаний — процесс благоприятный для отрасли. Однако вся система госре-

### Ввод значимых для отрасли месторождений так и не был поставлен на поток. А это означает, что провалы в нефтедобыче неминуемы в будущем

гулирования в нефтедобыче продолжает ориентироваться на ВИНК, но даже это не помогает ведущим компаниям страны уверенно наращивать добычу нефти.

На протяжении ряда лет сегмент ВИНК показывает более слабую динамику нефтедобычи, чем среднеотраслевой показатель. Не стала исключением и первая половина нынешнего года. В целом

## Относительные объемы эксплуатационного бурения, м/тыс. т добычи

	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	Изменение
ЛУКОЙЛ	27,20	24,89	+9,3%
Роснефть	31,40	24,92	+26,0%
Газпром нефть	80,29	78,71	+2,0%
Сургутнефтегаз	72,03	68,47	+5,2%
ТНК-ВР Холдинг	25,60	20,96	+22,1%
Татнефть	19,50	20,79	-6,2%
Башнефть	6,47	18,54	-65,1%
Славнефть	46,70	46,37	+0,7%
РуссНефть	43,09	34,25	+25,8%
<b>ВИНК, в среднем</b>	<b>38,07</b>	<b>34,60</b>	<b>+10,0%</b>
Другие производители	17,70	13,95	+26,9%
<b>В среднем по РФ</b>	<b>35,09</b>	<b>31,74</b>	<b>+10,6%</b>

по группе ВИНК добыча выросла всего лишь на 0,23%. В абсолютных цифрах это немногим более 0,5 млн тонн — порядка 17,6% общероссийского прироста добычи нефти и конденсата.

Полугодовые результаты свидетельствуют о достаточно важных и симптоматичных изменениях в деятельности ВИНК. Впервые после длительного перерыва намечился общий тренд в нефтедобыче.

По итогам шести месяцев 2011 года всего две ВИНК — ЛУКОЙЛ и «Славнефть» — ухудшили соответствующие прошлогодние показатели в нефтедобыче. Год назад четыре ВИНК вышли в плюс и столько же — упали в минус (еще одна компания практически не изменила уровень добычи нефти).

В то же время положительная динамика нефтедобычи по группе ВИНК не производит впечатления крепкой тенденции. ТНК-ВР и «Татнефть» улучшили прошлогодние объемы на доли процента. Активнее других наращивают добычу нефти «Башнефть» (+8,1%) и «РуссНефть» (+5,4%), но у них самые маленькие в группе ВИНК объемы.

Из крупных компаний отраслевыми локомотивами в минувшем полугодии были «Роснефть» (+2,0%) и «Сургутнефтегаз» (+2,8%). Они обеспечили суммарный прирост добычи в объеме 1,94 млн тонн. Это более чем 2/3 общероссийского прироста. Но такого объема оказалось недостаточно даже для того, чтобы нейтрализовать падение полуго-

довой добычи нефти у ЛУКОЙЛа (а она снизилась на 2,46 млн тонн).

### Возрождение Юганскнефтегаза

Со значительным отрывом по объемам нефтедобычи лидирует «Роснефть». За шесть месяцев 2011 года контролируемая государством компания добыла 56,4 млн тонн нефти и конденсата, улучшив соответствующий прошлогодний результат на 1,12 млн тонн.

Ряд старых месторождений «Роснефти» сильно сдал позиции. Так, на месторождениях «Сахалинморнефтегаза» добыча снизилась на 12,5%, «Северной нефти» — более чем на 13%.

При этом компания вернула положительную динамику по «Юганскнефтегазу» — крупнейшему дочернему предприятию, обеспечивающему без малого 59% добычи «Роснефти». Если в последние два года «Юганск» стабилизировал добычу на уровне порядка 65 млн тонн, то уже в первом полугодии этот показатель не только увеличился, но превысил плановые показатели роста на 2%. Прирост был обеспечен преимущественно за счет интенсификации бурения вертикальных скважин с применением гидроразрыва. Это, безусловно, придало материнской компании солидный запас прочности.

И, конечно, главной опорой «Роснефти» остается дальнейшее развитие Ванкора. За шесть месяцев 2011 года добыча здесь



## Дорогие партнеры, коллеги, друзья!



Генеральный директор  
Закрытого акционерного  
общества «Торговый дом  
«БОЭЗ» Цисарский  
Сергей Александрович

С надеждой встречая новый нефтегазовый год, мы поздравляем вас с нашим общим профессиональным праздником — Днем работника нефтяной и газовой промышленности! Нефть и газ являются, безусловно, одними из самых значимых природных ресурсов, и важность их определяется не только стоимостью кубометров и баррелей, но и тем, что они приносят в нашу жизнь. Нефть и газ символизируют ценности, без которых нельзя представить современный мир, — свет, тепло, движение, надежность. И за этими общими понятиями стоит труд тысяч людей, их ответственность, опыт, профессионализм.

Мы гордимся своей принадлежностью к числу людей, избравших для себя одну из самых благородных и трудных профессий, и уверены, что вклад в благосостояние страны начинается с развития собственной отрасли. Вот почему мы изначально ставили перед собой задачу вывести Бежецкий опытно-экспериментальный завод в лидеры российского рынка бурового оборудования. И сегодня больше чем слова вам скажут наши профессиональные достижения.

Мы желаем вам здоровья, поэтому ежедневно совершенствуем поставляемое нашим заводом оборудование, делая его еще более надежным и безопасным в эксплуатации. Желаем вам производственных успехов и готовы учесть все индивидуальные потребности заказчика, чтобы в кратчайшие сроки поставить уникальный продукт. А также желаем, чтобы ваш бизнес был самым эффективным, поэтому предоставляем реальную возможность оптимизации затрат, предлагая выигрышные цены и экономичные лизинговые программы.

Своими достижениями наши партнеры, среди которых такие лидеры отрасли, как ОАО «НК «Роснефть», доказывают, что и в периоды экономической нестабильности можно развивать производство и инвестировать в новые технологии. Нам приятно осознавать, что не последнюю роль в этих успехах играет правильный выбор поставщика оборудования.

Мы благодарим наших партнеров и клиентов за доверие, которое стараемся оправдать ежедневным трудом, и верим, что вместе будем и в дальнейшем способствовать росту мировой конкурентоспособности, энергетической безопасности и социального благополучия нашей страны!



[www.boez.net](http://www.boez.net)

## Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде



выросла на 0,97 млн тонн и достигла 7,07 млн тонн (+16%). В рамках проекта активно вводятся новые скважины, весной были

### Сказывается неблагоприятный инвестиционный климат: по итогам шести месяцев 2011 года новые месторождения дали всего лишь 6,7% добытой нефти

введены в эксплуатацию четыре кустовые площадки, что и обеспечило рост добычи.

«Роснефть» рассчитывает получить с Ванкора 2011 году 14,8

### Существенно выросла роль неинтегрированных компаний. «Независимые» добавили к прошлогоднему уровню шести месяцев 1,41 млн тонн нефти и конденсата

млн тонн нефти. Обновленный план стал менее напряженным: раньше «Роснефть» собиралась получить в нынешнем году 17 млн тонн нефти. Определенную роль в этом сыграло правительство, которое сначала заменило полное освобождение местной нефти

## Проходка в разведочном бурении, тыс. м

Компания	Проходка в разведочном бурении, тыс. м		Изменение
	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	
ЛУКОЙЛ	60,8	62,6	-2,9%
Роснефть	30,9	48,1	-35,8%
Газпром нефть	31,1	39,5	-21,3%
Сургутнефтегаз	109,6	117,7	-6,9%
ТНК-ВР Холдинг	45,9	54,2	-15,3%
Татнефть	2,1	11,1	-81,1%
Башнефть	7,3	2,1	+247,6%
Славнефть	13,8	24,4	-43,4%
РуссНефть	10,9	н/д	
<b>Итого ВИНК</b>	<b>312,4</b>	<b>359,7</b>	<b>-13,1%</b>
Другие производители	50,6	34,1	+48,4%
<b>Всего по РФ</b>	<b>363,0</b>	<b>393,8</b>	<b>-7,8%</b>

от экспортной пошлины льготной ставкой, а с 1 мая 2011 года полностью отменило таможенную льготу для ванкорской нефти. Кроме того, в августе накопленная добыча на Ванкорском месторождении перевалила через 25 млн тонн, что отменяет и дальнейшее освобождение полученного здесь сырья от НДС.

Отмена льгот значительно ухудшила экономику проекта (дополнительно только в 2011 году придется внести в бюджет порядка \$3 млрд). Однако он сохраняет свою привлекательность. Добыча ванкорской нефти будет развиваться, хотя и несколько медленнее, чем предполагалось раньше.

Успехи «Юганскнефтегаза» и «Ванкорнефти» побудили «Роснефть» к более оптимистичной оценке ближайших перспектив. В 2011 году флагманская нефтяная компания России планирует добыть нефти на 1,5–2,0% больше прошлогоднего. Это на 1% больше, чем компания планировала в начале года.

### Льготы — не главное

За минувшее полугодие укрепил позиции «Сургутнефтегаз». Компании удалось не только остановить продолжавшееся несколько лет снижение добычи, но и выйти на положительную динамику.

В 2011 году «Сургутнефтегаз» планирует добыть 60,7 млн тонн нефти и конденсата по сравнению с 59,5 млн тонн в прошлом году. В следующие пять лет компания рассчитывает добывать по

61–62 млн тонн жидких углеводородов ежегодно.

Большие надежды «Сургутнефтегаз» связывает с дальнейшим развитием нефтедобычи в Якутии. Эти ожидания подкрепляются активным бурением эксплуатационных скважин на базовом в регионе Талаканском месторождении и соседнем Алинском. Ежегодно вводится порядка 100 новых скважин.

В нынешнем году компания рассчитывает добыть здесь 5,4 млн тонн нефти, что в 1,64 раза превосходит прошлогодний результат. По итогам шести месяцев корпоративная добыча в Якутии выросла в 1,8 раза, или на 1,09 млн тонн, к соответствующему прошлогоднему периоду. Доля региона в нефтедобыче «Сургутнефтегаза» выросла с 4,7% до 8,2% по итогам января-июня прошлого и нынешнего годов соответственно.

После отмены с 1 мая льготной ставки экспортной пошлины рентабельность разработки Талаканского месторождения упала втрое; только до конца этого года «Сургутнефтегаз» потеряет около \$700 млн. Невзирая на это, компания настроена продолжать проект — один из немногих шансов нейтрализовать падение добычи на старых месторождениях.

Как и «Роснефть», «Сургутнефтегаз» успешно дополняет вклад новых месторождений мероприятиями по стабилизации и восстановлению добычи на старых. На Федоровском месторождении сейчас добывается лишь четверть объема прежних макси-

12-14  
ОКТЯБРЯ  
ХАНТЫ-МАНСИЙСК



VI МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ

ЮГРА 2011

## В ПРОГРАММЕ ФОРУМА

### Панельные дискуссии

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

### Конференции

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

### Специальные конференции

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

### Клубное заседание

«Позиции Югры на карте глобальных экономических процессов»

### Выставка

«Инвестиции и инновации. Западная Сибирь – 2011»

#### Организаторы:



#### Генеральный партнер:



#### Спонсоры:



#### Медиапартнеры:



[www.forumugra.ru](http://www.forumugra.ru), [forumugra.pcf](mailto:forumugra.pcf)

Дополнительная информация о форуме, условиях участия  
+7 (3467) 36-19-41, +7 (3467) 36-19-22  
Информация о выставке, условиях участия  
+7(3467) 35-95-98, +7(3467) 35-95-87

мальных значений. Сейчас здесь практически остановилось падение добычи. В 2011 году компании удалось значительно увеличить добычу на трех других базовых месторождениях в Западной Сибири — Рогожниковском, Русскинском и Восточно-Сургутском.

**«Роснефть» и «Сургутнефтегаз» обеспечили суммарный прирост в объеме 1,94 млн тонн, чего не хватило на нейтрализацию падения полугодовой добычи ЛУКОЙЛа**

Третьей компанией, для которой ощутимой потерей стала отмена льготы по экспортной пошлине на нефть, стала ТНК-ВР. Из-за этого расходы на Верхне-чонский проект до конца года вырастут на \$450 млн. Но вряд ли это заметно скажется на объемах добычи. Ведь основные капитальные затраты по проекту уже осуществлены.

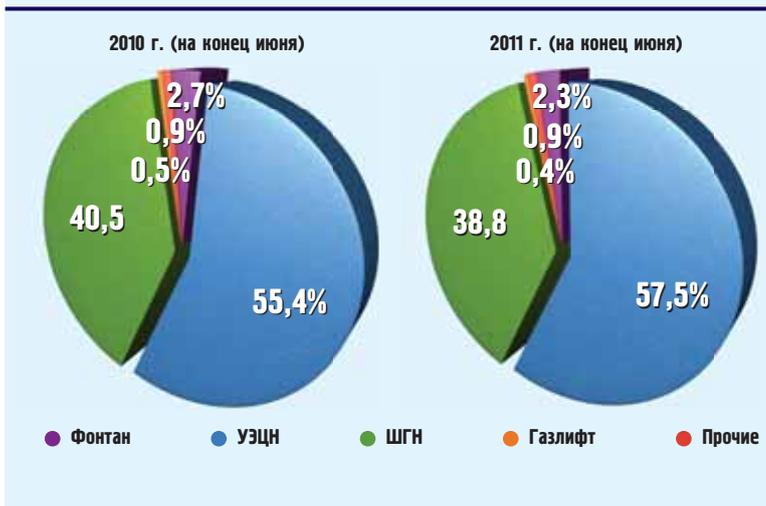
**«Роснефть» показала опережающую положительную динамику по «Юганскнефтегазу»: это обеспечило компании солидный запас прочности**

За шесть месяцев на Верхне-чонском месторождении было добыто 2,1 млн тонн нефти. Соответствующий прошлогодний результат превзойден в 1,87 раза. Высокая динамика сохраняется в рамках Уватского проекта. Прошлогодний результат января-июня улучшен почти на треть.

**Отмена льгот значительно ухудшила экономику Ванкорского проекта. Однако он сохраняет свою привлекательность**

В то же время ситуация на многих старых месторождениях ТНК-ВР остается неблагоприятной. Одно из крупнейших дочерних добывающих предприятий «Самотлорнефтегаз» снизило уровень добычи почти на 7% относительно первой половины прошлого года. В абсолютном выражении недополучено 0,69 млн тонн нефти — больше прибавки, которую принес Уватский проект.

Структура фонда нефтяных скважин по способам эксплуатации



**ЛУКОЙЛ: падение с ускорением**

ЛУКОЙЛ за полугодие не только не остановил падение добычи нефти, но и усугубил ситуацию. По сравнению с январем-июнем прошлого года добыча уменьшилась на 5,4% (годом ранее — на 1,6%, по итогам 2010 года — на 2,3%). Объемы упали на 2,46 млн тонн — это очень чувствительная потеря, почти 1% общероссийской добычи.

Основным звеном столь значительного ухудшения производственных показателей стало падение добычи на Южно-Хыльчюском месторождении более чем наполовину. Добыча нефти на Каспии у ЛУКОЙЛа выросла относительно шести месяцев прошлого года в 240 раз. Но это эффект низкой базы: за шесть месяцев на месторождении им. Ю.Корчагина было добыто всего лишь 119 тыс. тонн нефти — 0,3% консолидированной добычи по ЛУКОЙЛу за соответствующий период.

Ближайшие перспективы отнюдь не оптимистичны. В 2011 году компания рассчитывает добыть 97–97,5 млн тонн нефти (в 2010 году — 98 млн тонн). Результаты полугодия дают повод предположить, что фактический итог будет хуже ожидаемого. Стабилизировать добычу ЛУКОЙЛ рассчитывает лишь к 2013 году. А начиная с 2014 года компания намерена ежегодно

наращивать добычу в среднем на 1,6%.

Определенные предпосылки будущего роста заложены в минувшем полугодии. ЛУКОЙЛ договорился с «Башнефтью» о 25%-ной доле участия в разработке месторождений им. Титова и Требса в Ненецком АО. В этом же регионе ЛУКОЙЛ собирается совместно с «Роснефтью» разрабатывать Наульское, Советское и Лабаганское месторождения с запасами 200 млн тонн нефти.

И, пожалуй, самое главное. ЛУКОЙЛ стал первой негосударственной компанией с реальными перспективами работать на шельфе. К участию в совместных проектах компанию пригласила «Роснефть», получившая от государства эксклюзивные права добывать нефть на шельфе. ЛУКОЙЛу обещана роль младшего партнера в ряде таких проектов — максимум, которым обладает частная компания.

**Решающий фактор**

Если до прошлого года число эксплуатационных нефтяных скважин в России довольно активно росло на протяжении пяти лет, то начиная с 2010 года наблюдается стабилизация количественных параметров фонда скважин. В середине прошлого года на балансе работающих в РФ нефтяных компаний числилось 159,63 тыс. сква-

## Первичная переработка нефти на предприятиях России, млн т

	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	Изменение
Роснефть	24,564	24,333	+0,9%
ЛУКОЙЛ	22,436	22,106	+1,5%
Газпром нефть*	15,140	13,700	+10,5%
ТНК-ВР Холдинг	11,898	10,679	+11,4%
Сургутнефтегаз	10,572	10,631	-0,6%
Башнефть	10,430	10,381	+0,5%
Славнефть	6,830	6,640	+2,9%
РуссНефть	2,511	2,507	+0,2%
ТАИФ	4,434	4,152	+6,8%
Газпром нефтехим Салават	3,507	3,521	-0,4%
Газпром	2,415	2,557	-5,6%
Хабаровский НПЗ	1,792	1,591	+12,6%
Мини-НПЗ	5,115	4,095	+24,9%
Другие	4,606	3,694	+24,7%
<b>Всего</b>	<b>126,250</b>	<b>120,587</b>	<b>+4,7%</b>

\* включая Московский НПЗ

жин, к концу года их количество сократилось до 159,43 тыс., а к середине 2011 года выросло до 160,26 тыс.

Таким образом, за год количество скважин увеличилось на скромные 0,4%. В то же время по группе ВИНК число скважин уменьшилось на 0,1%, то есть практически не изменилось (см. «Эксплуатационный фонд нефтяных скважин»).

Активнее всего процесс наращивания фонда скважин шел у неинтегрированных компаний: количество скважин за год увеличилось на 7,4%. Однако доля «неинтегрированного» фонда скважин остается невысокой — немногим более 10%.

Из числа ВИНК наиболее заметно фонд скважин прирос у «Газпром нефти» и «РуссНефти» — почти на 5%. В то же время четыре ВИНК количество скважин уменьшили. Это «Башнефть» (-4,4%), ТНК-ВР (-2,2%), «Роснефть» (-1,5%) и «Славнефть» (-1,2%).

Практически все ВИНК, сократившие эксплуатационный фонд скважин, уменьшили и число скважин, дающих продукцию. Единственное исключение — ТНК-ВР, у которой количество работающих скважин выросло на 1,3%. Причем, этот результат превосходит средний по отрасли показатель.

С середины прошлого года количество работающих нефтяных скважин увеличилось на 1,1% в целом по отрасли и на 0,8% — по группе ВИНК. В абсолютном выражении фонд скважин, дающих продукцию, вырос на 1,44 тыс. (см. «Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию»).

Дополнительные скважины стали одним из факторов, обеспечивающих увеличение добычи. Впрочем, подобный рост валовых показателей не всегда выгоден нефтяникам. Многие из них стремятся вывести из эксплуатации скважины с низкими дебитами, чтобы улучшить экономику проектов. Правда, высокие мировые цены на нефть подняли планку рентабельной добычи. И следствием этого стало увеличение — пусть и небольшое — количества работающих скважин.

Кроме того, в последние годы большую настойчивость проявляют правительственные органы, которые требуют от нефтяников более полного извлечения из недр невозобновляемого сырья. Результатом этой работы стало последовательное уменьшение числа простаивающих скважин.

С середины прошлого года доля неработающих скважин в целом по России уменьшилась с 16,3% до 15,7%. Соответствующий усредненный показатель по группе ВИНК немного лучше (см.

«Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде»).

По существующим нормативам, нефтяникам разрешено выводить из эксплуатации не более

## Как и «Роснефть», «Сургутнефтегаз» успешно дополняет вклад новых месторождений стабилизацией добычи на старых месторождениях

10% скважин. Но это требование из числа ВИНК пока соблюдают только «Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть».

## ЛУКОЙЛ не только не остановил падение добычи нефти, но и усугубил ситуацию. По сравнению с январем-июнем прошлого года объемы упали на 2,46 млн тонн

За год на 2,6 п.п. уменьшилась доля неработающих скважин по ТНК-ВР. Но их уровень все еще остается грандиозным — почти 27%. Корпоративная программа, направленная на преодоление этого недуга, рассчитана на несколько лет. Ее выполнение контролируют инспектора МПР.



Разработка и производство массообменных тарелок, регулярных насадок

**SULZER**  
Зульцер Хемтех

ООО "Зульцер Хемтех"  
г. Серпухов  
Тел.: +7 4987 78 0800  
Факс: +7 4987 78 1121  
www.sulzerchemtech.com

г. Москва  
Тел.: +7 498 271 3046  
Факс: +7 498 271 3047  
www.sulzereng.ru

г. Санкт-Петербург  
Тел.: +7 812 488 0744  
Факс: +7 812 488 0742  
www.sulzerchemtech.com

Высокий уровень неработающих скважин у «Роснефти», которая также в соответствии с профинансированной программой до 2015 года приводит в по-

## ЛУКОЙЛ стал первой негосударственной компанией с реальными перспективами работать на шельфе. Ему обещана роль младшего партнера в проектах «Роснефти»

рядок регламентную отчетность по фонду скважин, принятых на баланс бывших активов ЮКОСа. НК «ЮКОС» фиктивно перевела неработающий фонд скважин в условно работающий, тем самым добываясь (на бумаге)

## Борясь то с ростом цен, то с дефицитом и низким качеством топлива, то с картельными сговорами, правительство до чрезвычайности зарегулировало рынок

низкого процента бездействующего фонда. Именно приведение фонда скважин по регламентной отчетности в соответствие с фактическим состоянием объясняет снижение фонда скважин у компании. Сейчас количество выведенных из эксплуатации скважин практически

## Встряска помогла российским НПЗ мобилизовать внутренние резервы. В январе-июне 2011 года объемы переработанного сырья выросли на 4,7%

вдвое превышает дозволённый уровень, и, вероятно, флагман-

## Доля переработанной нефти в объеме ее добычи выросла до 50,5% по сравнению с 48,5% в январе-июне прошлого года: количество так и не перешло в качество

ской компании понадобится еще несколько лет, чтобы навести порядок в скважинном хозяйстве.

Производство основных нефтепродуктов в России, млн т

	I-VI 2011 г.	I-VI 2010 г.	Изменение
Бензин автомобильный	17,656	17,294	+2,1%
Дизтопливо	35,509	34,293	+3,5%
Мазут топочный	36,145	33,940	+6,5%
Керосин авиационный	4,376	4,254	+2,9%

И без того чрезвычайно низкая доля скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, продолжает снижаться. С середины прошлого года она уменьшилась с 2,7% до 2,3%. Из механизированных способов наиболее популярны УЭЦН и ШГН. За год доля УЭЦН выросла, а ШГН — несколько снизилась (см. «Структура фонда нефтяных скважин по способам эксплуатации»).

Темпы перевода действующих скважин на механизированные способы эксплуатации остаются стабильными. За полгода на мехспособы переведено 363 скважины, а годом ранее — 360. При этом наиболее востребованными являются УЭЦН. Их доля в 2011 году достигла 91,2% по сравнению с 86,4% в январе-июне прошлого года.

За полгода в эксплуатацию было введено 2888 новых нефтяных скважин. Относительно января-июня 2010 года их число выросло на 6,5%. Однако за шесть месяцев фонд скважин, дающих продукцию, обновился немногим более чем на 2%. На полное обновление фонда скважин при таких темпах понадобится четверть века.

По вводу новых скважин лидирует «Сургутнефтегаз», которому принадлежат порядка 23% новых скважин. В 2011 году резко сократили ввод скважин «Башнефть» (-39%) и ЛУКОЙЛ (-20%). На 41% улучшила прошлогодний результат «Славнефть».

В 2011 году более 81% новых скважин оборудуются УЭЦН и 11% — ШГН. Год назад пропорции были несколько иными: 75% и 15% соответственно. С 9% до 7% уменьшилась доля новых скважин, эксплуатируемых фонтанным способом.

В нынешнем году российские нефтяники заметно повысили

внимание к бурению эксплуатационных скважин. За полгода объем проходки достиг 8860 тыс. метров, что на 11,8% больше соответствующего прошлогоднего показателя (см. «Проходка в эксплуатационном бурении»).

Активнее других ВИНК объемы бурения наращивали «Роснефть» (+28,5%), ТНК-ВР (+22,6%) и «РуссНефть» (+32,6%). В то же время бессменным лидером отрасли по объемам эксплуатационного бурения остается «Сургутнефтегаз» с долей, близкой к 25%.

Для того чтобы иметь возможность сопоставить уровни активности в эксплуатационном бурении компаний с различными масштабами бизнеса, мы рассчитываем показатель проходки на единицу добычи нефти. Лидируют «Газпром нефть» (80,29 метров на 1 тыс. тонн добытой нефти) и «Сургутнефтегаз» (72,03 метра). Очень низкая активность в эксплуатационном бурении у «Башнефти» (6,47 метра) и «Татнефти» (19,5 метра), а также в среднем по группе неинтегрированных компаний (17,7 метра). По отрасли в целом по сравнению с январем-июнем прошлого года показатель улучшен на 10,6% (см. «Относительные объемы эксплуатационного бурения»).

А вот с разведочным бурением и без того неблагоприятная ситуация продолжает ухудшаться. За полугодие было пробурено всего лишь 363 тыс. метров. Это на 7,8% меньше соответствующего прошлогоднего результата. Причем, около 30% проходки обеспечивает одна компания — «Сургутнефтегаз». Доля флагмана отрасли — «Роснефти» — снизилась с прошлогодних 12,2% до 8,5% (см. «Проходка в разведочном бурении»).

## НПЗ: беспокоеное хозяйство

На российском топливном рынке ситуация в течение всего первого полугодия оставалась нервной. Борясь то с ростом цен, то с дефицитом топлива, то с картельными сговорами, а также добываясь экологической чистоты выпускаемых нефтепродуктов, правительство до чрезвычайности зарегулировало рынок.

В конце концов, и рост цен на топливо превысил прошлогодний уровень, и топливо, не соответствующее высоким евростандартам, возвращается на российский рынок, и угроза дефицита топлива полностью не преодолена. К тому же существенно снизилась рентабельность работы АЗС, что также не способствует стабильности на рынке.

В течение первого полугодия российские НПЗ работали в условиях установленного регламентом запрета на реализацию на внутреннем рынке моторных топлив класса Евро-2. Надо сказать, что на состоянии отечественной переработки этот запрет существенно не отразился.

Заводы, которые были готовы работать по-новому, отказались от выпуска продукции Евро-2. Те, кто не успел (прежде всего, Роснефть», вынужденно начавшая модернизацию приобретенных в 2007 году заводов ЮКОСа позже других ВИНК) продолжали выпускать продукцию, которая согласно Техническому регламенту была не допущена на российский рынок и направлялась на экспорт.

Пострадал внутренний топливный рынок, на который поставки запретного топлива прекратились. Принятое принципиальное решение о возвращении на внутренний рынок топлив класса Евро-2 возвращает ситуацию в привычное русло. К тому же в ближайшее время должны быть отменены градообразующие пошлины на экспорт бензина и нефти, введенные с 1 мая и 1 июня соответственно.

Между тем, встряска помогла российским НПЗ мобилизовать внутренние резервы. В январе-июне 2011 года объемы переработанного сырья выросли на 4,7% относительно соответствующего

периода прошлого года (см. «Первичная переработка нефти...»).

Из крупных производителей лишь предприятия «Газпрома» и «Сургутнефтегаза» незначительно снизили объемы переработки. А на мини-НПЗ масштабы переработки увеличились на четверть.

В прошлом полугодии мини-НПЗ активно проверяли госинспекторы, которые выписали сотни предписаний по выявленным нарушениям. Но, как видим, это не помешало бурному росту малого бизнеса в нефтепереработке.

Для большинства мини-НПЗ ожидаемое осенью повышение ставок экспортных пошлин на темные нефтепродукты может стать смертельным приговором: выпустить качественное топливо они не способны, а рентабельность экспорта мазута резко снизится. Не удивительно, что представители малого бизнеса стараются по максимуму использовать пока еще не закрытые окошки.

В целом по российским заводам доля переработанной нефти в объеме ее добычи выросла до 50,5% по сравнению с 48,5% в январе-июне прошлого года. Однако количество так и не перешло в качество.

По данным Минэкономразвития, глубина переработки нефтяного сырья в январе-июне 2011 года составила 70,8% против 71,2% в соответствующий период прошлого года. Уменьшение глубины переработки нефти происходит за счет увеличения производства топочно-го мазута и недостаточного использования вторичных процессов.

В первом полугодии выход мазута рос опережающими темпами, его было выпущено на 6,5% больше прошлогоднего. В то же время производство автомобильного бензина увеличилось на 2,1%, а авиационного керосина — на 2,9%. Дизельного топлива было получено на 3,5% больше, чем за шесть месяцев 2010 года (см. «Производство основных нефтепродуктов»).

По данным Росстата, в январе-июне 2011 года на внутренний рынок отгружено 15,0 млн тонн отечественного автомобильного бензина (96,3% к соответствующему периоду 2010 года), 17,2 млн тонн дизельного топлива (108,0%) и 8,8 млн тонн топочно-го мазута (95,3%),

На автобензин в первом полугодии прирост цен составил 10,6% (2,3% — год назад). В мае был отмечен скачок цен — прирост на 6% против 0,9% в апреле вследствие нарушения соотношения между потребительскими ценами и ценами производителей, что привело к дефициту топлива на внутреннем рынке некоторых регионов. В июне рост цен замедлился — прирост на 1,7% (0,3% — годом ранее). Дизельное топливо за полгода подорожало на 5,8%.

## Выход мазута рос опережающими темпами, его было выпущено на 6,5% больше прошлогоднего. В то же время производство бензина увеличилось на 2,1%

Показательная деталь: в июне 2011 года цены производителей на бензин автомобильный отличались от цены нефти в 2,1 раза, в июне прошлого года — в 2,7 раза. Производители умерили аппетиты и, в принципе, удовлетворены сложившимся уровнем цен, которые обеспечивают большую доходность по сравнению с экспортом.

Ситуация на топливном рынке и в нефтепереработке постепенно успокаивается. Главное, чтобы к парламентским выборам правительство не попыталось в очередной раз развернуть популистские сражения с производителями нефтепродуктов и операторами топливного рынка. ▣



Россия, г. Серпухов, ул. Полевая, д. 1

+7 (4967) 3501-15, 16, 17, 18 19, 29

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



**Производство оборудования для АЗС и нефтебаз. Решение по коммерческому учету нефти и нефтепродуктов на всех этапах от добычи до розничной реализации.**



# ЗАПАС ПРОЧНОСТИ

Надежности никогда не бывает слишком много. Именно поэтому для самых сложных и ответственных участков крупнейшего европейского трубопровода Nord Stream были выбраны трубы производства ОМК. В мае 2011 года компания завершила поставки труб для этого проекта. За три года для Nord Stream было произведено 460 тысяч тонн труб большого диаметра.



ОБЪЕДИНЁННАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ

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

Уважаемые коллеги!

Примите наши искренние поздравления с профессиональным праздником - Днем работника нефтяной и газовой промышленности!

Энергоресурсы России - важнейшее национальное богатство России, основа экономики и безопасности. Развитие энергетики сегодня является первоочередной национальной задачей российского государства и лежит в основе промышленной политики страны. С успехами в этой отрасли в немалой степени связаны надежды россиян на лучшее, благополучное и обеспеченное будущее. Поэтому мы благодарны нефтяникам и газовикам за мастерство и трудовую хватку, техническую подготовку и ответственность за дело, самоотверженность и чувство локтя, без которых невозможна ваша работа, и которые лежат в основе многих прежних и будущих свершений России.

Металлургов и работников ТЭК связывают крепкие и многолетние партнерские отношения. Объединенная металлургическая компания плодотворно сотрудничает с предприятиями нефтяной и газовой промышленности, учитывает все новые требования к качеству продукции и старается помогать в решении возникающих проблем.

Мы уверены, что это сотрудничество будет динамично развиваться, станет долгосрочной основой наших будущих успехов!

В этот праздничный день желаем Вам новых трудовых достижений, успешной реализации всех планов и начинаний! Счастья Вам, верных и преданных друзей, надежных партнеров, крепкого здоровья и благополучия!

Директор коммерческого департамента



Н.В. Зайцев

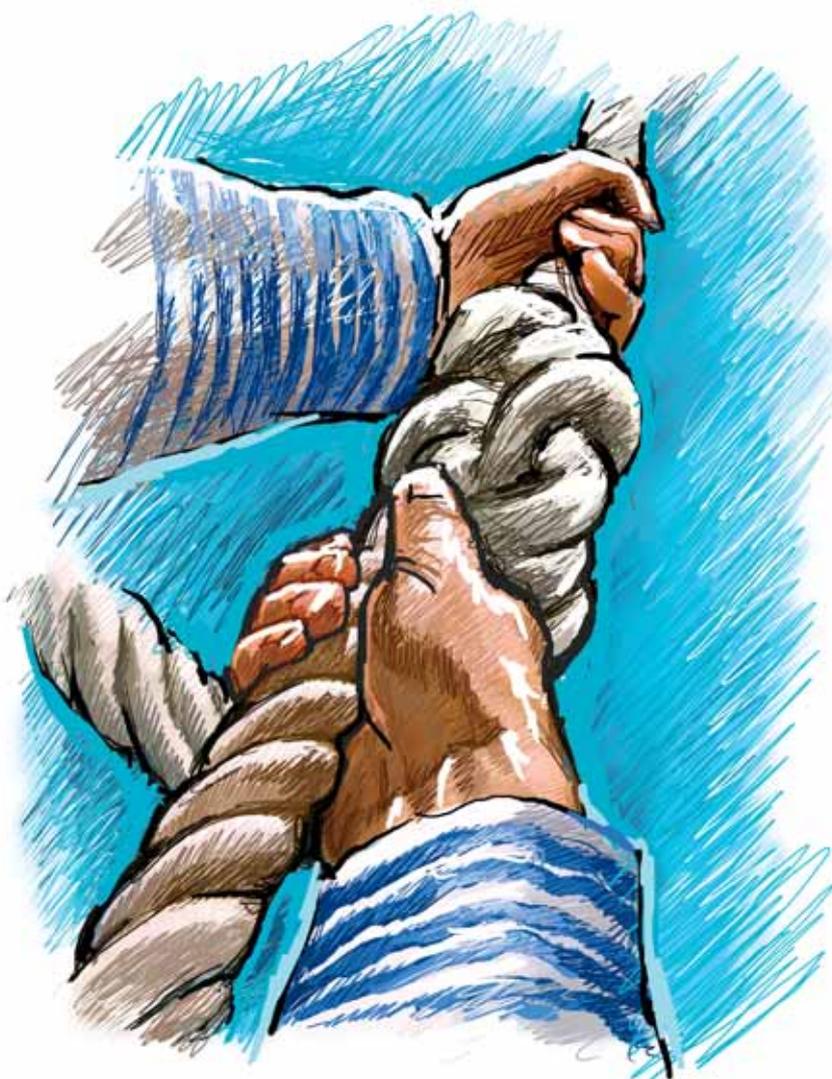


ОБЪЕДИНЕННАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ



# КИРИШИ. ДОГМА РУЧНОГО УПРАВЛЕНИЯ

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»



**К**ириши становятся местом традиционных встреч В.Путина с нефтяниками. Правда, как и в феврале 2009 года, в июле 2011 года диалога между властью и бизнесом не случилось. Глава правительства в очередной раз рассказал о том, что в нефтянке его беспокоит больше всего, и проинформировал о тех изменениях в правилах игры, которые произойдут в ближайшее время. Наболевшие вопросы самих нефтяников премьера особо не интересовали.

Второе совещание в Киришах усилило впечатления полуторагодичной давности, что власть не стремится к конструктивному диалогу с нефтяниками. Правительство еще может пойти на отдельные уступки по частным вопросам, но глубоко вникать в суть проблем и принимать комплексные решения оно не готово. И вообще, там, где это возможно, правительство стремится требовать и заставлять, а не поощрять и создавать благоприятные условия для работы.

Еще более тревожным сигналом является усилившийся крен в сторону ручного управления отраслевыми процессами. Мало того, что правила игры последовательно ужесточаются, так они

Вторая за последние полтора года встреча В.Путина с нефтяниками в Киришах подтвердила, что правительство не проявляет интереса к комплексному решению глубинных отраслевых проблем. Власть откликается лишь на тактические вызовы. Отвечая на них, она все чаще отдает предпочтение розгам, а не пряникам. Более того, все отчетливее проявляется тяга премьер-министра к прямому ручному управлению. Таким образом, правила игры становятся не только более жесткими, но и все менее предсказуемыми.

Главной темой летнего совещания в Киришах стала нефтепереработка. Состояние производственной базы в этом сегменте удручающее. Еще немного, и отечественные НПЗ будут не в состоянии обеспечить потребности внутреннего рынка.

Все согласны, что назрели большие перемены. Однако очередная попытка правительства заставить нефтяников провести беспрецедентную модернизацию НПЗ и насытить внутренний рынок качественным и дешевым топливом вряд ли оправдает все ожидания. Тем более что планы модернизации чрезмерны.

Но все же тактический выигрыш нефтяники получили. В обмен на очередные обещания всерьез заняться модернизацией будет снят запрет на реализацию топлива, не соответствующего высоким евростандартам. Обновленная схема таможенных пошлин позволит практически всем ВИНК увеличить прибыль. Система резервирования нефтепродуктов ослабит груз ответственности нефтяников за стабильность на топливном рынке, да и позволит не упустить выгоду на продажах нефтепродуктов для госрезерва.

**ПУТИН: АБСУРДНАЯ СИТУАЦИЯ**

Вторые «Кириши» были посвящены, главным образом, нефтепереработке и топливному рынку. Путин не скрывал раздражения: «Мы регулярно сталкиваемся с проблемами на внутреннем рынке в последнее время, что для страны, крупнейшего производителя сырой нефти в мире, абсолютно абсурдная ситуация».

Обеспеченность топливного рынка неуклонно ухудшается. За последние пять лет усилились диспропорции в структуре производства и потребления нефтепродуктов на российских НПЗ.

Производство бензина выросло на 12,8%, а потребление увеличилось на 22,6%. Выпуск дизельного топлива увеличился на 17,4%, а внутренний спрос повысился на 20%. Производство заметно отстает от потребностей.

В то же время выход мазута увеличился на 28,7%, в то время как внутренний спрос на него уменьшился на 20%. Столько мазута нам давно уже не нужно. Но дефицит отечественных мощностей вторичных процессов переработки не позволяет превратить мазут в светлые нефтепродукты. В то же время экспортная пошлина на мазут много ниже пошлины на сырую нефть, что, по сути, поощряет нефтяников во все возрастающих объемах продавать мазут за рубеж, в качестве полуфабрикатов.

Первичная переработка явно доминирует над вторичной. И нефтяников это мало беспокоит. Ведь существующая система позволяет им и без затрат на модернизацию снимать с нефтепродуктов собственного производства маржу, которой могут позавидовать их зарубежные коллеги.

В результате, как признал В.Путин, по структуре выпускаемой продукции наша нефтеперерабатывающая отрасль, стыдно об этом сказать, откатилась на уровень середины 50-х годов прошлого века. В 2010 году было произведено почти 145 млн тонн дизтоплива и мазута и лишь 45,2 млн тонн автомобильного бензина и авиакеросина.

В результате, отметил премьер, сложился явно недостаточный запас устойчивости рынка. Любая авария, внеплановая остановка отдельного НПЗ, остановки на ремонт, сезонные работы приводят к колебаниям, дестабилизируют ситуацию, провоцируют дефицит, всплеск цен.

Министр энергетики Сергей Шматко справедливо считает, что первопричиной отсталости отечественной нефтепереработки и растущей напряженности на топливном рынке стала фискальная система, дестимулирующая инвестиции в углубляющие, облагораживающие процессы. Атмосферная перегонка, висбрекинг — самые примитивные процессы. Уровень

внутренней рентабельности проектов здесь достигает 30% и более.

### **Обеспеченность топливного рынка неуклонно ухудшается. За последние пять лет усилились диспропорции в структуре производства и потребления нефтепродуктов**

Очевидно, что создав такую систему, государство преследовало собственные цели. Оно стремилось по возможности рыночными методами сломать практику сырьевого обеспечения НПЗ по остаточному принципу (после нефтяного экспорта) и выйти на рост валовых показателей производства нефтепродуктов.

### **Существующая система позволяет компаниям и без затрат на модернизацию снимать с нефтепродуктов собственного производства завидную маржу**

Все эти задачи были успешно решены, и нет вины нефтяников в том, что правительство не торопилось корректировать правила игры в соответствии с изменившейся ситуацией. Очевидно, что нынешнее состояние переработки не выдерживает никакой крити-

### **В 2010 году было произведено почти 145 млн тонн дизтоплива и мазута и лишь 45,2 млн тонн автомобильного бензина и авиакеросина**

ки. Конечно же, нужны перемены. Но проблема в том, что они все еще не выгодны бизнесу.

К сожалению, решения, о которых было объявлено в Киришах, не прибавляют инвесторам уверенно-

### **Нынешнее состояние переработки не выдерживает никакой критики. Конечно же, нужны перемены. Но проблема в том, что они все еще не выгодны бизнесу**

сти в завтрашнем дне. В.Путин хочет организовать бесперебойное обеспечение внутреннего рынка недорогими нефтепродуктами высокого качества. Но при этом налоговый пресс тяжелеет. Власть пытается совместить несовместимое.

Ставка делается на создание условий, при которых будет невыгодно производить топливо ненадлежащего качества, а также на ограничение экспорта. Вряд ли такие методы вызовут энтузиазм у инвесторов.

еще и становятся все менее стабильными и предсказуемыми.

#### **Пинок к модернизации**

Требования по модернизации переработки власти выдвигают нефтяникам уже на протяжении

нескольких лет. Однако в Киришах это условие, пожалуй, впервые прозвучало в ультимативной форме.

В.Путин заявил, что отныне государство берет процесс модернизации нефтепереработки под самый тщательный контроль. Все

компании должны представить конкретные программы реконструкции и развития НПЗ, каждая из которых будет предметно рассматриваться на правительственной комиссии по ТЭК. Контролирующим органам премьер поручил вести постоянный монито-

ринг выполнения нефтяниками планов по развитию и обновлению производств.

## **Второе совещание в Киришах усилило впечатления полугодовой давности: власть не стремится к конструктивному диалогу с нефтяниками**

Но, самое главное, — планы должны быть закреплены в юридически обязывающих докумен-

## **Там, где это возможно, правительство стремится требовать и заставлять, а не поощрять и создавать благоприятные условия для работы**

тах. Имеются в виду соглашения между ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом, представляющими государство, и каждой конкретной нефтяной компанией об исполнении программ строительства и реконструкции НПЗ.

## **По структуре выпускаемой продукции наша нефтеперерабатывающая отрасль, стыдно об этом сказать, откатилась на уровень середины 50-х годов прошлого века**

«Мы пойдем навстречу только тем компаниям, которые подпишут эти соглашения. В том числе по порядку и срокам введения но-

## **С.Шматко: первопричиной отсталости отечественной нефтепереработки и растущей напряженности на топливном рынке стала фискальная система**

вых техрегламентов на нефтепродукты. В случае срыва обязательств по техническому перевооружению оставляем за собой

## **В.Путин за бесперебойное обеспечение внутреннего рынка недорогими нефтепродуктами высокого качества: власть пытается совместить несовместимое**

право применять соответствующие санкции, включая изъятие необоснованно полученной при-

были», — уточнил цену вопроса В.Путин.

Аналогичные соглашения уже апробированы в электроэнергетике, где инвесторам, с одной стороны, грозят штрафы за срыв сроков ввода новых генерирующих мощностей, с другой стороны, государство гарантирует им окупаемость инвестиций, если работа выполнена в срок.

Отраслевые эксперты не считают этот опыт успешным. Желание распространить его на нефтепереработку свидетельствует, скорее, об отсутствии у правительства по-настоящему эффективных инструментов. Тем более что в рыночной сфере нефтепереработки у государства значительно меньше возможностей для точечных стимулов, чем в электроэнергетике, все еще очень плотно опекаемой правительством.

Если говорить о мерах поощрения выполнения инвестсоглашений по модернизации НПЗ, то налоговые стимулы практически исключены — для этого пришлось бы принимать специальные законы, и льготы не могут носить индивидуальный характер. То немногое, чем в сложившейся ситуации правительство может заинтересовать нефтяников, это возможность еще какое-то время выпускать нефтепродукты класса Евро-2 и ниже, производство которых запрещено действующим техрегламентом с начала 2011 года.

Конечно, лучшим вариантом было бы разработать и внедрить фискальные механизмы, поощряющие инвестиции во вторичную переработку нефти. Но нынешнее правительство крайне не любит связывать себя долгосрочными обязательствами. И, кроме того, гипертрофированные расходные обязательства федерального бюджета оставляют очень мало шансов на предоставление дополнительных налоговых и таможенных льгот инвесторам.

Немаловажно, что правительство считает нынешний режим взимания экспортных пошлин льготным. Оно крайне разочаровано тем, что маржа, полученная нефтяниками от пониженных ставок вывозных таможенных по-

шлин на нефтепродукты, не была использована в достаточной мере на финансирование капвложений в переработку.

На самом деле, действующий таможенный режим поощряет массивный вывоз из страны темных нефтепродуктов, но никак не инвестиции во вторичные процессы переработки. Однако собственная вина в этом правительством признавать не желает, переводя стрелки на «недобросовестных» нефтяников.

Соответственно, главная ставка в новых инвестиционных соглашениях делается на розги, а не на пряники. ФАС грозит возбудить дела на нарушителей инвестиционных соглашений в рамках антимонопольного законодательства. По результатам рассмотрения таких дел могут применяться санкции, включая изъятие необоснованно полученного дохода, в том числе вследствие экономии на капвложениях в нефтепереработку.

Уже в июле соглашения с надзорными органами подписали все девять ВИНК, а также «Газпром», НК «Альянс» и Новошахтинский НПЗ. Компании обязались с 2015 года реализовывать в России светлые нефтепродукты в доле не менее 20% от объема добытой нефти. Взамен им будет позволено, как минимум, до середины 2012 года продавать на российском рынке бензин, не удовлетворяющий требованиям Евро-3.

Нефтяники все же вынудили премьер-министра пойти на эту уступку. В Киришах-2009 он категорически отвергал возможность еще одной корректировки графика перехода на экологически чистое топливо. Угроза топливного дефицита ситуацию изменила.

Санкции за невыполнение инвестиционных обязательств если и будут применяться, то через четыре года. А выигрыш от возврата на отечественный рынок бензина пониженного качества нефтяники получают непосредственно сейчас.

В современной России далеко вперед заглядывать бесполезно. Поэтому нефтяники имеют все основания праздновать тактическую победу.

## СПАСИТЕЛЬНАЯ ЗАНАЧКА

Планы модернизации перерабатывающих мощностей, равно как и изменения в таможенном регулировании, не являются надежным щитом от рецидивов топливных кризисов на внутреннем рынке. Для того чтобы стабилизировать ситуацию, нужны дополнительные средства, способные гасить ценовые скачки и дефицит нефтепродуктов.

В Киришах, наконец, оформилась обсуждавшаяся несколько лет идея нефтяного резервного фонда. К счастью, решено создавать запасы не нефти, а нефтепродуктов. Возможно, это поможет начать разработку ряда достаточно привлекательных месторождений, которые потенциально рассматривались в качестве объектов резервирования.

Минэнерго получило санкцию премьер-министра на создание резервного фонда нефтепродуктов. Оператором этого проекта станет госкомпания «Роснефтегаз». Предполагается зарезервировать порядка 2 млн тонн нефтепродуктов.

По некоторым сведениям, в нем будет храниться около 400 тыс. тонн бензина, 100–150 тыс. тонн авиационного керосина и порядка 1,5 млн тонн дизельного топлива. Если так, не понятно, почему дизель резервируется со значительно большим запасом, нежели бензин. Уровень потребления этих моторных топлив сопоставим, а напряженности на внутреннем рынке все же больше с бензином.

В качестве хранилищ будут использоваться свободные емкости НПЗ, «Транснефтепродукта» и Росрезерва. Кстати, Росрезерв имеет собственный запас нефтепродуктов, но он держится на случай чрезвычайных обстоятельств и не может использоваться для сглаживания конъюнктурных колебаний. В то же время новый фонд рассматривается в качестве балансирующей системы на топливном рынке. Это инструмент быстрого реагирования на ценовые всплески и очаги напряженности на региональных топливных рынках.

Насколько будет эффективной такая система, зависит от целого ряда факторов. Прежде всего, важен объем запасов. 400 тыс. тонн нефти — это примерно 5-дневный резерв, что является слабой опорой. 1,5 млн тонн дизтоплива обеспечивает потребности страны в течение 18 дней, это очень солидный запас прочности. Но, учитывая географические особенности страны, не менее важную роль будет играть логистика — процесс нужно организовать так, чтобы в кратчайшие сроки можно было погасить дефицит в любой точке страны.

ВИНК отнеслись к созданию резервного фонда позитивно. Во-первых, если «Роснефтегаз» возьмет на себя ответственность за стабильность на отечественном топливном рынке, это уменьшит напряжен-

### В Киришах оформилась обсуждавшаяся несколько лет идея нефтяного резервного фонда. К счастью, решено создавать запасы не нефти, а нефтепродуктов

ность в отношениях между правительством и ВИНК. Во-вторых, закупки топлива для резервного фонда будут осуществляться на коммерческой основе, а это позволит ВИНК не упустить выгоды.

### Оператором этого проекта станет госкомпания «Роснефтегаз». Предполагается зарезервировать порядка 2 млн тонн нефтепродуктов стоимостью \$2 млрд

С экономикой самого фонда пока нет полной ясности. Чиновники утверждают, что этот проект должен быть не только самокупаемым, но и прибыльным. Предполагается, что фонд будет продавать топливо в моменты, когда оно дорожает, зарабатывая на разнице цен. Но это плохо согласуется с базовой идеей фонда, который должен гасить ценовые скачки, то есть понемногу демпинговать, а не наживаться на росте цен.

Это противоречие в будущем может создать немало проблем. Появится еще одна мощная госкомпания, которая будет вести собственную коммерческую игру, мало считаясь с социально-экономическими запросами своего главного акционера.

### Появление нового крупного покупателя может стать еще одним поводом для обострения дефицита на топливном рынке и, соответственно, роста цен

В части практической реализации проекта также есть подводные камни. И дело даже не в том, что на закупки топлива потребуется порядка \$2 млрд. Появление нового крупного покупателя может стать еще одним поводом для обострения дефицита на топливном рынке и, соответственно, роста цен. Особенно это относится к автомобильному бензину, излишков которого в России практически нет.

### Планов громадье

Между тем, инвестиционные ожидания в сфере модернизации нефтепереработки без преувеличения грандиозны. До 2015 года нефтяники должны инвестировать в углубляющие процессы минимум 569 млрд рублей. Для сравнения можно сказать, что за

предыдущие семь лет в сегмент переработки было инвестировано 313 млрд рублей.

Причем, в 2008–2010 годах было запланировано 254 млрд рублей только на инвестиции в облагораживающие и конверсионные процессы, но освоено было 177 млрд рублей. Многие процессы, по данным Минэнер-

го, были перенесены на 2011–2015 годы.

А сделано за последние годы не так уж и много. В Нижнем Новгороде ЛУКОЙЛ ввел установку каталитического крекинга мощностью 2 млн тонн. Появились установки изомеризации на Омском НПЗ «Газпром нефти», на Ангарском и Сызран-

ском заводах «Роснефти». До конца года «Сургутнефтегаз» запустит установку гидроочистки дизельного топлива на «Кинефе».

## **Государство берет модернизацию нефтепереработки под самый тщательный контроль. Соответствующим планам — юридически обязывающие документы**

Планировали ввести установки по алкилированию суммарной производительностью 290 тыс. тонн в год — результат нулевой. Не было введено ни одной установки каталитического риформинга.

## **До 2015 года нефтяники должны инвестировать в углубляющие процессы минимум 569 млрд рублей: за предыдущие семь лет в сегмент инвестировано 313 млрд рублей**

В то же время за последнюю пятилетку удалось уменьшить долю 80-го бензина с 41% до 12%. Это можно считать заметным успехом в улучшении структуры выпускаемых нашими заводами автомобильных бензинов.

Инвестпрограмма отрасли по модернизации переработки на 2011–2014 годы включает как запланированные на этот период ранее, так и перенесенные с прошлой трехлетки проекты. В общей сложности нефтяники должны ввести в эксплуатацию около 90 установок вторичной переработки нефти.

## **Один из важнейших результатов Кириши-2 — принципиальное выравнивание пошлин на нефть и нефтепродукты. Концепция «66/60» получила путевку в жизнь**

«Роснефть» планирует реконструировать 20 действующих установок и построить 30 новых, увеличив выход светлых нефтепродуктов с 56% до 78%, глубину переработки нефти с 64,4% до 96%. ЛУКОЙЛ обещает инвести-

ровать в развитие российской нефтепереработки \$8,8 млрд до 2019 года, в том числе \$4,1 млрд до 2014 года.

Конечными целями этого этапа являются переработка сырья в объеме 255 млн тонн в год, увеличение выработки автомобильного бензина на 19% (с 37 до 44 млн тонн), дизельного топлива на 20% (с 70 до 85 млн тонн) и реактивного топлива на 56% (с 9 до 14 млн тонн) на фоне снижения выхода топочного мазута на 17%. При этом производство бензина Евро-4 и 5 должно вырасти с 12% до 84%, дизельного топлива соответствующих классов — с 25% до 82%.

Программа очень напряженная, признает С.Шматко. По некоторым установкам (например, изомеризации) предстоит за четыре года ввести мощности, в 1,5 раза превышающие ныне существующие. По алкилированию действующие мощности предстоит утроить, а по гидрокрекингу запланировано увеличить мощности в четыре раза.

Министр ожидает, что в реализации намеченных планов возникнут не только финансовые проблемы. Так, например, одних только проектировщиков понадобится порядка 10 тыс. человек. Вопрос: где их взять?

Но важнее понять — зачем такая гонка? Еще прошлой осенью Минэнерго называло существующие инвестиционные планы ВИНК по модернизации НПЗ избыточными. Разработанный министерством проект генсхемы развития нефтяной отрасли предлагал ограничить развитие вторичных процессов потребностями внутреннего рынка, увеличенными на относительно небольшие резервные объемы, реализуемые в штатной ситуации на экспорт.

Нужно признать, что на внешних рынках для российского качественного топлива нет места. В Европе уже сейчас присутствует избыток производственных мощностей. В борьбе за потребителя российские НПЗ с их колоссальными транспортными издержками если и способны конкурировать с местными производителями, то за счет налоговых и таможен-

ных льгот, предоставляемых российскими властями. Во имя какой цели?

## **66/60**

Одним из важнейших результатов совещания в Киришах стало принципиальное решение о выравнивании пошлин на сырую нефть и нефтепродукты. В.Путин заявил, что пора ставить точку в затянувшейся дискуссии на эту тему, и поручил оперативно подготовить проекты нормативных актов, обеспечивающих практическую реализацию концепции, известной как «66/60».

По словам В.Путина, первоначально предлагается снизить экспортную пошлину на нефть до уровня 60% и установить ставку экспортной пошлины на нефтепродукты на уровне 66% от ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть. А с 2015 года нужно выйти на равные ставки по мазуту и сырой нефти.

Получившая одобрение премьером концепция реформирования фискальной таможенной политики в отношении нефтянки существенно отличается от реализуемой в последние годы. Если раньше речь шла о постепенном сближении пошлин на светлые и темные нефтепродукты, то теперь они унифицируются единовременно, а в дальнейшем должны уравниваться с пошлиной на сырую нефть.

До 2011 года пошлина на мазут составляла порядка 40% от ставки пошлины на сырую нефть, а на светлые нефтепродукты — 70%. В нынешнем году началось встречное движение: 46,7% и 67%. Планировалось, что в будущем году ставки продолжат сближаться, а с 2013 года они сольются на уровне 60% от нефтяной пошлины. Однако состояние внутреннего топливного рынка подтолкнуло правительство к более решительным шагам.

Главная идея состоит в том, чтобы без потерь для федерального бюджета повысить заинтересованность нефтяников в более глубокой переработке нефти, вместо того, чтобы гнать за рубеж мазут.

По словам С.Шматко, новая схема существенно меняет инвестиционную модель в нефтепереработке. Повышается привлекательность капложений в углубляющие, облагораживающие процессы. Например, установка каталитического крекинга мощностью 2 млн тонн в сегодняшней системе имеет внутреннюю норму доходности ниже 10%, а при применении системы «60/66» IRR будет составлять 19%. А это уже достаточно выгодная инвестиция.

Большинство ВИНК рассчитывают получить выигрыш от внедрения новой схемы — прежде всего, благодаря существенному уменьшению ставки экспортной пошлины на сырую нефть. Так, при цене Urals \$120 за баррель экспортеры нефти будут экономить на снижении вывозной таможенной пошлины \$4,75 за баррель, или \$34,68 на каждой тонне.

Такая прибавка не только полностью возмещает дополнительные затраты на экспортные пошлины при вывозе нефтепродуктов, но и обещает некий выигрыш. Например, ЛУКОЙЛ надеется заработать на реформе таможенных платежей несколько сотен миллионов долларов в год.

Однако не все ВИНК оказываются в равной ситуации. В частности, реформа способна ухудшить финансовое положение «Башнефти» и «Татнефти». Причем, обе компании могут оказаться без вины виноватыми.

У «Башнефти» избыточные мощности переработки, для сырьевого обеспечения которых компания покупает нефть на рынке. В результате реформы нефть на внутреннем рынке подорожает за счет снижения экспортной пошлины (принцип netback). В то же время выручка от экспорта нефтепродуктов, остающаяся у компании, уменьшится, так как больше валюты придется оставлять на таможне.

В Киришах президент «Башнефти» Александр Корсик пролил В.Путина устроить эту несправедливость предоставлением нулевого НДС на место рождения с высоким содержа-

нием серы (более 4,5%). Премьер-министр, вроде бы, не имеет ничего против. Однако введение льготы потребует принятия специального закона, а это дело небыстрое.

Новая сетка экспортных пошлин серьезно ухудшает экономику перерабатывающего комплекса в Нижнекамске, который строит «Татнефть». В первую очередь здесь вводятся установки первичной переработки. Инвестор рассчитывал заработать на выпуске мазута, а потом заняться вторичными процессами. Теперь рентабельность темных нефтепродуктов серьезно снизится, что вынуждает инвестора задуматься о целесообразности грандиозного начинания.

Впрочем, в этой истории есть доля лукавства. Нововведения, действительно, серьезно ухудшат экономику ТАНЕКО, оператора НПЗ. Однако одновременно «Татнефть», материнская компания, получит выигрыш от снижения экспортных пошлин на сырую нефть, о чем в компании предпочитают не вспоминать.

В целом, стимулирующая роль новых пошлин на инвестиционную активность в переработке, как минимум, не очевидна. Когда нефть стоит дороже \$100 за баррель, экспортировать мазут все равно выгодно, просто маржа будет меньше.

Есть риск, что нефтяники, вместо того, чтобы вкладывать колоссальные суммы в развитие вторичных процессов, предпочтут наращивать сырьевой экспорт, что усугубит ситуацию на отечественном топливном рынке. Предвидя такой поворот событий, В.Путин предупредил, что для защиты внутреннего рынка будут приниматься самые жесткие меры, в том числе увеличение экспортных пошлин и ограничение допуска к экспортным трубопроводам.

Правительство не желает отказываться от планов дальнейшего увеличения акцизов на топливо. Уже одно это делает неотвратимым рост цен на отечественном топливном рынке. Значит, давление на нефтяников со стороны чиновников в год президентских вы-

боров будет нарастать. Рентабельность реализации нефтепро-

## **Есть риск, что нефтяники, вместо того, чтобы вкладывать колоссальные суммы в развитие вторичных процессов, предпочтут наращивать сырьевой экспорт**

дуктов будет снижаться, а это оставляет очень мало надежд на то, что нефтяники с удвоенной силой возьмутся за модернизацию своих НПЗ.

### **Итого**

Совещание в Киришах показало, что премьер-министр крайне обеспокоен ситуацией на отечественном топливном рынке. Ему нужны решения, позволяющие уже сегодня исключить риски топливного дефицита и резких ценовых всплесков, — неумолимо приближаются парламентские и президентские выборы.

Но, увы, ни один из одобренных в Киришах инструментов не

## **Правительство не желает отказываться от планов дальнейшего увеличения акцизов на топливо: рост цен на отечественном топливном рынке неотвратим**

является средством быстрого реагирования. Это означает, что практика ручного управления на топливном рынке, вероятнее всего, получит дальнейшее развитие.

## **Ни один из одобренных в Киришах инструментов не является средством быстрого реагирования; практика ручного управления получит дальнейшее развитие**

Естественным ответом нефтяников станет тихое бойкотирование инвестиционных программ в сфере переработки. Потому что риски подобных инвестиций станут неподъемными, а выгоды от реализации проектов неочевидными. 

# БУРОВОЙ РЕНЕССАНС

ИНТЕРВЬЮ  
АНДРЕЙ ГЕОРГИЕШ

Заместитель генерального директора «Уралмаш НГО Холдинг» по инжинирингу



В 2010 году ведущие российские производители бурового оборудования создали компанию «Уралмаш НГО Холдинг». Этот факт окончательно поставил точку в дискуссии «есть или нет отечественное производство буровых». С самого начала своей работы новый холдинг, объединивший лучшие отраслевые инжиниринговые и производственные мощности, заявил о своих компетенциях конструировать и производить современные высокотехнологичные буровые с использованием инновационных решений. Уже сегодня холдинг создает для заказчиков установки нового дизайна и при этом активно инвестирует в текущие и стратегические НИОКР. В ходе работ учитываются самые передовые машиностроительные технологии, а также не только сегодняшние потребности рынка, но и тенденции развития рынка бурового оборудования на завтрашний день. К работам привлекаются молодые кадры, которые горят идеями совершенствования оборудования, чей творческий потенциал еще только начинает реализовываться. А учитывая тот факт, что энтузиазм молодых конструкторов сочетается с опытом и знаниями уралмашевской школы, можно утверждать, что сегодня холдинг обладает всеми составляющими для органичного развития.

**Ред.:** Способствует ли создание «Уралмаш НГО Холдинг» технически и организационно внедрению инноваций в новые модели бурового оборудования?

**А.Г.:** Безусловно. В составе холдинга объединены два крупных инжиниринговых подразделения, создана мощная и вместе с тем гибкая структура службы генерального конструктора, сформированы подразделения, ответственные за перспективные проекты, внедрение новых идей и

технологий, освоение новой продукции.

В состав инжинирингового центра входят отделы, специализирующиеся на проектировании стационарных, морских, кустовых, мобильных буровых установок. Каждая техническая идея у нас обрела не только красивую перспективу, но и реального хозяина процесса, реальные сроки и методы реализации.

Все это значительно увеличило эффективность работы кон-

структоров, а высокая степень инновационности нашей продукции наглядно видна практически по каждой нашей буровой.

**Ред.:** Например?

**А.Г.:** В конце 2010 — середине 2011 годов конструкторами «Уралмаш НГО Холдинг» разработана конструкторская документация на современные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 400 тонн с условной глубиной бурения от

2500 до 5000 метров. Эти установки, предназначенные для кустового бурения скважин, различаются не только грузоподъемностью, но и дизайном.

Установки выполнены в классическом эшелонном варианте, но в их комплектации есть немало инновационных решений. Буровые укомплектованы вышками с открытой передней гранью, верхними силовыми приводами, частотно-регулируемым приводом переменного тока, системой отопления горячим воздухом, современными буровыми лебедками, насосами, циркуляционными системами и многим другим оборудованием, определяющим современный дизайн установок.

В частности, одно из новых оригинальных решений — буровые установки, выполненные в двухэшелонном исполнении. В конечном итоге это обеспечивает высокие технико-экономические характеристики буровых.

**Ред.:** *Двухэшелонное исполнение?*

**А.Г.:** При двухэшелонной компоновке оборудования требуются кустовые площадки меньшей площади по сравнению с аналогами, отсыпанными для установок с традиционным однорядным эшелонном.

В составе эшелона находится энергетический блок, в котором размещены три дизель-генератора мощностью 1250 кВт каждый, приемный мост, перемещающийся вместе с эшелонном, циркуляционная система с емкостями объемом 60 кубометров, большая рабочая площадка и другие новации, улучшающие эксплуатационные характеристики установки.

Эти установки относятся к классу тяжелых буровых установок с мобильным вышечно-лебедочным блоком и стационарно установленным остальным оборудованием.

**Ред.:** *Над какими, на ваш взгляд, наиболее важными и интересными техническими задачами работает сегодня холдинг при выполнении заказов?*

**А.Г.:** В каждом случае к каждому проекту свой подход: учитываются температура окружающей среды, ветровые нагрузки, влаж-

ность, условия бурения, нагрузки на элементы машины и многое другое. В результате мы либо подбираем компоненты буровых установок из своего богатого архива, либо разрабатываем новые решения.

Диапазон грузоподъемности машин, создаваемых нами по действующим сегодня контрактам, — от 160 до 450 тонн. Типы — стационарные, кустовые, полукустовые, мобильные, НБО, наборы для размещения на морских платформах.

Регионы размещения — Ямал, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Иркутская область, Белоруссия, Туркмения, Каспийское море, Сирия.

Сегодня мы проектируем и изготавливаем буровые установки совершенно нового типа — арктического исполнения для бурения на полуострове Ямал. Здесь применяются современные достижения конструкторской мысли. По сути, мы производим установку, приближенную по конструкции к морским буровым: полное контейнерное исполнение каждого модуля, использование башенной вышки высокой монтажеспособности, укрытия вышки выполнены из новых современных материалов и используются для укрытия всей вышки, включая кронблок.

Предусматривается также использование гидравлического механизированного приемного моста, дизайн которого превосходит подобные устройства ведущих производителей бурового оборудования.

**Ред.:** *То есть, холдинг совмещает выпуск буровых нового дизайна и традиционного исполнения?*

**А.Г.:** Именно так. Сегодня востребованы не только буровые, оснащенные по последнему слову техники - с частотным регулированием, современнейшими телеметрическими системами контроля и т.д., но и проверенные временем и несколькими поколениями буровиков дизельные установки. И наш холдинг с одинаковым успехом может производить и то и другое.

**Ред.:** *Как достигаются высокие показатели мобильности и*

*монтажеспособности уралмашевских буровых?*

**Каждая техническая идея обретает в холдинге не только красивую перспективу, но и реального хозяина процесса, реальные сроки и методы реализации**

**А.Г.:** Все очень просто. Мы не только продаем буровые установки, но и осуществляем их доставку, шефмонтаж, наладку. Наши специалисты всегда видят результат своего труда. В том числе и с точки зрения мобильности и монтажеспособности.

**Одно из новых оригинальных решений — буровые установки, выполненные в двухэшелонном исполнении**

Кроме этого, мы поддерживаем тесный контакт с заказчиком на предмет предложений по усовершенствованию техники. По итогам запуска в эксплуатацию каждой единицы составляется план мероприятий по исправлению тех или иных недочетов.

**Сегодня мы проектируем и изготавливаем буровые установки совершенно нового типа — арктического исполнения для бурения на полуострове Ямал**

Таким образом, никакого чуда здесь нет. Высокие показатели наших машин — это следствие постоянной и планомерной работы многих специалистов.

**Наши установки проектируются и изготавливаются для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ с учетом всех требований и пожеланий заказчика по монтажеспособности и мобильности**

**Ред.:** *Технологические и конструкционные принципы знаменитой уралмашевской школы созда-*



При организационной и финансовой поддержке Газпромбанка реализуется масштабная программа модернизации и обновления производственных мощностей предприятий в составе Холдинга

ния бурового оборудования приняты холдингом на вооружение?

**Сегодня не существует таких заказов, которые специалисты холдинга не могут исполнить с технической точки зрения**

**А.Г.:** Необходимо уточнить, что конструкторская школа — это не набор отдельных постулатов. Это, прежде всего, опыт

**Основной принцип: проектирование буровых установок с безоговорочным обеспечением условий безопасного труда буровой бригады**

проектирования и история. «Уралмаш НГО Холдинг» владеет архивом конструкторской документации, в котором собраны

разработки за все десятилетия создания буровых установок на «Уралмаше».

Но самое главное — это люди, именно в них живут традиции и колоссальный опыт уралмашевской школы. При объединении инжиниринговых подразделений мы сохранили штат в полном составе. В коллективе есть и конструкторы пенсионного возраста, и молодежь. В конструкторских подразделениях холдинга существует реальная преемственность поколений. Таким образом, школа не только сохраняется, но и развивается.

**Ред.:** По каким принципам строится работа инжинирингового блока?

**А.Г.:** Основным принципом его работы является проектирование буровых установок с безоговорочным обеспечением

условий безопасного труда буровой бригады. Наши установки проектируются и изготавливаются для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ с учетом всех требований и пожеланий заказчика по монтажеспособности и мобильности.

В процессе проектирования используется современное инженерное программное обеспечение, позволяющее оптимизировать конструкцию и ее параметры, проводить сравнительный анализ различных вариантов конструкции в ходе ее проектирования с целью снижения металлоемкости и себестоимости продукции.

При этом работа нашего инжинирингового блока строится сразу по двум направлениям: это исполнение подписанных контрактов, по которым проектируются буровые установки и на-

боры бурового оборудования, и НИОКР, которые непрерывно ведутся нашими конструкторами на перспективу.

**Ред.:** *Вы упомянули тенденции развития рынка бурового оборудования, каковы они?*

**А.Г.:** Начнем с прогресса в технологиях бурения. В данном вопросе наше внимание обращено, в первую очередь, к заказчику. Буровые предприятия сильно отличаются друг от друга как по своим задачам, так и по своим возможностям. Одни продолжают бурить на зарекомендовавших себя в надежности машинах типа ЗД, постоянно модернизируя их, другие работают на самых современных станках и осваивают новые технологии бурения, такие как бурение обсадной колонной или бурение на сжатом воздухе.

При этом надо иметь в виду, что каждый новый заказ несет в себе изменения. У каждого заказчика есть свое видение технологии бурения, свои возможности. Мы вынуждены учитывать все потребности рынка. Сегодня не существует таких заказов, которые специалисты холдинга не могут исполнить с технической точки зрения. Для таких заявлений есть достаточные основания.

У нас проработан широчайший диапазон буровых установок: от мобильных, кустовых и стационарных буровых установок грузоподъемностью 160 тонн, до кустовой установки с глубиной бурения до 15000 метров. Таким образом, в пределах разумного, нерешаемых задач для нас нет. Есть лишь вопрос целесообразности исполнения того или иного заказа.

На сегодняшний день мы ставим решения для всего диапазона потребностей. Также уделяется внимание развитию машиностроительных технологий. Для производственных подразделений предприятия закупается новейшее обрабатывающее оборудование, сварочное оборудование.

Поскольку часть оборудования производится по кооперации, особое внимание уделяется технологическим возможностям контрагентов. Многие предприятия-партнеры хорошо осознают важность и перспективность нефте-

газового рынка. Под наши заказы они также развивают свое производство. Яркими примерами могут служить закупка роботизированных комплексов для сварки металлоконструкций и камер для термообработки высоконагруженных деталей.

**Ред.:** *Что из новинок стало обязательной составляющей всех буровых холдинга?*

**А.Г.:** Слова «новинка» и «составляющая всех буровых» плохо сочетаются. Самые новые веяния никогда не получают мгновенного распространения. Рынок бурового оборудования достаточно консервативен. Поэтому предлагаю разделить вопрос.

Новые тенденции связаны с технологиями бурения и строительства площадки под буровую установку. Этот вопрос уже был затронут выше. Мы освоили технические решения для таких технологий, как бурение обсадной трубой и бурение на сжатом воздухе. Нам удалось почти вдвое сократить площадь площадки, на которой размещается установка. Мы научились оснащать установки цементировочным комплексом. Но каждое из этих решений влечет за собой определенные требования к возможностям заказчика.

Если говорить об обязательных составляющих всех современных буровых, то могу перечислить некоторые — уже привычные для многих — позиции: частотно-регулируемый привод, адаптация вышек к любым моделям систем верхнего привода, кабина бурильщика с настраиваемой по кадровой визуализацией всех параметров привода и систем контроля, аудио-видео связь между несколькими абонентами на буровой установке, многоступенчатые циркуляционные системы, компактные односкоростные буровые лебедки и многое другое.

**Ред.:** *Какие технологические высоты намечено достигнуть в перспективе?*

**А.Г.:** В настоящее время технические специалисты решают сразу две задачи.

Первая — вполне традиционная. В кратчайший срок спроек-

тировать буровую установку, полностью отвечающую требованиям заказчика. Здесь, думаю, останавливаться не стоит. Конечно, есть немало интересных технических задумок, но я

## **Самое главное — это люди, именно в них живут традиции и колоссальный опыт уралмашевской школы**

бы не хотел о них рассказывать, прежде чем мы будем полностью готовы их реализовать. Копирующие нашу технику изготовители отстают от нас на три-четыре года. Не будем сокращать эту фору.

## **Высокие показатели наших машин — следствие постоянной и планомерной работы многих специалистов**

Вторая задача более современна. Сейчас мы инвестируем немалые средства в оптимизацию своей продукции. Техника должна быть не только прочной и надежной. Данные постулаты нами освоены. Все нефтяники и газовики знают, что наши установки работают более 30 лет.

## **Также уделяется внимание развитию машиностроительных технологий. Для производственных подразделений предприятия закупается новейшее обрабатывающее оборудование**

Кроме надежности техника должна быть максимально мобильной и доступной. Требования мобильности обусловлены освоением все новых и новых месторождений с крайне неразвитой инфраструктурой. Нет дорог, ЛЭП, прочих благ цивилизации. Это, конечно, не означает, что буровые установки грузоподъемностью 400 тонн завтра станут самоходными. Здесь речь идет о минимизации массы и количества составных частей буровой установки. Сходные задачи решаются и по ценовым параметрам для повышения доступности нашей техники. 

# РОСНЕФТЬ: ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА



История работ ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерних компаний на шельфе начинается с 1975 года. С тех пор компанией пробурено более 90 скважин с использованием плавучих буровых установок, открыты месторождения, ставшие основой для развития первых добывающих российских шельфовых проектов — «Сахалин-1» и «Сахалин-2». В настоящее время «НК «Роснефть», расширяя свою деятельность на шельфе, активно участвует в освоении шельфа Азовского, Черного, Каспийского, Охотского, Печорского и Карского морей. Всего осваивается 19 участков, 15 из них находятся в стадии поисков и разведки, а на четырех ведется добыча углеводородного сырья. «НК «Роснефть» является владельцем лицензий на 11 шельфовых участков, восемь из которых осваиваются совместно с российскими и зарубежными партнерами.

**В** рамках новых шельфовых проектов непосредственно ОАО «НК «Роснефть» или с ее участием выполнен значительный объем геологоразведочных работ: свыше 27 тыс. пог. км сейсморазведки 2D, более 19 тыс. км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D, пробурено 16 морских поисковых скважин.

В транзитной зоне о-ва Сахалин пробурены поисковые наклонно-направленные скважины с большим отходом от вертикали, одна такая скважина находится в бурении в настоящее время на Лебединском лицензионном участке.

В результате проведенных ОАО «НК «Роснефть» геологоразведочных работ на шельфах Азовского, Каспийского и Охотского морей открыто пять месторождений с общими запасами нефти категорий C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> более 50 млн тонн и более 70 млрд м<sup>3</sup> газа. Среди них такие месторождения, как Новое, Западно-Ракушечное, Кайганско-Васюканское море, Северо-Венинское и Ново-Венинское.



## Принципы

С целью разделения рисков, привлечения новых технологий и использования опыта работ в освоении труднодоступных ресурсов НК «Роснефть» стремится к сотрудничеству с ведущими российскими и зарубежными компаниями, такими как ЛУКОЙЛ, «Газпром», BP, ExxonMobil, Shell, Chevron, Statoil, Total, Sinorec и др.

Затраты за последние пять лет на проведение ГРП на шельфе составили 40,1 млрд рублей, из них на долю «Роснефти» приходится 13,1 млрд рублей, а 27,0 млрд инвестировали российские и зарубежные партнеры компании, привлеченные к освоению участков, — ЛУКОЙЛ, «КазМунайГаз», BP и Sinorec.

Знаменательным как для компании, так и для РФ в целом является выход в акваторию арктических морей, где в настоящее время для Южно-Русского участка в Печорском море и трех участков в южной части шельфа Карского моря (Восточно-Приноземельских 1, 2 и 3) активно ведется разработка программ геологоразведочных работ и подготовка к проведению экологических исследований.

В рамках лицензионных соглашений осуществляется сбор, переобработка и переинтерпретация ранее полученных на участках сейсмических материалов. С некоторым опережением ведутся исследования по разработке программы инженерно-геологических изысканий, вклю-

чая оценку влияния на окружающую среду, подготовка к тендерам на проведение сейсморазведочных работ.

НК «Роснефть» рассчитывает получить в ближайшее время лицензии еще на 25 участков в пределах шельфа арктических морей (Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского), а также в северной части акватории Охотского моря. Ресурсы этих участков оцениваются более чем в 35 млрд тонн н.э. Дополнительно к уже поданным в Роснедра заявкам ОАО «НК Роснефть» готовит еще три заявки на участки, расположенные в Баренцевом море в российской части бывшей спорной с Норвегией зоны.

Для изучения новых перспективных участков, включая участки пограничной с Норвегией зоны, ОАО «НК «Роснефть»» потребуются выполнить не менее 54650 пог. км сейсморазведки 2D, 8700 км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D и пробурить 33 поисковые скважины. Затраты на выполнение этого объема работ составят более 100 млрд рублей.

Освоение месторождений на шельфе — это сложный высокотехнологичный процесс на всех этапах его реализации — как на стадии геологоразведки, так и в процессе обустройства и добычи. Управлять работами на шельфе должны только компетентные и профессиональные операторы, ставящие очень высокую планку качества в выполнении работ и выборе подрядчиков.

Для проведения геологоразведочных работ на своих шель-

**В результате проведенных НК «Роснефть» ГРП на шельфах Азовского, Каспийского и Охотского морей открыто пять месторождений с общими запасами нефти категорий  $C_1+C_2$  более 50 млн тонн и более 70 млрд м<sup>3</sup> газа**

фовых лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть»» проводит отбор подрядчиков строго на

**Затраты за последние пять лет на проведение ГРП на шельфе составили 40,1 млрд рублей, из них на долю «Роснефти» приходится 13,1 млрд рублей, а 27,0 млрд инвестировали партнеры компании**

конкурсной основе, значительное внимание уделяется качеству услуг, особое — вопросам экологической и промышленной безопасности.

**Компания рассчитывает получить в ближайшее время лицензии еще на 25 шельфовых участков, ресурсы которых оцениваются более чем в 35 млрд тонн н.э.**

При этом перед ОАО «НК «Роснефть»» как перед государственной компанией стоит важная зада-

**Затраты НК «Роснефть» на выполнение объема работ по изучению новых перспективных участков составят более 100 млрд рублей**

ча максимизации российского участия в работах по проектам и развития подрядной сферы в регионах присутствия. Поэтому при

**Перед «Роснефтью» как государственной компанией стоит важная задача максимизации российского участия в подрядных работах по шельфовым проектам**

прочих равных условиях предпочтение отдается отечественным сервисным предприятиям.

## Сахалин

В области разработки шельфовых месторождений наиболее значимым успехом НК «Роснефть» является эффективное разбуривание и ввод в эксплуатацию месторождения Одопту-море (Северный купол).

### Наиболее значимым шельфовым успехом НК «Роснефть» является эффективное разбуривание и ввод в эксплуатацию месторождения Одопту-море

В 1995 году по результатам технико-экономических расчетов ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» было принято решение вести освоение месторождения путем бурения ряда наклонно-направленных скважин с

### «Роснефть» на Сахалине первой в России начала приобретать опыт бурения скважин со сверхдальними отклонениями забоев от вертикали

берега. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» первым в России начало приобретать опыт бурения скважин со сверхдальними отклонениями забоев от вертикали.

Ввод первой скважины №202 Одопту-море в августе 1998 году с суточным дебитом 250 тонн стал историческим событием — началом освоения российского шельфа на Дальнем Востоке. С момента ввода в эксплуатацию пробурены 34 горизонтальные скважины длиной стволов от 4350 до 8119 метров. В свою очередь, проходка по продуктивному горизонту составляет от 150 до 946 метров, что является рекордом для НК «Роснефть».

Накопленная добыча нефти на месторождении за 13 лет разработки составляет более 6 млн тонн. Пиковый уровень добычи приходится на текущее время. Максимальные дебиты по скважинам достигали более 800 тонн в сутки, текущий средний текущий дебит — более 100 тонн в сутки. В качестве перспективной технологии доразработки месторождения к реализации с 2012 года планируется проведение зарезки боковых стволов на шести скважинах.

Опыт разбуривания и разработки компанией месторождения Одопту-море позволит рассчитывать на успешное освоение и других шельфовых месторождений.

Особого внимания также заслуживает работа международного консорциума «Сахалин-1», в состав которого входит ОАО «НК «Роснефть». Консорциум ведет разведку и разработку на трех месторождениях: Одопту-море, Чайво и Аркутун Даги с извлекаемыми запасами более 300 млн тонн нефти.

Разбуривание ведется как с суши — с буровой установки «Ястреб», так и с моря — с платформы «Орлан». Сталебетонное основание «Орлана» легко выдерживает натиск льда и гигантских торосов, достигающих высоты шестиэтажного дома. Наибольшая протяженность ствола скважины на платформе «Орлан» составляет около 7,5 км.

В планах компании ОАО «НК «Роснефть» стоит приобретение на конкурсе в сентябре 2011 года лицензии на разработку северной части месторождения Чайво с извлекаемыми запасами нефти более 15 млн тонн. Предварительные расчеты показали, что на данном месторождении также возможно разбуривание с суши острова «сверхдлинными» скважинами с горизонтальным заканчиванием. 



# AEE 2011

TM



**SPE Разработка месторождений  
в осложненных условиях  
и Арктике**

18–20 октября 2011  
Москва, ВВЦ, павильон № 75

## Раскройте истинный потенциал Арктики на Конференции и Выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

- ◆ Геология и разведка
- ◆ Бурение и строительство скважин
- ◆ Разработка наземных и морских месторождений
- ◆ Технология разработки и добыча
- ◆ Новейшие технологии и пределы их использования
- ◆ Арктические трубопроводы
- ◆ Кадровые ресурсы
- ◆ Промышленная безопасность, охрана окружающей среды, социальная ответственность
- ◆ Технические задачи и нерешенные проблемы
- ◆ Сбор метеорологических и морских данных и наблюдения за окружающей средой

### ● Новое техническое мероприятие уровня b2b для специалистов нефтегазовой отрасли

Уникальная возможность доступа к новейшим технологиям, работам ведущих технических специалистов, инженеров и экспертов, платформа для профессионального общения и обмена мнениями

### ● Конференционная программа, составленная SPE, под общей темой «Экстремальные проблемы для Разведки и Добычи»

Среди докладчиков на пленарных сессиях, тематических завтраках и обедах – признанные эксперты отрасли, в числе которых Владимир Владимиров (Вице-Губернатор ЯНАО), Билл Скотт (Управляющий, Арктический Центр, компания Chevron Canada Limited), Кристиан Букович (Вице-президент по геологоразведке по России и СНГ, Shell Exploration and Production Services)

Полную версию программы конференции можно загрузить на сайте [www.arcticoilgas.com/ru](http://www.arcticoilgas.com/ru)

### ● Уникальная возможность участия – «Инкубатор технологий»

Возможность для развивающихся, инновационных компаний продемонстрировать свои разработки и применение новых технологий

Свяжитесь с нами сейчас, чтобы зарезервировать стенд на выставке!

#### Контакты в Москве:

Наталья Ситникова, менеджер проекта: тел.: +7 (495) 937 6861, доб. 136. E-mail: [natalia.sitnikova@reedexpo.ru](mailto:natalia.sitnikova@reedexpo.ru)

#### Контакты в Лондоне:

Наталья Яценко, менеджер проекта: тел.: +44 (0) 20 8910 7194. E-mail: [nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk](mailto:nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk)

Подробная информация о мероприятии – на сайте [www.arcticoilgas.ru](http://www.arcticoilgas.ru)

Платиновые спонсоры

Золотой спонсор

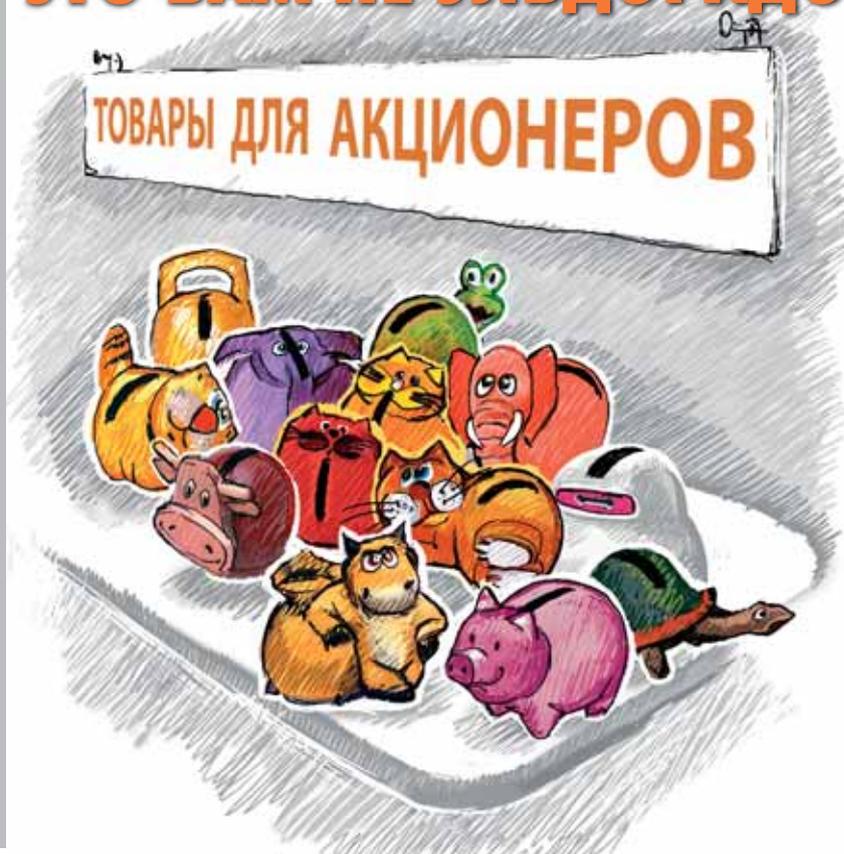
Спонсоры

Организаторы



Society of Petroleum Engineers

# ДИВИДЕНДЫ: ЭТО ВАМ НЕ ЭЛЬДОРАДО



Минувший год ЛУКОЙЛ и «Башнефть» завершили с внушительным ростом прибыли. Однако в целом по нефтегазовому сегменту прибыль даже несколько снизилась — главным образом, из-за «Газпрома», солидную часть прибыли которого съела уценка рынком акций «Газпром нефти». Но это на бумаге. Фактические же финансовые результаты года позволяли рассчитывать на существенный рост дивидендных выплат по группе основных нефтегазовых компаний.

Хорошей новостью стала прогрессирующая щедрость ведущих компаний сектора: в среднем по группе доля прибыли, выделенная на дивиденды, выросла более чем в 1,5 раза, до 41%. Отличился «Газпром», у которого дивидендная доля прибыли увеличилась с 9% до 25%.

Дивидендные выплаты на акцию выросли у всех основных компаний нефтегазового сегмента, кроме «Татнефти». Однако за редким исключением дивидендная доходность оставляет желать много лучшего — она сильно отстает от уровня инфляции. А у «Газпрома», «Роснефти», НОВАТЭКа и «Транснефти» — не превышает и 2%.

Главной надеждой акционеров заработать остается рост капитализации компаний. Однако далеко не все представители нефтегазового сектора успели восстановить докризисную стоимость акций.

Определенный оптимизм внушают результаты прошедших месяцев 2011 года. Акции большинства нефтегазовых компаний выросли в цене. Если тренд сохранится, это позволит акционерам не особо горевать о дивидендах.

**В** Киришах В.Путин упрекнул нефтяников в том, что они тратят прибыль на дивиденды в ущерб инвестиционным программам. По его словам, основные компании отрасли выплатили за 2010 год \$8 млрд дивидендов, а \$2 млрд не доложили за три года в финансирование своих же обязательств по модернизации вторичной нефтепереработки.

По оценкам «Вертикали», ВИНК начислили своим акционерам по результатам минувшего года даже больше — порядка \$13 млрд. Однако в целом по группе ситуация соответствует мировой практике. В то же время некоторые компании (прежде всего, «Роснефть») сильно недоплачивают своим акционерам.

При этом, вопреки бытующим стереотипам, никакой сказочной доходности владение акциями российского нефтегазового сектора не приносит.

## **Прибыль: кто-то теряет, кто-то находит**

В отличие от 2009 года, в течение которого большинство ведущих компаний уверенно восстанавливали объемы прибыли, просевшей под влиянием кризиса, в 2010 году динамика финансовых результатов не имела столь выраженной силы и направленности (см. «Чистая прибыль основных компаний нефтегазового сектора РФ»).

Впрочем, это отнюдь не означает, что минувший год был неудачным. Просто база для дальнейшего роста оказалась достаточно высокой.

Прежде всего, следует отметить, что лишь две ВИНК еще не превысили докризисный уровень чистой прибыли 2007 года. К тому же у «Татнефти» это отставание «бумажное»: компания переписала на себя кредитный долг дочерней ТАНЕКО — оператора строящегося крупного нефтехимического комплекса.

«Газпром нефть» остается единственной ВИНК, которая не только не восстанавливает потерянную в кризис доходность бизнеса, но и снижает прибыль по РСБУ три года подряд. За этот пе-

## ПРОГРЕССИРУЮЩАЯ ЩЕДРОСТЬ

Компании отрасли стали щедрее делиться прибылью с акционерами. В среднем по группе основных нефтегазовых компаний по сравнению с предыдущим годом доля прибыли, направленной на выплату дивидендов, выросла с 27% до 41% — более чем в 1,5 раза (см. «Дивиденды основных компаний...»).

Отличился «Газпром», у которого доля чистой прибыли, выделенная на дивиденды, выросла с 9,1% по итогам 2009 года до 25% за 2010 год. Правительство давно склоняет контролируемые государством компании отдавать акционерам четверть прибыли. Но в нефтегазовом секторе ранее, пожалуй, только «Транснефть» откликнулась на эти призывы. Теперь еще и «Газпром».

Правда, в случае с газовым концерном серьезную роль все же сыграл уже упомянутый фактор бумажного падения прибыли. На самом деле, минувший год «Газпром» завершил вполне успешно, реально полученная прибыль не давала оснований платить акционерам меньше прошлогоднего.

Из прибыли 2010 года «Газпром» выделил на выплату дивидендов 91,14 млрд рублей. Но это всего лишь 18,5% средств, которые основные компании отрасли решили выплатить акционерам по итогам года.

Ожидаемо крупнейшие выплаты дивидендов пройдут в группе ВИНК. В сумме это без малого 388 млрд рублей — 78,8% доходов, которые получат акционеры основных компаний отрасли по итогам прошлого года.

По группе ВИНК доля прибыли, направляемой на дивиденды, последовательно растет на протяжении ряда лет. И даже мировой экономический кризис не развернул эту тенденцию. В результате доля дивидендов в чистой прибыли ВИНК выросла с 35,3% за 2007 год до рекордных 48,8% по итогам 2010 года.

По сумме дивидендных выплат традиционным лидером остается ТНК-ВР. По итогам прошлого года акционерам этой компании были выписаны счета на 183,65 млрд рублей. Данная сумма более чем вдвое превосходит размер дивидендов «Газпрома». Это почти половина дивидендных выплат по группе ВИНК и примерно 37% средств, причитающихся акционерам основных компаний отрасли.

На дивиденды ТНК-ВР направила практически всю заработанную за год прибыль — 97,6%. Для компании это обычная практика. Акционеры уверяют, что полученные доходы они реинвестируют в компанию. Такая бухгалтерия для них более привлекательна.

Второй год подряд по уровню щедрости ТНК-ВР превосходит «Башнефть», которая отдает на дивиденды средств больше, чем удалось заработать за год чистой прибыли. В прошлом году на выплаты акционерам ушло 138,6% чистой прибыли за 2009 год по РСБУ. На этот раз — 109,7%.

Похоже, что нынешний главный акционер «Башнефти» — АФК «Система» — стремится побыстрее возместить собственные затраты на приобретение нефтяного бизнеса. К тому же у «Системы» довольно значительный долг, который компания рассчитывает погасить с помощью нефтяной «дочки».

Наверное, в будущем «Башнефти» придется умерить дивидендную щедрость. Она начинает весьма затратный проект разработки месторождений им. Титова и Требса, на реализацию которого потребуются значительные инвестиционные ресурсы.

Но даже не «Башнефть» стала на этот раз чемпионом щедрости. Пальму первенства перехватила «Славнефть», у которой акционеры решили забрать денег в 2,65 раза больше заработанной за 2010 год чистой прибыли. Со счетов компании акционеры выгребли и остатки прибыли прошлых лет.

Основными акционерами «Славнефти» являются «Газпром нефть» и ТНК-ВР. Они давно уже превратили совместную «дочку» в производственный придаток с полностью атрофированной финансовой самостоятельностью. Столь жесткий отбор прибыли может означать, что основные акционеры решили продолжить раздел бизнеса «Славнефти».

На протяжении длительного времени вообще не платят дивиденды «РуссНефть» и «Транснефтепродукт». Традиция не была нарушена и на этот раз.

риод годовая прибыль уменьшилась почти на треть.

В 7,6 раза упала согласно российской отчетности чистая прибыль 2010 года у «РуссНефти». Однако в докризисном 2007 году у компании произошло серьезное обострение отношений с властями, финансовым результатом которого стал чистый убыток — налоговые претензии достигли 17 млрд рублей. Конечно, на этом фоне финансовый результат минувшего года выглядит все же лучше.

Из других заметных компаний сектора на докризисный уровень чистой прибыли не вышел «Транснефтепродукт». Но это отставание не критично.

В целом, финансовая отчетность минувшего года свидетель-

ствует об уверенном выходе из кризиса компаний нефтегазового сектора. По группе ВИНК сумма чистой прибыли 2010 года превзошла уровень докризисного 2007 года в 1,6 раза. По основным компаниям сектора — более чем на треть.

Тенденции последнего финансового года выглядят не столь позитивно. Отраслевым рекордсменом стал ЛУКОЙЛ, чья чистая прибыль утроилась. В 2,7 раза выросла прибыль «Башнефти», что в значительной мере связано с консолидацией финансовых потоков дочерних обществ.

Помимо этих двух рекордсменов, чистую прибыль увеличила еще только одна ВИНК — «Сургутнефтегаз». Правда, динамика у «Сургутнефтегаза» менее сен-

сационна — рост на 12,8%. Кстати, этот показатель примерно соответствует среднему по ВИНК результату: по этой группе чистая прибыль выросла на 11,6%.

### Вопреки бытующим стереотипам, никакой сказочной доходности владение акциями российского нефтегазового сектора не приносит

Из других отраслевых компаний отличились НОВАТЭК, увеличивший чистую прибыль по РСБУ в 1,6 раза по сравнению с 2009 годом, и «Транснефть» (+25,7%).

Серьезно подпортила картину отраслевого благополучия отчетность «Газпрома», у которого прибыль снизилась на 42%. Это стало решающим фактором,

## Чистая прибыль основных компаний нефтегазового сектора РФ\*, млрд руб.

	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010/2009	2010/2008	2010/2007
Газпром	364,58	624,61	173,02	360,45	58,37%	210,72%	101,15%
Роснефть	191,90	208,18	141,31	162,02	92,18%	135,80%	118,44%
ЛУКОЙЛ	140,04	45,15	67,19	65,13	310,17%	208,42%	215,02%
ТНК-ВР Холдинг	188,25	199,88	82,70	49,42	94,18%	227,63%	380,92%
Сургутнефтегаз	128,39	113,87	143,92	88,63	112,75%	89,21%	144,86%
Газпром нефть	54,16	55,41	70,51	79,48	97,74%	76,81%	68,14%
Татнефть	38,93	50,87	34,30	44,08	76,53%	113,50%	88,32%
Башнефть	44,02	16,20	10,85	13,09	271,73%	405,71%	336,29%
РуссНефть	2,05	15,57	10,58	-12,25	13,17%	19,38%	-16,73%
Славнефть	6,28	6,48	6,18	1,17	96,91%	101,62%	536,75%
<b>ВИНК всего</b>	<b>794,02</b>	<b>711,61</b>	<b>567,54</b>	<b>490,77</b>	<b>111,58%</b>	<b>139,91%</b>	<b>161,79%</b>
НОВАТЭК	31,19	19,49	14,46	16,24	160,03%	215,70%	192,06%
Транснефть	4,89	3,89	3,68	4,02	125,71%	132,88%	121,64%
Транснефтепродукт	3,42	3,50	0,84	3,79	97,71%	407,14%	90,24%
<b>По группе в целом</b>	<b>1 198,10</b>	<b>1 363,10</b>	<b>759,54</b>	<b>875,27</b>	<b>87,90%</b>	<b>157,74%</b>	<b>136,88%</b>

\* По РСБУ

определившим отрицательную динамику чистой прибыли в сумме по основным компаниям нефтегазового сектора. За год по этой группе чистая прибыль уменьшилась на 12%.

**По группе ВИНК сумма чистой прибыли 2010 года превзошла уровень докризисного 2007 года в 1,6 раза. По основным компаниям сектора — более чем на треть**

Столь резкое ухудшение финансовой отчетности ведущей компании отрасли не является свидетельством серьезных сбоев в работе газового гиганта. За прошлый год акции «Газпром нефти» подешевели на 22%, что уменьшило чистую прибыль «Газпрома» на 152 млрд рублей. Это

**Основные компании нефтегазового сектора получили 1,2 трлн рублей чистой прибыли. Немногим более 30% этой суммы приходится на долю «Газпрома». Почти 2/3 отраслевой прибыли заработали ВИНК**

исключительно конъюнктурный фактор, которому не стоит придавать большого значения. Однако отраслевую статистику он подпортит.

Вместе основные компании нефтегазового сектора заработали за прошлый год без малого 1,2 трлн рублей чистой прибыли. Немногим более 30% этой суммы приходится на долю «Газпрома» (364,6 млрд рублей). Почти 2/3 отраслевой прибыли заработали ВИНК.

В 2009 году чистая прибыль «Газпрома» практически уравнивала соответствующий показатель по ВИНК. Газовый гигант заработал 45,8% отраслевой прибыли, а ВИНК — 52,2%

Заслуживает внимания, что по размеру чистой прибыли ТНК-ВР совсем немного уступает флагману отрасли «Роснефти» (188 и 192 млрд рублей соответственно). Крупнейшее в отрасли СП берет не столько масштабами, сколько эффективностью.

В то же время трубопроводные монополии отнюдь не являются получателями запредельных прибылей. «Транснефть» и «Транснефтепродукт» вместе заработали 8,3 млрд рублей чистой прибыли (0,7% отраслевого результата). Столько же получили «РуссНефть» со «Славнефтью», в разы отстающие по массе прибыли от других ВИНК.

### Экономия на дивидендах

Из компаний, которые дивиденды платят, самой прижими-

стой остается «Роснефть». Флагманская нефтяная компания страны выделила не дивиденды всего-то 15,25% чистой прибыли по РСБУ. Правда, доля отчислений существенно выросла по сравнению с прошлым годом, когда на выплаты акционерам было потрачено лишь 11,7% чистой прибыли 2009 года.

До мирового кризиса «Сургутнефтегаз» выделял на дивидендные выплаты более 30% чистой прибыли. В последние годы доля снизилась примерно на треть. Из прибыли 2010 года акционеры получают 21%, годом ранее — 21,2%.

На фоне более чем трехкратного роста чистой прибыли ЛУКОЙЛ очень незначительно увеличил суммы дивидендных выплат. В результате доля прибыли, распределенная акционерам, обвально уменьшилась — до 35,8% по сравнению с 98% годом ранее.

Схожая ситуация и по НОВАТЭКу: чистая прибыль выросла в 1,6 раза, а ее доля, направленная на дивиденды, уменьшилась за год с 42,8% до 39%. А из прибыли 2008 года акционеры получили почти 53%.

Стабильно из года в год «Татнефть» отчисляет акционерам порядка 30% чистой прибыли по РСБУ. Хотя по итогам 2010 года прибыль уменьшилась по формальным причинам, это существенно уменьшило сумму дивиден-

## Дивиденды основных компаний нефтегазового сектора РФ, % к чистой прибыли по РСБУ

	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010/2009	2010/2008	2010/2007
Газпром	25,00	9,10	4,90	17,50	274,71%	510,18%	142,85%
Роснефть	15,24	11,70	14,40	10,50	130,28%	105,85%	145,16%
ЛУКОЙЛ	35,83	98,00	63,30	54,80	36,56%	56,61%	65,39%
ТНК-ВР Холдинг	97,56	74,10	99,60	100,40	131,66%	97,95%	97,17%
Сургутнефтегаз	20,99	21,20	22,00	31,30	99,01%	95,41%	67,06%
Газпром нефть	38,87	30,60	36,30	32,20	127,01%	107,07%	120,70%
Татнефть	30,05	29,90	29,70	29,70	100,51%	101,19%	101,19%
Башнефть	109,68	138,60	92,20	25,50	79,13%	118,96%	430,11%
РуссНефть	0,00	0,00	0,00	0,00			
Славнефть	264,97	80,70	94,70	113,70	328,34%	279,80%	233,04%
<b>ВИНК всего</b>	<b>48,83</b>	<b>42,30</b>	<b>40,30</b>	<b>35,30</b>	<b>115,43%</b>	<b>121,16%</b>	<b>138,32%</b>
НОВАТЭК	38,95	42,80	52,90	44,00	91,02%	73,64%	88,53%
Транснефть	24,95	24,90	10,10	28,60	100,20%	247,02%	87,23%
Транснефтепродукт	0,00	0,00	0,00	0,00			
<b>По группе в целом</b>	<b>41,08</b>	<b>26,90</b>	<b>32,30</b>	<b>28,00</b>	<b>152,72%</b>	<b>127,19%</b>	<b>146,72%</b>

дендов. «Татнефть» стала единственной ВИНК, сократившей платежи в пользу своих акционеров.

Стабильность дивидендной доли в чистой прибыли «Татнефти» в значительной мере объясняется тем, что более трети акций компании принадлежит правительству Татарстана. Оно и установило 30%-ную планку.

Этим летом «Башнефть» приняла собственную дивидендную политику. Она предполагает, что ежегодные выплаты акционерам должны составлять, как правило, не менее 10%.

Другие компании определились с дивидендной политикой значительно раньше. «Роснефть» обещает акционерам не менее 10% чистой прибыли по РСБУ. Дивиденды «Газпрома» ограничены интервалом 17,5–35% чистой прибыли по РСБУ.

ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть» гарантируют дивиденды в объеме не менее 15% чистой прибыли по US GAAP. Акционеры ТНК-ВР договорились забирать не менее 40% чистой прибыли компании по US GAAP.

В сравнении с ведущими западными компаниями нефтегазового сектора обязательства большинства отечественных компаний выглядят довольно скромно. Обычной практикой является отдавать акционерам не менее по-

ловины заработанной за год чистой прибыли.

### Все в плюсе, кроме «Татнефти»

Ставки дивидендных выплат по итогам 2010 года повысили все основные компании нефтегазового сектора России, за исключением «Татнефти» (см. «Размер дивидендов на акции основных компаний»).

Более чем вдвое (с 109,65 до 235,77 рубля на акцию) увеличила платежи акционерам «Башнефть». Главным образом, это следствие консолидации бизнеса ВИНК, которую провел новый главный акционер. Кроме того, сказалось его стремление побыстрее отбить затраты на вхождение в нефтяной бизнес.

В 1,6 раза выросли дивиденды по акциям «Газпрома»: до 3,85 рубля по сравнению с 2,39 рубля годом ранее. Этот рост дался не просто. Менеджмент «Газпрома» предлагал поднять дивиденды до 2,7 рубля, что формально соответствовало нижней границе коридора, определенного корпоративной дивидендной политикой. Такое решение принесло бы глубокое разочарование инвесторам. Однако совет директоров компании, действовавший в соответствии с директивой правительства, решил повысить ставку.

Более чем на 45% выросли платежи по акциям НОВАТЭКа: с

**Компании отрасли стали щедрее делиться прибылью с акционерами. В среднем, доля прибыли, направленной на выплату дивидендов, выросла более чем в 1,5 раза**

прошлогодних 2,75 рубля на акцию до 4 рублей. Это один из лучших в отрасли показателей роста.

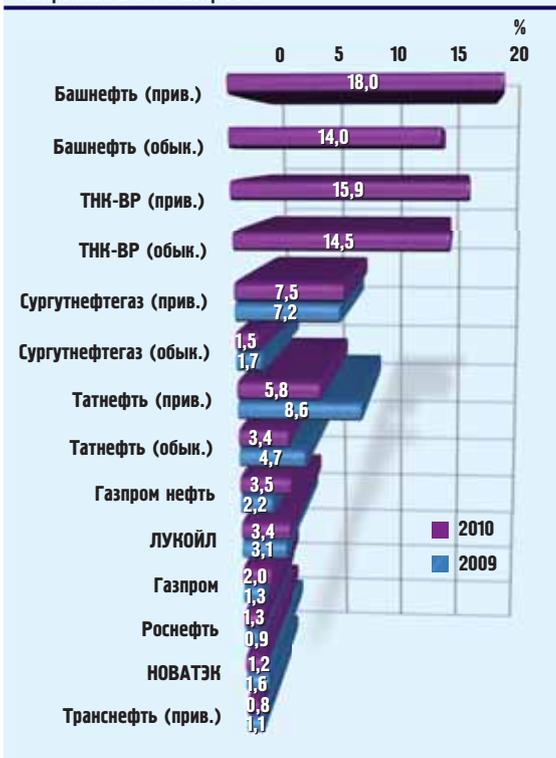
**У «Славнефти» акционеры решили забрать денег в 2,65 раза больше заработанной за 2010 год чистой прибыли. Со счетов компании они выгребли и остатки прибыли прошлых лет**

«Роснефть» решила заплатить на 20% больше, чем по итогам 2009 года. Более того, руковод-

**Из компаний, которые дивиденды платят, самой прижимистой остается «Роснефть». Флагманская нефтяная компания страны выделила на дивиденды всего-то 15,25% чистой прибыли по РСБУ**

ство компании уверяет, что 20%-ный рост является тенденцией,

### Дивидендная доходность основных компаний нефтегазового сектора РФ



которая сохранится на протяжении ряда лет. Дивиденды у контролируемой государством компании очень скромные, им есть куда расти. А народным акционерам только и остается верить в светлое будущее.

### В сравнении с ведущими западными компаниями нефтегазового сектора обязательства большинства отечественных компаний выглядят довольно скромно

Примерно на четверть выросли начисления дивидендов на акции ТНК-ВР, «Газпром нефти» и «Транснефти». «Сургутнефтегаз» и ЛУКОЙЛ увеличили прошлогодние выплаты на 11–13%. То есть, как правило, акционеры нефтегазовых компаний получают несколько больше прошлогоднего. Даже с поправкой на инфляцию.

Однако дивидендная доходность акций российских компаний нефтегазового сектора остается в большинстве случаев невысокой. По этому показателю можно понять, насколько выгодными были вложения в акции.

### Размер дивидендов на акции основных компаний нефтегазового сектора РФ, руб. на одну акцию

	2010 г.	2009 г.	2010/2009
Газпром	3,85	2,39	161,09%
Роснефть	2,76	2,30	120,00%
ЛУКОЙЛ	59,00	52,00	113,46%
ТНК-ВР (обык. и прив.)	11,89	9,59	123,98%
Сургутнефтегаз (прив.)	1,18	1,05	112,38%
Сургутнефтегаз (обык.)	0,50	0,45	111,11%
Газпром нефть	4,44	3,57	124,37%
Татнефть (обык. и прив.)	5,02	6,56	76,52%
НОВАТЭК	4,00	2,75	145,45%
Транснефть (прив.)	314,73	250,39	125,70%
Транснефть (обык.)	132,34	105,29	125,70%
Башнефть (обык. и прив.)	235,77	109,65	215,02%

За год существенно выросла дивидендная доходность по акциям «Газпрома» и «Роснефти»: на 52,3% и 38,1% соответственно. Но и после этого дивидендные выплаты этих компаний остаются практически символическими (см. «Дивидендная доходность»).

Дивидендная доходность по акциям «Газпрома» выросла с 1,3% до 2,0%. А акционеры «Роснефти» получают 1,3% стоимости акции на конец года по сравнению с 0,9% по итогам 2009 года.

Очевидно, что миноритарным акционерам было бы значительно выгоднее хранить свои сбережения на банковском депозите, чем надеяться заработать на дивидендах этих компаний. К сожалению, их размер сильно отстает даже от темпов инфляции.

Кстати, если говорить об инфляции, то очень немногие российские нефтяные компании предлагают дивиденды, приносящие реальную доходность. Это только «Башнефть» (14% по обыкновенным и 18% по привилегированным акциям) и ТНК-ВР (14,5% по обыкновенным и 16% по привилегированным акциям).

На фоне других акций нефтегазовых компаний привлекательно выглядят префы «Сургутнефтегаза» и «Татнефти», дивидендная доходность которых по итогам 2010 года составила 7,5% и 5,8% соответственно. Порядка 3,5% номинального дохода принесли дивиденды по обыкновенным акциям ЛУКОЙЛа, «Газпром нефти» и «Татнефти».

По данным РБК Daily, доходность по бумагам Exxon составляет 2,21%, Total — 5,56%, Shell — 4,99%, Chevron — 2,8%, BP — 1,9%. Можно было бы говорить, что наши компании на этом фоне не выглядят совсем уж неприглядно. Однако есть одно существенное «но». Зарубежные гранды платят своим акционерам не сгорающими в инфляции рублями, а долларами и евро.

И без того не очень высокая доходность префов «Транснефти», а также обыкновенных акций НОВАТЭКа и «Сургутнефтегаза» по итогам 2010 года снизилась. У «Сургутнефтегаза» — с 1,7% до 1,5%. У НОВАТЭКа — с 1,2% до 1,6%, а у «Транснефти» — с 1,1% до 0,8%.

Правда, акции всех трех компаний за прошлый год серьезно выросли в цене. Это, собственно, и стало основной причиной снижения их дивидендной доходности.

### Главное — капитализация

Собственно, в благополучные годы основной доход акционерам приносили не дивиденды, а бурный рост курсовой стоимости акций. Когда акции дорожают в разы, уровень дивидендных выплат не играет принципиальной роли.

Однако мировой кризис 2008 года значительно обесценил стоимость акций. К настоящему времени далеко не все компании

## Динамика стоимости акций основных компаний нефтегазового сектора РФ\*, руб.

	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010/2009	2010/2008	2010/2007
Газпром	193,5	183,0	108,0	343,0	105,74%	1,8 раза	56,41%
Роснефть	219,0	252,0	111,0	232,0	86,90%	2,0 раза	94,40%
ЛУКОЙЛ	1 742,0	1 694,0	965,0	2 067,0	102,83%	1,8 раза	84,28%
Сургутнефтегаз (прив.)	15,7	14,6	6,1	15,6	107,53%	2,6 раза	100,64%
Сургутнефтегаз (обык.)	32,3	26,8	16,5	29,5	120,52%	2,0 раза	109,49%
Газпром нефть	128,0	164,0	62,0	153,0	78,05%	2,1 раза	83,66%
Татнефть (прив.)	86,7	76,4	20,4	87,0	113,48%	4,3 раза	99,66%
Татнефть (обык.)	148,7	139,5	55,3	148,0	106,59%	2,7 раза	100,47%
НОВАТЭК	334,0	170,0	48,5	185,0	196,47%	6,9 раза	180,54%
Транснефть (прив.)	37 795,0	23 437,0	6 860,0	48 800,0	161,26%	5,5 раза	77,45%

\* Цена акций на конец года на ММВБ

нефтегазового сектора смогли восстановить капитализацию.

В конце 2007 года за акцию «Газпрома» давали 343 рубля, а в конце 2010 года — всего лишь 193,5 рубля. То есть акции за этот период «усохли» на 43,6%. На этом же временном отрезке префы «Транснефти» подешевели на 22,5% — с 48,8 тыс. рублей до 37,8 тыс. рублей (см. «Динамика стоимости акций основных компаний»).

Более чем 15% стоимости конца 2007 года потеряли к началу 2011 года акции ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти». По остальным компаниям отрасли ситуация не столь драматична. Однако в большинстве случаев капитализация лишь вернулась к докризисному уровню.

Заработать на росте курсовой стоимости акций, приобретенных в преддверии кризиса, мало кому удалось. Пожалуй, единственным исключением в отрасли стали акции НОВАТЭКа, стоимость которых за три года выросла в 1,8 раза: со 185 рублей в конце 2007 года до 334 рублей в последний биржевой день 2010 года.

В том числе за прошлый год акции НОВАТЭКа подорожали почти вдвое. Таким образом, акционеры заработали 164 рубля на росте стоимости ценной бумаги и еще 4 рубля на дивидендах. Цифры говорят сами за себя.

В 1,6 раза подорожали за год префы «Транснефти». Соответственно, выигрыш на акцию составил 14,36 тыс. рублей

плюс без малого 315 рублей дивидендов.

На 20,5% выросли в цене за прошлый год обыкновенные акции «Сургутнефтегаза». На 13,5% подорожали за этот период префы «Татнефти». Собственно, этим перечень нефтегазовых компаний, чьи акции не стали жертвой инфляционных потерь, исчерпывается.

Более того, акции «Газпром нефти» за прошлый год подешевели даже в номинальном выражении на 22% (на фоне дивидендной доходности 3,5%). А акции «Роснефти» потеряли в цене 13%.

Итоги прошедших месяцев были достаточно позитивными для акционеров. За семь месяцев в нефтегазовом биржевом сегменте подешевели только акции «Сургутнефтегаза» (на 14% обыкновенные и почти на 10% привилегированные). Остальные видные представители нефтегазового сектора к началу августа выросли в цене. В том числе обыкновенные акции «Татнефти» подорожали на 24%, НОВАТЭКа — более чем на 19%, префы «Транснефти» — на 16%.

Около 9% прибавили обыкновенные акции ТНК-ВР и «Газпром нефти». ЛУКОЙЛ и «Роснефть» подорожали на 6% и почти на 8% соответственно.

Тяжелыми на подъем остаются акции «Газпрома». За семь месяцев они подорожали немногим более чем на 3%. К сожалению, августовский обвал рынков убавил надежд на то, что результаты

нынешнего года сделают акционеров компаний нефтегазового

### Ставки дивидендных выплат по итогам 2010 года повысили все основные компании нефтегазового сектора России, за исключением «Татнефти»

сектора ощутимо богаче. Расчеты на более щедрую дивидендную политику были изначально несбыточными, а теперь еще и

### Дивидендная доходность по акциям «Газпрома» выросла с 1,3% до 2,0%. А акционеры «Роснефти» получают 1,3% стоимости акции на конец года по сравнению с 0,9% по итогам 2009 года

вера в солидный итоговый рост капитализации сильно пошатнулась. Но впереди активная осень. По традиции, в год выборов акции особенно резво прибавляют в цене.

### Заработать на росте курсовой стоимости акций, приобретенных в преддверии кризиса, мало кому удалось. Пожалуй, единственным исключением в отрасли стали акции НОВАТЭКа

Хорошо бы не нарушать эту традицию. Тогда можно будет меньше вспоминать о размере дивидендов. Для большинства компаний сектора он остается удручающе малым. 

# МИРОВЫЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ: БЕЗ СТАБИЛЬНОСТИ

**Начало ценовой нестабильности: первые нефтяные шоки**



Если не брать в расчет самые ранние этапы развития нефтяной промышленности, когда цены на нефть значительно изменялись в зависимости от открытия новых районов добычи, видно, что первая половина XX века характеризуется относительной ценовой стабильностью.

«Семь сестер» контролировали основную часть добычи нефти и конъюнктуру ее цен, намеренно удерживая ее на стабильно низком уровне. Низкие цены (см. «Среднегодовые цены...») позволяли минимизировать налоговые выплаты в традиционных регионах добычи. Период дешевой нефти сыграл важную роль для нефтяного комплекса, позволив потеснить уголь с позиции доминирующего энергоносителя. Случись «нефтяной шок» раньше, возможно, доля нефти в сегодняшнем энергопотреблении была бы ниже.

Два нефтяных шока, то есть резкий взлет цен на нефть в 1973-м и 1980 году, имели общую основную причину — срыв поставок нефти из стран Ближнего Востока. Недовольство стран ОПЕК концентрацией прибыли в руках международных нефтяных компаний, национальные движения в странах-экспортерах и Война Судного дня как идеальный политический повод привели к падению поставок стран ОПЕК примерно на 5 млн баррелей в сутки на протяжении нескольких месяцев в 1973 году, что составляло около 9% от мирового потребления. В итоге цены возросли с \$3 до \$12.

Иранская революция и последующая война с Ираком привели к тому, что совокупная среднегодовая добыча в этих двух странах сократилась к 1981 году более чем на 4,5 млн баррелей в сутки. Цены на нефть более чем удвоились с \$14 до \$36.

На цену того периода все еще оказывал значительное воздействие баланс спроса и предложения. Причиной столь стремительного взлета нефтяных котировок являлось сокращение поставок.

**В своем развитии мировой нефтяной рынок преодолел несколько этапов, различающихся механизмом ценообразования и, соответственно, ценовой конъюнктурой. Текущий этап характеризуется высокой ценовой волатильностью.**



**Основной причиной этого является начавшееся в 1980-х годах развитие биржевой торговли нефтью и последующая интеграция нефтяного рынка в мировую финансовую систему.**

**Несмотря на то, что высокая волатильность котировок несет большие риски для производителей и мировых экономик, предпосылки для изменения текущей ситуации пока не созрели.**

**Т**ЭК является основой российской экономики. По результатам 2010 года на него пришлось около 31,3% ВВП России, 44,8% налоговых поступлений и 66,9% экспортной выручки. Значительный вклад в достижение энергетическим комплексом столь крупной доли в экономике страны внесла нефтяная промышленность. На нее приходится более половины экспорта России в денежном выражении.

Расчеты ГУ ИЭС показали, что изменение цены на нефть марки Brent на \$1/барр приводит к изменению доходов консолидированного бюджета на \$1,9 млрд. В таких условиях проблема высокой волатильности мировых цен на нефть стоит остро с точки зрения не только изменения доходов нефтяных компаний, но и стабильности и экономического развития всей страны.

## Среднегодовые цены на нефть, 1924–2008 гг.



Примечание: 1924–1945 гг. — средняя цена на нефть в США;  
1945–1983 гг. — цена на нефть марки Arabian light;  
1984–2010 гг. — цена на нефть марки Brent

Источник: ГУ ИЭС по данным BP Statistical Review of world energy

## Взаимосвязь цен на нефть и свободных мощностей ОПЕК по добыче нефти, 2001–2011 гг.



Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США

Однако в полной мере проявил себя и другой фактор — панические настроения участников рынка, связанная с возможной неспособностью обеспечить потребности в нефти. Потребители готовы были платить за топливо непомерно высокую цену. В дальнейшем роль настроений участников нефтяного рынка в волатильности мировых цен лишь росла.

Замедление темпов развития стран Запада, в том числе по причине дорогого сырья, рост добычи нефти за пределами ОПЕК, меры развитых стран по снижению потребления нефти привели к падению нефтяных котировок и наступлению нового периода относительной стабильности цен.

С 1987 по 1997 годы цена на нефть держалась на уровне \$15–20. К началу XXI века рынок транс-

формировался с «рынка продавца» в «рынок покупателя». Взамен долгосрочным контрактам пришли поставки спотовых рынков, на которых цены снижались из-за падения спроса, в отличие от отпускных цен ОПЕК. Страны ОПЕК были вынуждены сокращать долю поставок по долгосрочным контрактам.

В дальнейшем изменение спроса и предложения не оказывали аналогичного долгосрочного влияния на цены на нефть. Тем не менее, азиатский экономический кризис, на который ОПЕК сразу не отреагировал сокращением добычи, привел к падению цен в 1997–1998 годах.

Снижение стоимости нефти явилось, в свою очередь, одной из причин экономического кризиса 1998 года в России. Краткосрочное воздействие на цены так-

же оказали война в Персидском заливе в 1990 году, террористическая атака башен-близнецов в Нью-Йорке 11 сентября 2001 года, забастовка рабочих в Венесуэле в 2002 году.

### Расчеты ГУ ИЭС показали, что изменение цены на нефть марки Brent на \$1/барр приводит к изменению доходов консолидированного бюджета на \$1,9 млрд

Несмотря на то, что вследствие войны в Персидском заливе добыча нефти в Ираке упала почти на 2 млн баррелей в сутки, долгосрочного влияния на ценовую конъюнктуру это не оказало. Начало последней войны в Ираке также не сопровождалось взлетом нефтяных цен.

### Низкий уровень свободных мощностей

Но в чем же причина высокой волатильности нефтяных цен в XXI веке, если они не являются следствием изменения баланса спроса и предложения? Факторов несколько, и основная их часть — финансово-экономического характера. Но прежде всего, хотелось бы отметить такой фундаментальный показатель, как свободные мощности по добыче нефти.

### В таких условиях проблема высокой волатильности мировых цен на нефть является угрозой для стабильности и экономического развития всей страны

Хроническое недоинвестирование в отрасль со стороны нефтяных компаний является одной из главных причин высокого уровня цен на сырье. Такое мнение, в частности, звучало в высказываниях Алана Гринспена и Бена Бернанке. Свободные мощности играют роль своего рода буфера между спросом и предложением. Когда они находятся на низком уровне, потребители обеспокоены потенциальными срывами поставок. Фактор страха подогревает цену, кроме того, любое обстоятельство, способное нанести

ущерб нефтедобыче, тут же отключается взлет котировок.

Данные по совокупным мировым свободным мощностям по ряду объективных причин нельзя собрать и использовать с высокой степенью достоверности. Основное внимание уделяется свободным мощностям стран ОПЕК, на которые приходится более 40% от мировой добычи нефти. С середины 2004-го по середину 2006 года низкий уровень свободных мощностей — около 1 млн баррелей в сутки — являлся основной фундаментальной причиной роста цен (см. «Взаимосвязь цен и свободных мощностей...»).

### На цены периода 1970–1980 годов все еще оказывал значительное воздействие баланс спроса и предложения, затем этот фактор теряет свое значение

Кризисное падение мирового потребления нефти вместе с незначительным снижением доли ОПЕК в мировой добыче дали основание предполагать, что в среднесрочной перспективе данный фактор ослабит свое влияние на цены.

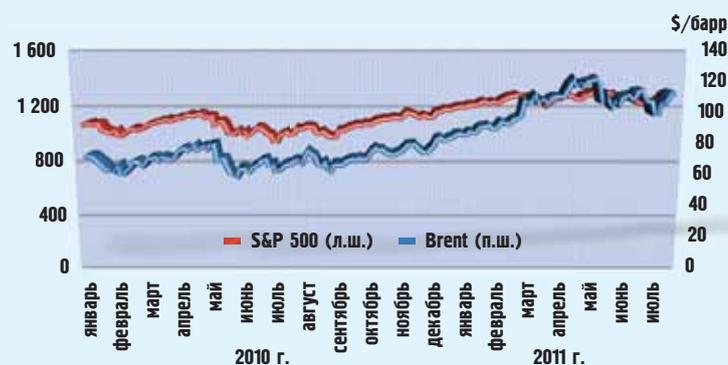
Тем не менее, в 2010 году мировое потребление нефти превысило — согласно BP Statistical Review of World Energy 2011 — предыдущий максимум 2007 года более чем на 1%, достигнув 87,4 млн баррелей в сутки. Участники нефтяного рынка вновь «вспомнили» о проблеме отсутствия свободных мощностей.

### Наступает эра, в которой цена на нефть определяется финансовыми факторами, перетоком капитала и ожиданиями участников рынка

В таких условиях политические волнения на Ближнем Востоке в начале 2011 года подняли цену на нефть более чем до \$120. Взлет цен не остановили заявления ОПЕК, что срыв поставок из Ливии будет компенсирован другими членами организации.

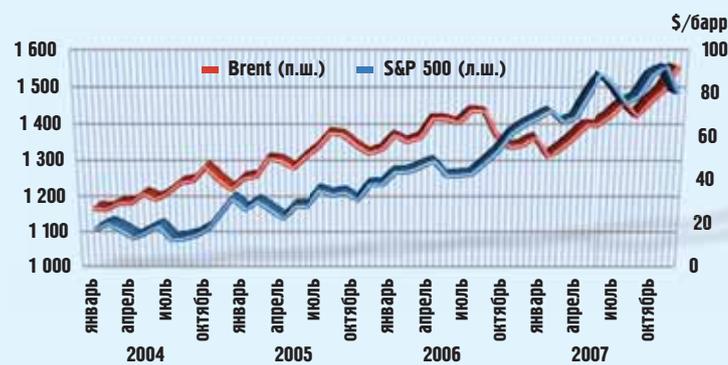
Согласно статистическим данным и самого ОПЕК, и Управления по энергетической информации США, свободных мощностей

Взаимосвязь цен на нефть и фондового индекса S&P 500, 2010–2011 гг.



Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США, Standard and Poor's

Взаимосвязь цен на нефть и индекса S&P 500, 2004–2007 гг.



Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США, Standard and Poor's

картеля достаточно, чтобы с лихвой компенсировать прекращение добычи в Ливии.

Тем не менее, зачастую участники рынка считают данные по свободным мощностям некорректными и завышенными. После того как утихли опасения, что масштабные беспорядки перекинутся на Саудовскую Аравию, цена на нефть несколько снизилась, однако пока нет оснований полагать, что фактор страха, закладываемый в цену в связи с невозможностью быстро нарастить поставки, утратит свое влияние.

#### Фондовые факторы

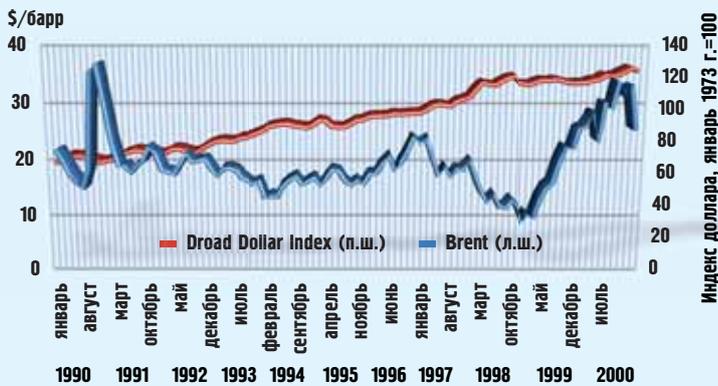
Основу текущей волатильности цен на нефть составляют финансовые факторы. Как уже отмечалось, после второго нефтяного шока началось активное развитие биржевой торговли нефтью, а в 1999 году был отменен Закон Гласса–Стиголла (1933), который ограничивал

спекулятивные операции банков, произошел приток на рынок игроков, прямо не связанных с нефтяным бизнесом, — банков, страховых и пенсионных фондов.

Цена на нефть начала определяться не реальным балансом спроса и предложения, а ее ценностью как финансового актива. В итоге, цена на нефть стала тесно коррелировать со многими финансовыми показателями, к примеру, курсом доллара и фондовыми индексами (см. «Взаимосвязь цен и фондового индекса...»).

Возьмем, к примеру, индекс S&P 500, показывающий капитализацию крупнейших американских компаний. Тренды практически совпадают, корреляция пропадает лишь на конце рассматриваемого периода, когда цена на нефть начала двигаться под воздействием политической нестабильности в странах арабского мира. Таким образом, взаимное влияние и высокая корреляция цен на нефть и

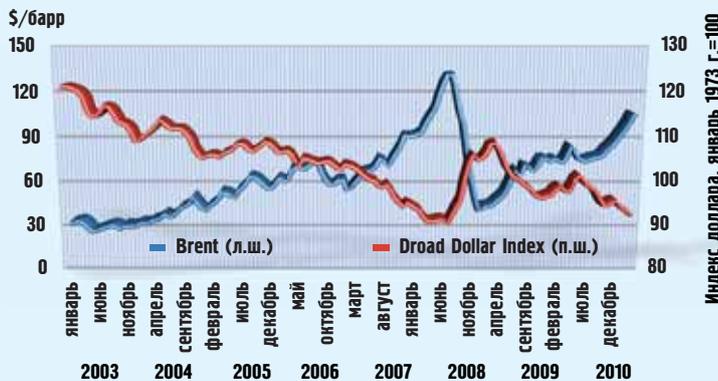
Цена на нефть и Broad Dollar Index, 1990–2000 гг.



Broad Dollar Index показывает средневзвешенный курс американской валюты относительно 26 стран – основных торговых партнеров США. За 100 единиц взят показатель января 1997 г.

Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США и ФРС США

Цена на нефть и Broad Dollar Index, 2003–2010 гг.



Broad Dollar Index показывает средневзвешенный курс американской валюты относительно 26 стран – основных торговых партнеров США. За 100 единиц взят показатель января 1997 г.

Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США и ФРС США

фондовых индексов, обусловленные движением капитала, привели к тому, что такие характеристики фондовых рынков, как высокая волатильность, цикличность, фрактальность стали присущи и нефтяным котировкам.

Корреляция цен на нефть и фондовых индексов не всегда положительна. На определенных промежутках времени данные движутся хоть и по одному тренду, но в противофазе (см. «Взаимосвязь цен и индекса, 2004–2007»). Это происходит из-за перетока денег между акциями компаний и нефтяными фьючерсами.

Особенно значим данный факт был во время мирового экономического кризиса 2008 года. Фондовые индексы начали падать в ноябре 2007 года, а цена на нефть в первой половине 2008 года росла крайне высокими темпами, оставаясь «последним оплотом» инвесторов.

Резкому росту нефтяных котировок способствовали деньги, пришедшие с фондовых рынков, что и привело к стремительному надуванию спекулятивного пузыря и его последующему схлопыванию.

## Волатильность курса доллара

Превращение нефти в финансовый актив привело к корреляции нефтяных котировок с курсом доллара. С одной стороны, это очевидно, ведь цена на нефть выражена в долларах США, поэтому усиление курса американской валюты, рост ее покупательной способности приводит к падению долларовых цен на нефть и наоборот.

## С начала XXI века цена на нефть определяется не реальным балансом спроса и предложения, а ее ценностью как финансового актива

Тем не менее, до того периода как нефть превратилась в финансовый актив, данная взаимосвязь практически не проявляла себя. Индекс доллара непрерывно рос на протяжении 1990–2000-х годов, цена же на нефть оставалась примерно на одном уровне, основу всех значительных скачков составляло изменение баланса спроса и предложения (см. «Цена нефти и Broad Dollar Index, 1990–2000 гг.»).

## Резкому росту нефтяных котировок способствовали деньги фондовых рынков с надуванием спекулятивного пузыря и его последующим схлопыванием

Но начиная с 2000-х годов между курсом доллара и ценами на нефть устанавливается тесная обратная взаимосвязь. Коэффициент корреляции между ценами на нефть марки Brent и индексом доллара с 2000 по 2010 годы составлял — 0,92 (см. «Цена и Broad Dollar Index, 2003–2010 гг.»), а с 1990 по 2000 годы — 0,43.

Благодаря движению в противофазе нефть превратилась в инструмент защиты от обесценивания доллара. При реальном и ожидаемом высоком уровне долларовой инфляции растет спрос на нефтяные фьючерсы, приводящий к росту цен на нефтяное сырье.

Изменения курса доллара способствуют росту волатильности

нефтяных цен. Докризисное снижение курса доллара приводило к росту стоимости нефти, текущая политика дешевой американской валюты также способствует увеличению цен на сырье. Цена на нефть коррелирует не только непосредственно с курсом доллара, но и с такими показателями американской экономики, как динамика ожидаемой инфляции и доходность казначейских облигаций.

### С 2000-х годов между долларом и ценами на нефть укрепляется обратная взаимосвязь: нефть начинает играть роль инструмента защиты от обесценивания доллара

Действия регуляторов американской экономики тут же сказываются на ценах на нефть. Основу посткризисного роста сырьевых активов, начавшегося в 2010 году, составляют программы количественного смягчения. Вливание ФРС США больших объемов денег в экономику путем выкупа активов у банков в рамках антикризисных программ привело к тому, что они пошли не столько в реальное производство, сколько в финансовые рынки, необоснованно поднимая котировки.

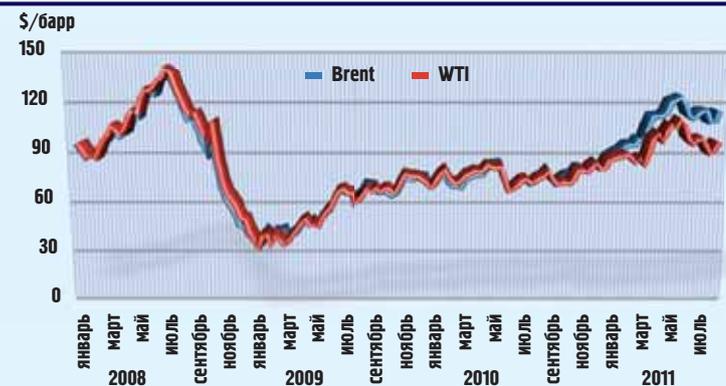
### Прекращение политики дешевых денег может привести к резкому падению цен, раздутых непропорционально реальному росту потребления нефти

Перспектива поведения цен на нефть сейчас во многом зависит от действий ФРС США. Прекращение политики дешевых денег может привести к резкому падению цен, раздутых непропорционально реальному росту потребления нефти.

#### Ожидания потребителей

Не существует единой теории, объясняющей причины возникновения «спекулятивных пузырей». Однако никем не ставится под сомнение, что основу «надувания и схлопывания» составляют действия игроков на рынках. При позитивных ожиданиях людей, независимо, логичных или нет, цена актива будет расти.

Цены на нефть Brent и WTI



Источник: ГУ ИЭС по данным Управления энергетической информации США

То же происходит и на рынке нефти. Любая новость, связанная с мировой экономикой, особенно, экономиками стран — крупнейших потребителей нефти, к примеру, известие о росте на рынке труда в США, немедленно отражается на нефтяных ценах. Постоянное изменение новостного фона способствует краткосрочной высокой волатильности котировок.

Информация о высоком уровне запасов нефти в США привела к тому, что игроки начали выражать свой «бычий взгляд» через Brent. На рынке образовалась и держится исторически максимальная разница между ценами на нефть марок Brent и WTI (см. «Цены на нефть Brent и WTI»).

Даже при практически полной остановке нефтедобывающей индустрии Венесуэлы в 2002 году цены на европейскую и американскую нефть изменились синхронно. А события в арабском мире привели к росту цен на европейскую нефть. Причем реального недостатка нефти на рынке не было.

#### Нестабильность non stop

Ныне значимых предпосылок для того, чтобы цена на нефть стабилизировалась, нет. Спекуляция на рынке нефтяных фьючерсов генерирует легкую прибыль для важных секторов американской экономики. Разговоры об ограничении деятельности спекулянтов ведутся на разных уровнях, но чаще всего не доходят до реальных действий властей.

Конечно, высокий уровень цен на нефть выгоден для России как экспортера. Однако не стоит забывать, что он вызван не только ростом мирового потребления. Еще в середине 2010 года цена на нефть составляла \$80 за баррель. Осенью, вместе со второй очередью программы количественного смягчения США, при которой экономика накачивалась деньгами, начался рост нефтяных котировок до текущих \$120.

Ясно, что существенных изменений спроса на нефть, соответствующих столь высокому росту цен, за этот период не было. В этой связи риск падения цен на нефть, возросших, во многом благодаря притоку спекулятивного капитала, весьма высок.

Сказать, превратится ли снова нефть в товар, цена на который определяется фундаментальным законом спроса и предложения, пока однозначно нельзя. Созданию текущей ситуации предшествовали многие годы развития нефтяной отрасли. Во многом ситуация на нефтяном рынке зависит от того, долго ли смогут платить потребители столь высокую цену за сырье.

Однако неверно утверждать, что для США, крупнейшего потребителя нефти в мире и основного финансового регулятора, высокие цены на нефть однозначно вредны. Американские нефтегазовые компании генерируют большую прибыль, разработка месторождений с высокой себестоимостью добычи становится рентабельной, кроме того на уровень окупаемости выходят даже дорогие проекты по развитию возобновляемой энергетики.

CTT  
WIC  
2011

IC TA  
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled/tubing  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА times

КОЛТЮБИНГ  
НП «ЦРКТ»  
НП СТТДС

14–16 сентября 2011 года,  
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»  
September, 14–16, 2011  
Aerostar Hotel, Moscow, Russia

## 12 Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

International Scientific and Practical  
Coiled Tubing and Well Intervention Conference

### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Современные методы геофизического исследования скважин.
- Технологии повышения нефтеотдачи пластов.
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе технологии проведения ГРП и оценка их эффективности.
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах.
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ.
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе добычи высоковязкой нефти.
- Нефтепромысловая химия.
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин.
- Информационное и инженерно-техническое обеспечение внутрискважинных работ.
- Вопросы стандартизации и обеспечения промышленной безопасности.

**Семинар: «Колтюбинг:  
оборудование, технологии  
и применение», 14 сентября**

**Short Course: "Coiled Tubing –  
Equipment, Applications and  
Technology", September, 14**

**Выставка: 15–16 сентября  
Exhibition: September, 15–16**

#### КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel./fax: +7 499 788 9119, +375 29 6888802

E-mail: [ctt-wic@cttimes.org](mailto:ctt-wic@cttimes.org),

[irina.gruzdilovich@cttimes.org](mailto:irina.gruzdilovich@cttimes.org)

Ирина Груздилович / Irina Gruzdilovich

[www.cttimes.org/ru/conference](http://www.cttimes.org/ru/conference)

### THE CONFERENCE SUBJECTS ARE:

- Modern methods of geophysical well logging.
- Oil recovery enhancement technologies.
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation.
- Squeeze job in oil and gas wells.
- Sidetracking, including coiled tubing.
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including high-viscosity oil production.
- Oil field chemistry.
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover.
- Information and engineering service for well intervention.
- Standardization and industrial safety issues.



[www.cttimes.org/ru/conference](http://www.cttimes.org/ru/conference)

Генеральный информационный партнер  
General Information Media Partner

Информационные партнеры  
Information Media Partners



БУДУЩЕЕ  
НЕФТИ

OIL & GAS  
JOURNAL  
RUSSIA

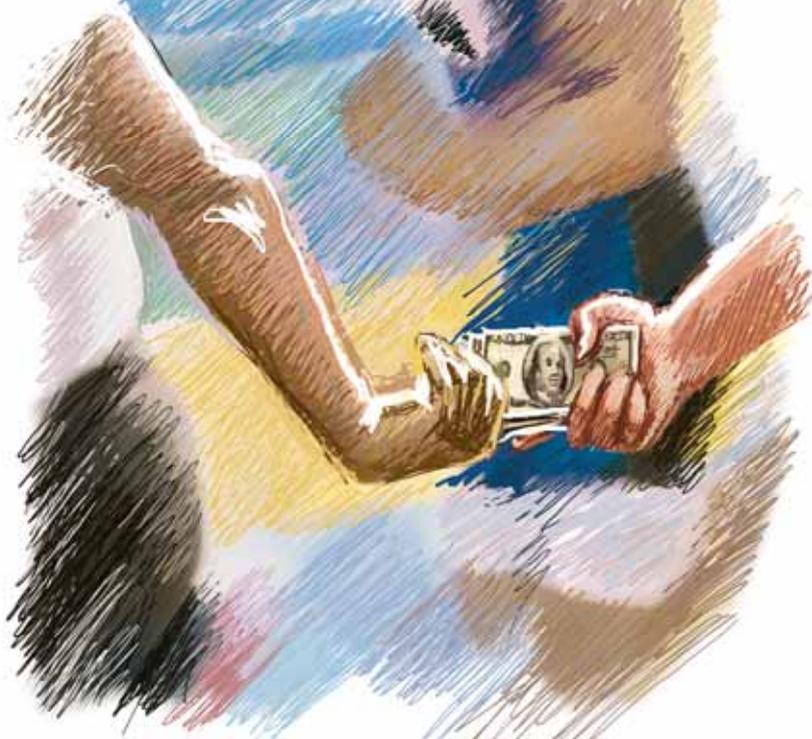
ТЕРРИТОРИЯ  
НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер  
Strategic Information Media Partner

НЕФТЕСЕРВИС

Инженер-нефтяник  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# КОРРУПЦИОННЫЙ МАРАФОН



В коррупционном рейтинге 2010 года Россия заняла 154-е место из 178 возможных. Этот малочетный уровень делят еще девять стран — среди них Камбоджа, Лаос, Кения, Папуа Новая Гвинея и другие. Автором приведенного рейтинга является международная организация Transparency International. Анализ 178 стран выявил высокую степень коррупционности в целом по миру: индекс восприятия коррупции (ИВК) почти у 75% стран оказался ниже пяти из десяти возможных. Россия, с ИВК = 2,1 балла, попала в диапазон, в котором находятся более трети всего пула стран. Динамика ИВК России показывает, что наименьшая коррупционность в стране приходилась на 2002–2004 годы.

В отношении склонности давать взятки в своей зарубежной деятельности (индекс взяткодателя, ИВ) российские компании проявили наивысшую готовность среди проанализированных 22 стран, поставив тем самым Россию на последнее место. По отраслевому анализу в среднем по миру самыми коррумпированными считаются строительный и нефтегазовый секторы. Учитывая, что нефтегазовая индустрия имеет определяющее значение в экономике России, вклад этого сегмента в коррупционный показатель страны должен быть столь же велик.

По степени прозрачности нефтегазовых компаний в отношении отчетности о состоянии коррумпированности «Газпром» оказался в самой нижней категории с индексом «0». Немного лучше положение в ЛУКОЙЛе, в то время как «Роснефть» по этому показателю находится на среднемировом уровне.

Transparency International (TI) основана в 1993 году бывшим директором Всемирного банка Петером Айгеном. В настоящее время TI имеет представительства почти в 100 странах, в том числе в России (Центр ТИ-Р). Ежегодно публикуемые TI рейтинги коррумпированности признаны наиболее авторитетными и надежными. Аналитики TI регулярно издают несколько исследовательских продуктов. Наиболее цитируемый из них — индекс восприятия коррупции (ИВК).

## ИВК: методика

Индекс восприятия коррупции (Corruption Perceptions Index, CPI) — издаваемый с 1995 года рейтинг стран по уровню административной и политической коррупции. Страны ранжируются в соответствии с полученным индексом: абсолютная коррупционная чистота характеризуется значением «10», максимальная коррупционность — значением «0».

Как получают индекс и насколько можно ему доверять?

Transparency International занимается не самостоятельной оценкой коррупционности, а обработкой информации по данным опросов предпринимателей, инвесторов, других категорий экспертов.

По самой сути явления оценка коррупционности не поддается математической обработке, и потому ИВК является скорее индексом ощущения коррупционности, индексом точки зрения, причем, не Transparency International, а авторитетных экспертных организаций. Именно поэтому в название индекса введено слово «восприятие» (Perceptions).

ИВК основывается на нескольких независимых опросах, как национальных, так и мультинациональных. В них принимают участие международные финансовые и правозащитные эксперты. Результаты 12–14 исследований и полученные ответы на перечень вопросов стандартизируются в сводной таблице, где полученные ответы ранжируются по шкале от 0 до 10 баллов.

В основе ИВК лежат опросы двух основных категорий экспер-

Индекс восприятия коррупции — 2010 по кластерам									
Кластеры	Индекс 9–10	8,0–8,9	7,0–7,9	6,0–6,9	5,0–5,9	4,0–4,9	3,0–3,9	2,0–2,9	1,0–1,9
Количество стран в кластере	5	9	9	9	15	19	38	63	11
Страны	Дания, Новая Зеландия, Сингапур, Финляндия, Швеция	Канада, Нидерланды, Австралия, Швейцария, Норвегия, Исландия, Люксембург, Гонконг, Ирландия	Австрия, Германия, Барбадос, Япония, Катар, Великобритания, Чили, Бельгия, США	Уругвай, Франция, Эстония, Словения, Кипр, ОАЭ, Израиль, Испания, Португалия	Ботсвана, Пуэрто-Рико, Тайвань, Бутан, Мальта, Бруней, Ю.Корея, Мавритания, Коста-Рика, Оман, Польша, Доминика, Зеленый Мыс, Литва, Макау	Бахрейн, Сейшель, Венгрия, Иордания, Саудовская Аравия, Чехия, Кувейт, Ю.Африка, Малайзия, Намибия, Турция, Латвия, Словакия, Тунис, Хорватия, Македония, Гана, Самоа, Руанда	(выборочно) Италия, Грузия, Бразилия, Куба, Румыния, Болгария, Сальвадор, Тринидад, Китай, Колумбия, Греция, Перу, Сербия, Тайланд, Марокко, Албания, Индия, Египет, Мексика, Замбия, др.	(выборочно) Алжир, Аргентина, Казахстан, Молдавия, Боливия, Габон, Индонезия, Эфиопия, Монголия, Армения, Белоруссия, Эквадор, Сирия, Азербайджан, Нигерия, Ливия, Йемен, Россия, Таджикистан, Киргизстан, Венесуэла, др.	Ангولا, Экв. Гвинея, Бурунди, Чад, Судан, Туркменистан, Узбекистан, Ирак, Афганистан, Мьянма, Сомали
Места в рейтинге	1–5	6–14	15–23	24–32	33–47	48–66	67–101	105–164	168–178

Источник: «Нефтегазовая Вертикаль», кластерная обработка данных ИФК-2010

Выделение: страны с развитым нефтегазовым сектором

тов: предпринимателей, которые непосредственно работают в стране, и независимых международных экспертов. Все источники измеряют общую степень распространенности коррупции (частотность и/или объем взяток) в государственном и политическом секторах. Все источники ранжируют страны, иными словами, оценивают множество стран.

Страны включаются в ИВК только при условии, что по ним имеются оценки не менее трех источников информации. Полученные в рамках опросов и экспертных оценок баллы комбинируются с целью расчета единого показателя для каждой страны.

Несмотря на то, что в начальных оценках экспертов присутствует безусловный субъективный компонент, степень объективности ИВК достигается за счет балансирования мнений, в ходе которого нивелируются субъективные или эмоциональные точки зрения.

ИВК имеет очевидный политический аспект, создавая образ

инвестиционной привлекательности страны.

### ИВК-2010: кластерный анализ и место России

Индекс коррумпированности 2010 года охватывает 178 стран. Он рассчитывался на основании данных 13 исследований, проведенных десятью независимыми экспертными организациями в период с января 2009 по сентябрь 2010 года. Среди них — 7 международных организаций: Азиатский банк развития (ADB), Африканский банк развития (AFDB), Фонд Бертельсмана (Bertelsmann Foundation), Economist Intelligence Unit, (EIU), Freedom House, Global Insight, и Всемирный Банк.

По результатам ИВК-2010 почти три четверти включенных в исследование стран набрали менее 5 баллов (см. «Индекс восприятия коррупции...»). В высшую категорию коррупционной чистоты, 10–9 баллов, попали всего 5 стран (2,8%). Наименее коррумпиро-

ванными государствами сочтены Дания, Новая Зеландия и Сингапур, набравшие по 9,3 балла. В самом нижнем диапазоне, от 1,0 до 0,9 балла, находятся 6,2% стран. Наихудшая ситуация в Сомали (ИВК = 1,1 балла), Бирме и Афганистане (по 1,4 балла).

### В коррупционном рейтинге Transparency International 2010 года Россия заняла 154-е место из 178 возможных

«Вертикаль», выделив страны с развитой нефтегазовой индустрией, обращает внимание, что в диапазон относительной коррупционной «чистоты» (более 5 баллов) попали в основном экономически развитые государства ОЭСР. Исключение составляют лишь три страны: Катар, Чили и ОАЭ.

Честь им и хвала, потому что остальные нефтегазодобывающие и экспортные страны сконцентрированы в нижнем диапазоне, с индексом коррумпированности ниже 4,0.

Россия, с индексом 2,1, попала в самый «населенный» кластер с диапазоном от 2,0 до 3,0 баллов, в котором теснятся более трети (35,3%) проанализированных стран.

### Индекс восприятия коррупции имеет очевидный политический аспект, создавая образ инвестиционной привлекательности страны

При оценке коррупционности России были использованы восемь исследований из шести источников (см. «Исследования и оценки...»). Предложенные ими индексы варьируются от 1,4 до 2,6. Самые низкие оценки выдала Global Insight (1,4) и Economy Intelligence Unit (1,9). Наименее строгими оказались оценки Мирового экономического форума.

### По результатам ИВК-2010 почти три четверти включенных в исследование стран набрали менее 5 баллов

В полной мере ИВК не может использоваться в качестве точного инструмента анализа трендов, так как база исходных данных год от года меняется. Тем не менее, проследить динамику изменений коррупционной среды в стране все-таки возможно, хотя и с определенными оговорками (например, если направление выявленных изменений подтверждается данными не менее чем половины источников, характеризующих страну).

### Нефтегазодобывающие и экспортирующие страны сконцентрированы в нижнем диапазоне с индексом коррупционности ниже 4,0

Исходя из этого улучшение показателей прослеживается в Бутане, Чили, Эквадоре, Македонии, Гамбии, Гаити, Ямайке, Кувейте и в Катаре. В то же время в США, Италии, Греции, Чехии, Венгрии, Мадагаскаре и в Нигере показатели снизились.

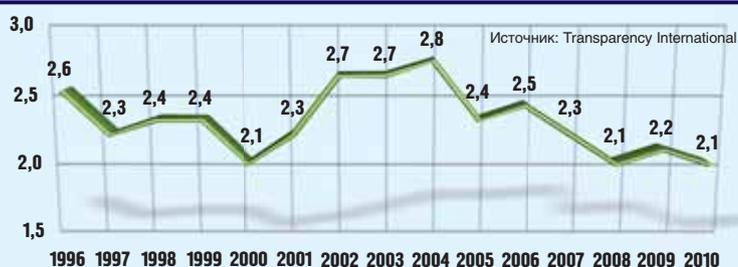
В отношении динамики ИВК России, то в той мере, в какой корректно сопоставление данных по годам, наилучшая ситуация со

#### Исследования и оценки, использованные для определения индекса коррупции России, 2010 г.

Исследование	Индекс
Freedom House	2,0
Bertelsman Foundation	2,3
Economy Intelligence Unit	1,9
Global Insight	1,4
IMD International 2009	2,0
IMD International 2010	2,1
World Economic Forum 2009	2,4
World Economic Forum 2010	2,6

Источник: Transparency International

#### Индекс коррупции России в динамике



#### Индекс прозрачности нефтегазовых компаний, 2011 г.

I. Индекс отчетности по антикоррупционным программам (100–0%)		
Место в рейтинге (выборочно)	Компании	Индекс
1	BG	93%
2	BP, BHP	84%
3	Statoil	81%
15	Роснефть	41%
27	ЛУКОЙЛ; INPEX	9%
29	Газпром, NIOC, NNPC, SNPC, SOCAR, Sonangol, Sonatrach	0%
Средний индекс по 44 компаниям		43%
II. Индекс прозрачности организационной структуры (100–0%)		
Место в рейтинге (выборочно)	Компании	Индекс
1	BG, BHP Billiton, ONGC	100%
2	BP; Woodside	94%
3	Shell, Chevron, ENI, др.	88%
4	Газпром, ConocoPhillips; Wintershall	81%
5	Роснефть, Statoil, Petrochina, KazMunaiGas, др.	75%
9	ЛУКОЙЛ; SOCAR	50%
17	NNPC	0%
Средний индекс по 44 компаниям		65%
III. Индекс прозрачности зарубежной деятельности (100%–0%)		
Место в рейтинге (выборочно)	Компании	Индекс
1.	Statoil	69%
2.	Nexen Inc.	54%
3	Talisman	40%
11.	ЛУКОЙЛ	15%
21	CNOOC, Petrochina, Petronas, Inpex, Gepetrol	0%
Средний индекс по 33 компаниям		16%

Источник: Transparency International

## Индекс взятокдателей

Место	Страна	Индекс-2008
1	Бельгия	8,8
1	Канада	8,8
3	Нидерланды	8,7
3	Швейцария	8,7
5	Германия	8,6
5	Япония	8,6
5	Великобритания	8,6
8	Австралия	8,5
9	Франция	8,1
9	Сингапур	8,1
9	США	8,1
12	Испания	7,9
13	Гонконг	7,6
14	Южная Африка	7,5
14	Южная Корея	7,5
14	Тайвань	7,5
17	Бразилия	7,4
17	Италия	7,4
19	Индия	6,8
20	Мексика	6,6
21	Китай	6,5
22	Россия	5,9

Источник: Transparency International

взятками у нас в стране была в 2002–2004 годах. Состояние коррупционности в стране в 2010 году у по сравнению с годом назад ухудшилось на 0,1 значения ИВК, а по сравнению с самым «коррупционно чистым» 2004 годом отскочило на 0,6.

### Наилучшая ситуация с взятками у нас в стране была в 2002–2004 гг.

#### Рейтинг готовности к взяточдательству

В отличие от ИВК, который характеризует готовность брать взятки, «Индекс взятокдателей» (ИВ) освещает проблему коррупции с противоположной стороны —

### Российские компании проявляют максимальную готовность к практике взяточничества за рубежом

готовность давать взятки. ИВ характеризует склонность фирм и компаний данной страны вовле-



## группа компаний ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Центральный офис: Санкт-Петербург: +7 812 334-5561, +7 812 334-5562  
 Главные представительства:  
 Москва: +7 499 176-8772, +7 499 176-9029, Сан-Паулу: +55 11 2246-2737  
 Дели: +91 124 257-7212, +91 124 257-7215, Мюнхен: +49 89 1678-5670

*Искусство  
отличаться от других!*



» Группа ЦЭ поддерживает  
Международные Соревнования по плаванию  
«Кубок Владимира Сальникова»

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

Группа компаний «Городской центр экспертиз» (ГЦЭ) — один из мировых лидеров на рынке услуг по промышленной безопасности, экологии и охране труда. Крупнейший энергоаудитор Европы.

В России дивизион Группы ГЦЭ в области технического консалтинга представлен шестью компаниями и филиалами в крупных промышленно-финансовых центрах страны. Клиентами Группы являются такие индустриальные лидеры, как Ford, Enel, British Petroleum, Газпром, РУСАЛ, СИБУР, Транснефть, ЛУКОЙЛ, РусГидро и многие другие.

Спектр услуг разнообразен. Это экспертиза промышленной безопасности, пожарный аудит, диагностика зданий, сооружений и технических устройств, энергоаудит, природоохранное нормирование, аттестация рабочих мест, сертификация организации работ по охране труда, консалтинг в области систем менеджмента (ISO, OHSAS) и многое другое.

каться в коррупционную практику при ведении бизнеса за рубежом. Он основывается на опросе руководителей компаний по вопросам методов ведения бизнеса, демонстрируемых зарубежными фирмами в их странах.

## Нефтегазовый сектор занимает второе место по уровню коррупционности после строительного

Индекс измеряется в баллах от 0 до 10. Чем выше балл, тем меньше готовность компаний, зарегистрированных в данной стране, давать взятки при организации своего бизнеса в других странах. На основании опроса составляется рейтинг взяточничества стран.

## По антикоррупционной отчетности наихудший рейтинг у «Газпрома» и еще 8 национальных компаний

Последнее исследование было проведено в 2008 году на базе опроса 2742 руководителей фирм 26 стран в ходе Мирового экономического форума. По полученным данным составлен рейтинг стран (см. «Индекс взяточничества»).

## По прозрачности зарубежного бизнеса ЛУКОЙЛ демонстрирует лучшие показатели, чем BP, Shell, ExxonMobil и BG (8%)

В соответствии с ним Бельгия (ИБ = 8,8) и Канада (ИБ = 8,8), или точнее компании, зарегистрированные в этих странах, наименее склонны вовлекаться в коррупционный процесс в стране, где ведется бизнес. На последнем месте оказалась Россия, компании которой проявляют максимальную готовность к практике взяточничества за рубежом (ИБ = 5,9).

### Рейтинг прозрачности нефтегазовых компаний

Transparency International ежегодно выпускает еще один исследовательский продукт — «Гло-

бальный барометр коррупции» (ГБК). Среди прочего он позволяет ранжировать степень коррупционности различных отраслей мировой экономики. В соответствии с ГБК нефтегазовый сектор занимает второе место по уровню коррупционности после строительного.

Учитывая это, TI в 2011 году подготовила рейтинг прозрачности мировых нефтегазовых компаний. Исследование проводилось по трем критериям: отчетность по антикоррупционным программам, прозрачность организационной структуры, прозрачность зарубежной деятельности. Были проанализированы 44 ведущие нефтегазодобывающие компании из 30 стран мира, в том числе 20 международных корпораций (IOC) и 24 национальные компании (NOC).

Из российских в этом списке присутствуют «Газпром», «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Пул исследования соответствует 60% мировых доказанных запасов и более 60% добычи нефти, 55% доказанных запасов и почти 60% добычи газа. Информационной базой служили только открытые опубликованные документы компаний.

Самой лучшей компанией в отношении соблюдения отчетности по антикоррупционной программе оказалась британская BG, документы которой дали позитивные ответы почти на все позиции опросного листа (см. «Индекс прозрачности нефтегазовых компаний»). Наихудший рейтинг у восьми компаний NOC, которые получили индекс 0%. Среди них наш «Газпром». «Роснефть» с показателем 41% располагается в середине списка, а ЛУКОЙЛ с 9% — глубоко внизу.

В среднем по 44 исследованным компаниям показатель отчетности по антикоррупционным программам составил 43%. Результаты исследования выявили, что нефтегазовые компании редко применяют три существенных элемента антикоррупционного кода: запрет на упрощенные платежи, регулярная отчетность о коррупционных эпизодах и антикоррупционный тренинг. Отмечается, что IOC де-

монстрируют значительно лучшие показатели, чем NOC.

По категории «прозрачность организационной структуры» средний показатель выше, чем по антикоррупционной отчетности, — 65% по тем же 44 компаниям. При этом доминирование IOC над NOC выражено слабее, поскольку европейские и американские корпорации неохотно раскрывают свои дочерние подразделения и партнеров по операциям апстрим. Наилучшие результаты демонстрируют индийская ONGC, австралийская BHP и британская BG. Наихудшие показатели у нигерийской NNPC (0%).

Российские компании в этой категории занимают вполне достойное положение: «Газпром» (81%) делит 4-е место с ConocoPhillips, «Роснефть» с индексом 75% попадает на пятое место в составе самой представительной группы, в которую входят 10 компаний, в том числе Exxon Mobil, Statoil, PetroChina, Sinopec, KazMunaiGaz и др. ЛУКОЙЛ с оценкой 50% вместе с азербайджанской SOCAR располагается на 9-м месте.

Показатель «прозрачность зарубежной деятельности» включает несколько позиций, такие как финансовые трансферы принимающей стране, прибыли и убытки, и пр. Анализ показал, что прозрачность зарубежных операций у компаний очень низкая. В среднем по 31 компании (остальные 13 за рубежом не работают) — 16%, а такие показатели, как прибыли и убытки, еще ниже.

Наилучший показатель по этой позиции у Statoil (69%), наихудший (0%) — у китайских компаний CNOOC и Petrochina, а также малайзийской Petronas и японской Inpex. Среди российских компаний в этой категории присутствует только ЛУКОЙЛ, который активно участвует в добыче нефти за рубежом. С индексом 15% он занимает 11-е место непосредственно после ConocoPhillips, которое делит с австрийской OMV, и демонстрирует лучшие показатели, чем BP (14%), Shell (10%), ExxonMobil (10%) и BG (8%).



**НИПИГАЗ**

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА

350000 г.Краснодар, ул. Красная, 118  
тел. (861) 238-60-60 факс. (861) 238-60-70  
e-mail: info@nipigas.ru сайт: www.nipigas.ru

## **XXV юбилейное Всероссийское межотраслевое совещание**

«Проблемы утилизации попутного нефтяного газа  
и оптимальные направления его использования.  
Энергоэффективность»

г. Геленджик, сентябрь 2011



**XXV юбилейное Всероссийское межотраслевое совещание проводится при поддержке:**



# ПАНОРАМА: МЕЙДЖОРЫ МЕНЯЮТ ПРИОРИТЕТЫ

## Новые горизонты: матричная нефть

Недавно промелькнуло сообщение, что в Оренбургской области нашли месторождение матричной нефти. На самом деле о наличии этих своеобразных скоплений известно с 1980-х годов. Тогда на Оренбургском газоконденсатном месторождении при исследованиях остатков образцов керна было выделено сырье, которое состоит из озокерито- и церезиноподобных компонентов, твердых парафинов и других углеводородных составляющих.

Их детальное изучение привело к открытию нового вида углеводородного сырья, названного матричной нефтью. По заключению экспертов Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Минприроды России, в 2005 году ресурсы матричной нефти в Оренбургском газоконденсатном месторождении составляют 2,56 млрд тонн н.э.

Матричная нефть является новой разновидностью углеводородного сырья, установленного в пределах карбонатных резервуаров газоконденсатных месторождений. Это интересный феномен для геологии, им занимается большая наука. Переходу в практическое русло препятствует отсутствие технологий добычи. Дело в том, что матричная нефть как бы срослась с карбонатной породой, стала ее составной частью и может быть добыта с помощью специальных растворителей.

Директор Института проблем нефти и газа А. Дмитриевский поясняет, что «скважины, прошедшие через плотную часть резервуара, не могут извлечь матричную нефть, так как она плотно связана с матрицей породы — откуда и ее название. Но такую нефть можно растворить. На Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении пробурены две скважины, которые дают такую нефть.

Процесс растворения дороже, чем фонтанирующая скважина, но зато мы получаем продукт, содержащий не только углеводороды, но и всю таблицу Менделеева. При растворении этой нефти высвобождаются газ и конденсат, высокомолекулярное сырье сорбирует, удерживает большое количество газа и конденсата. Растворяя эту нефть, мы пополняем традиционные залежи Оренбургского месторождения газом и конденсатом — то есть возникает суммарный эффект разработки традиционных слоев.

Оценить экономические параметры этой работы можно лишь при выходе на масштабную добычу и после проведения промышленных испытаний технологии переработки. Это новая нефтегазохимия для страны, причем мы знаем и другие месторождения, где могут встретиться немалые запасы матричной нефти».

## Газификация Saudi Aramco

Запасы свободного газа Saudi Aramco, крупнейшей нефтяной компании мира, за 15 лет выросли в три раза. К 2015 году добыча газа достигнет 15,5 млрд ф<sup>3</sup> в день (160 млрд м<sup>3</sup> в год). Более 25% нового газа будет поступать из двух источников: с первого на шельфе страны газового месторождения Karan с 2013 года и по газовой программе Wasit с 2014 года.

В ближайшее пятилетие рост добычи газа произойдет только за счет обычных месторождений. Однако Saudi Aramco приступила к изучению возможного потенциала нетрадиционных ресурсов газа на территории страны.

Второе новое направление стратегии Saudi Aramco связано с зарубежной деятельностью. До сего времени зарубежные операции компании ограничивались сферой нефтепереработки через СП и доли в акционерном капитале иностранных НПЗ.

Новая стратегическая инициатива — Strategic Intent, рассчитанная на период до 2020 года, предполагает агрессивную глобализацию компании, с выходом на разведку, добычу и переработку нефти и газа в более чем 50 стран мира. Взят курс на то, чтобы к 2020 году Saudi Aramco стала ведущей мировой интегрированной энергетической и химической компанией.

## Исламский поток в Европу

По сообщению газеты «Московские новости», со ссылкой на иранское агентство Shana, Иран, Ирак и Сирия подписали меморандум о строительстве газопровода через Ливан в Западную Европу. Новый проект получил название «Исламская магистраль», стоимость трубопровода — \$10 млрд, протяженность — 5000 км. Источником сырья должно стать иранское месторождение Южный Парс.

Главное условие успеха — ресурсная база, заявил управляющий директор National Iranian Gas Company (NIGC) Джавад Оджи: извлекаемые запасы Южного Парса составляют 16 трлн м<sup>3</sup>. По его словам, разработкой маршрута и финансированием проекта займется международная компания, которую еще предстоит выбрать, строительство может занять три-пять лет. Чиновники Министерства нефти Ирака подтвердили факт подписания соглашения.

Эксперты считают, что новый «газовый поток» составит конкуренцию проектируемому Евросоюзом Nabucco, маршрут которого будет проложен из Средней Азии и прикаспийского региона в Европу. Ожидается, что участок в 1,5 тыс. км от юга Ирана до Дамаска войдет в строй в период между 2014 и 2016 годами. Консорциум госкомпаний Ирана, Сирии и Ирака заявляет, что готов сотрудничать с частными компаниями, включая западные.

## Мейджоры скупают нетрадиционный газ

Крупные компании последовательно расширяют свое присутствие в секторе сланцевого газа. По подсчетам IHS Herold, суммарные сделки по приобретению активов в сланцевом секторе США увеличились с \$15 млрд в 2008 году до более \$50 млрд в 2009-м и \$38 млрд в 2010-м. На середину 2011 года общий объем сделок составляет \$33 млрд.

Только за период с 1 июня 2011 года ExxonMobil потратила \$3,5 млрд на приобретение сланцевых месторождений газа. После покупки год назад XTO Energy за \$34,9 млрд, компания стала крупнейшим производителем газа в США. В настоящее время скважины XTO — самые продуктивные газовые объекты Exxon в штате.

После этого приобретения последовало поглощение Ellora Energy за \$695 млн и покупка за \$575 млн сланцевых скважин Petrohawk Energy в Арканзасе. Последней новостью стало приобретение за \$1,7 млрд компаний Phillips Resources и TWP, работающих на сланцах Marcellus в штате Пенсильвания.

Marathon Oil Corp., уже после разделения на две компании, купила за \$3,5 млрд 141 тыс. акров массива Eagle Ford в Техасе. BHP Billiton Ltd. согласилась заплатить \$12,1 млрд за Petrohawk Energy Corp. ConocoPhillips подписала соглашение с австралийской компанией New Standard Energy Ltd. о совместной разведке сланцевого массива Goldwyer в бассейне Canning в Западной Австралии. Chevron завершила покупку Atlas Energy Inc. за \$4,3 млрд. Это приобретение сделает компанию самым крупным производителем газа из сланцев формации Marcellus.

Внедрение мейджоров в освоение газа из нетрадиционных источников сланцевыми проектами не ограничивается. Из последних примеров, BP собирается инвестировать \$15 млрд в течение 10 лет в разработку газа в плотных породах на блоке 61 в Омане, а также планирует приобретение миноритарных долей в четырех новых проектах разработки газа из угольных пластов в Индонезии.

ExxonMobil с долей 49% участвует в разработке газа из угольных пластов на Калимантане, Shell реализует проект GTL в Катаре и строит первый в мире плавучий завод по сжижению газа в Австралии.

## Газификация Shell

Уже со следующего года англо-голландский концерн Shell станет больше газовым, нежели нефтяным: компания намерена сместить основное направление деятельности с добычи нефти на добычу газа. На текущий момент соотношение между добычей нефти и газа у Shell составляет примерно 50:50, но уже в 2012 году оно будет изменено в пользу добычи газа.

Shell исходит из того, что запасы газа достаточно обширны и распространены. Такое решение объясняется более высокой рентабельностью рынка газа. Рост спроса на газ будет составлять примерно 2% в год, а рост спроса на нефть — около 1%, считают аналитики компании. Топ-менеджеры компании подтверждают эту информацию.

Глава Shell Питер Возер: «Наш приоритет — газ. И тенденция эта будет усиливаться... в газовом бизнесе нужно иметь запас дыхания, как у стайера на длинной дистанции» (РБК DAILY, 06.06.11»).

«Как раз именно фокус на газ, на газовые проекты и является частью стратегии концерна Shell в последние два десятилетия. Мы планируем с 2012 года добывать больше газа, чем нефти. По нашим расчетам, в долгосрочной перспективе газ будет занимать более крупное место по сравнению с нефтью в топливной составляющей мировой энергетики. Кроме того, с точки зрения капитальных затрат газ является наиболее оптимальным видом топлива» («Ъ», 19.07.11)

Из интервью исполнительного вице-президента Shell по инновациям и НИОКР Джеральда Схотмана: «Газ — не просто «переходный» вид топлива, а скорее «целевой». Аргументами за использование газа являются его изобилие и экономическая рентабельность» (www.gazeta.ru, 11.07.11).

## ConocoPhillips делится на два

Совет директоров компании ConocoPhillips одобрил разделение на две независимые компании. Одна из компаний сохранит прежнее название и займется геологоразведкой и добычей, с акцентом на зарубежные страны, вторая — нефтепереработкой и сбытом, преимущественно в США.

По мнению руководства компании, разделение бизнеса на upstream и downstream позволит повысить доходы акционеров на вложенный капитал. «Мы пришли к выводу, что две независимые компании, фокусирующие интересы на конкретном бизнесе, смогут с большей выгодой решать свои стратегические задачи», — заявил гендиректор ConocoPhillips Джеймс Малва.

Предполагается, что процесс разделения будет завершён в первом полугодии 2012 года. Работа по определению конкретной схемы и персоналий управления и менеджмента обеих компаний начинается незамедлительно, говорится в пресс-релизе ConocoPhillips.

Процесс разделения бизнесов, по-видимому, будет сопровождаться чистой продажей активов. Ранее сообщалось, что ConocoPhillips рассматривает возможность продажи активов стоимостью \$5–10 млрд, в том числе и некоторых НПЗ.

# InFusion ECS

## ПРОРЫВ В ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ

Компания Invensys Operations Management (подразделение Группы компаний Invensys) является лидирующим мировым поставщиком систем автоматизации и информационных технологий, программных решений, услуг и консультационной поддержки для предприятий производственных и инфраструктурных отраслей.

Ныне в России компания представляет свой очередной технологический прорыв: полноценную систему управления предприятием — InFusion ECS (EnterpriseControl System), значительно облегчающую оптимизацию бизнеса за счет синхронизации бизнес-стратегии предприятия с тактикой управления всеми производственными процессами в режиме реального времени.

**С**истема InFusion ECS — основа для взаимодействия сотрудников, технологических процессов и систем — состоит из аппаратных и программных компонентов, которые необходимы для выработки последовательных, целостных и своевременных решений по управлению организацией (см. «Преимущества ECS»). Благодаря интеграции систем и технологических процессов в масштабе всего предприятия персонал получает полную информацию о ситуации в реальном времени.

### **Технология ArchestrA**

Система управления предприятием InFusion ECS построена на базе платформы ArchestrA. Это испытанная компонентная, объектная и сервисная платформа интеграции, которая была специально разработана для обеспечения стабильного управления организацией. Она позволяет осуществлять подключение и взаимодействие разрозненных систем автоматизации и производственных процессов.

ArchestrA продлевает период эксплуатации существующих систем за счет использования передовых промышленных стандартов и программных технологий. Она также служит для

унификации продуктов компании Invensys, которые создают целостную систему управления InFusion. Платформа «индустриализирует» Microsoft.NET и другие технологии Microsoft.

### **ИНТЕРВЬЮ КРИС ХОТБЛЭК**

*МЕНЕДЖЕР НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ INVENSYS OPERATIONS MANAGEMENT В ЕВРОПЕ*

**Ред.:** Чем ECS может заинтересовать нефтегазовые компании?

**К.Х.:** Автоматизацией бизнес-процессов: ECS предоставляет нашим клиентам инструменты, с помощью которых они получают именно ту информацию, которая им нужна.

На месторождении, к примеру, неожиданно возникает какая-то проблема или сбой работы оборудования. С помощью InFusion ECS специалист может незамедлительно уточнить местонахождение неисправного оборудования и определить, в чем заключается проблема. Таким образом и осуществляется автоматизация рабочих процессов.

Кроме того, компания выступает генеральным подрядчиком по комплексной автоматизации многих НПЗ России. ArchestrA — это как раз технология, которая объединяет не только наши решения, но и других поставщиков услуг по автоматизации. Она интегрирует решения всевозможных компаний. Это абсолютно новый подход: мы не заставляем заказчиков все приобрести у нас, а предлагаем решение, которое все интегрирует воедино.

**Ред.:** Каков рецепт успеха?

**К.Х.:** Мы не просто продаем наши услуги, а продумываем лучшее решение для нашего клиента. И если нам требуется применение программ какой-либо третьей стороны, мы с радостью это делаем. Мы действительно детально представляем себе, как работают компании нефтегазоперерабатывающей отрасли. Система управления предприятием InFusion ECS способствует значительному росту прибыли и ускоряет оптимизацию бизнеса.

**Ред.:** «Партнерская экосистема» уже увлекла кого-то в России?

**К.Х.:** Invensys сотрудничает в России с рядом компаний-партнеров и интеграторов. В частности, на нефтегазовом рынке нашим партнером является Группа компаний «Таймзикс» (TimeZYX) — ведущая организация российского Национального центра развития инновационных технологий (НЦ РИТ) — некоммерческого партнерства, созданного для решения задач повышения эффективности использования природных ресурсов.

Invensys интегрировал решение «Таймзикс» по созданию полноценной цифровой геологической 3D-модели многопластовых нефтяных и нефтегазовых месторождений со своим решением PipePhase по моделированию трубопроводных сетей. Интеграция решений теперь позволяет создавать мощные инструменты по оценке уровня добычи нефтяного месторождения. Мы и впредь будем развивать такие партнерские отношения.

ленной автоматизации. Эта сеть называется «партнерской экосистемой».

Она предоставляет большое разнообразие услуг и решений, которые ускоряют период вывода новой продукции на рынок, а также увеличивают доход от инвестиций и обогащают опыт заказчиков. Это позволяет компаниям увеличить эффективность во многих областях своей производственной деятельности, в том числе в нефтегазовом бизнесе. 

#### ПРЕИМУЩЕСТВА ECS

InFusion ECS позволяет:

- постоянно наблюдать за исполнением процессов и состоянием оборудования, а также передавать эти данные нужным сотрудникам в нужное время;
- предугадывать будущие результаты деятельности;
- продлевать срок полезного использования и производительности существующих активов;
- легко интегрировать новые активы и получать максимальную отдачу от своих инвестиций;
- взаимодействовать друг с другом эксплуатационному персоналу из разных служб предприятия, а также с их коллегами (инженерами, управленцами);
- сокращать время разработки и реализации новых проектов и получать более быструю окупаемость

#### «Партнерская экосистема»

Вместе с компанией Invensys работает более 3000 поставщиков, дистрибьюторов, изготовителей оригинального оборудования, системных интеграторов и провайдеров решений, которые все вместе создают одну из самых крупнейших сетей вспомогательных услуг в промыш-



**ВНИМАНИЕ!**

**Этот сайт содержит графические изображения производительности**

Присоединяйтесь к нашему путешествию

**InFusionJourney.com**

Также подойдет аудитории, для которой пока не привычна высокая производительность.

[iom.invensys.com/RU](http://iom.invensys.com/RU)

**invenSYS**  
Operations Management

Avantis Eurotherm Foxboro IMBore InFusion SimSO-Esscor Skella Triconex Wonderware Real Collaboration. Real-Time Results.™

# ЗА ЦИТАТАМИ ГАЗПРОМА...

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА  
«Нефтегазовая Вертикаль»



На традиционных июньских брифингах топ-менеджеры добросовестно осветили очередные победоносные события «Газпрома» по всем направлениям, а также заверили в блестящем будущем компании. Все это так, да не совсем. При очевидном ресурсном изобилии «Газпрома» новая база добычи газа фактически не подготовлена. Около 42% всех разведанных запасов находятся вне ареала развития газотранспортной инфраструктуры. Только за один 2010 год объем запасов, обеспечивающих стабильную добычу, сократился на 1,8 трлн м<sup>3</sup>, а запасы с падающей добычей увеличились на 1,1 трлн м<sup>3</sup>. Плановые уровни добычи на ближайшие годы снижены, докризисный объем вряд ли будет достигнут даже в 2013 году. Сопоставление прогнозов добычи и потребления газа на основных рынках приводит к выводу, что при сохранении темпов роста годового спроса в Европе и России на уровне 2011 года «Газпрому» может не хватить порядка 40–60 млрд м<sup>3</sup> газа в 2013 году и 20–40 млрд м<sup>3</sup> в 2014-м. Жесткая политика неуступок в вопросах цены ведет к потере рынков: в 2010 году доля российского газа в потреблении всей Европы сократилась с 32,6% до 26%. Выручка «Газпрома» на внутреннем рынке в 2010 году выросла на 24%, а объем реализации газа — на 2,2%. В 2011 году ожидается дальнейший рост и цен, и доходов, но планируемые инвестиции в газификацию России сократятся на 0,6 млрд рублей.

**Н**а недостаток информации о деятельности «Газпрома» пожаловаться нельзя. СМИ во главе с пресс-службой ежедневно поставляют большое

количество сведений о самых разных сферах жизни концерна, как, в сущности, и должно быть, учитывая государственный статус компании.

Проблема в том, что многочисленные цифры, факты и фактики напоминают сваленные в беспорядке пазлы. Когда пытаешься их сложить, то сталкиваешься с тем, что некоторые детали не совсем точно вырезаны, и плохо совмещаются.

Очередные пазлы презентовались и в ходе пресс-конференций, традиционно предшествующих Годовому собранию Газпрома. Вот некоторые цитаты.

## «Компания уверенно обеспечивает

ежегодный прирост запасов»

Это так, но не совсем. Реальная картина не столь блестящая. Во-первых, в 2010 году запасы сократились на 520 млрд м<sup>3</sup>. Правда, произошло это из-за передачи 51%-ной доли ООО «СеверЭнергия», но снижение есть снижение (см. «Структура изменения запасов газа «Газпрома» в 2010 году»).

Во-вторых, приросты в результате ГРП превысили добычу всего на 39 млрд м<sup>3</sup>. Столь скромный темп наращивания минерально-сырьевой базы якобы соответствует планам на 2006–2010 годы о простом воспроизводстве добычи. Может быть и так, но в условиях истощения действующих месторождений и гигантских планов строительства новых экспортных трубопроводов такая стратегия выглядит неадекватной.

К слову, с 2007 года прослеживается один и тот же уровень превышения приростов запасов за счет ГРП над добычей — примерно 40 млрд м<sup>3</sup> (см. «Приросты запасов по ГРП и добыча газа»). Учитывая, что в разведке большую роль играет удача, такая стабильность представляется странной.

Например, в 2010 году половину прироста обеспечило Южно-Кириновское месторождение. Это новое месторождение, которое открыли в 2009 году, провели разведку и в 2010 году утвердили 260 млрд м<sup>3</sup> запасов. Если бы не оно, то прирост запасов был бы

Структура изменения запасов газа «Газпрома» в 2010 г., млрд м <sup>3</sup>							
Запасы на 01.01.2010	Добыча 2010	Прирост за счет ГРП	Передача в нераспределенный фонд	Лицензии	Переоценка	Сделки с активами	Запасы на 01.01.2011
33 578	508,6	547,7	-50,9	120,0	-7,6	-625,5	33 053

Приросты запасов по ГРП и добыча газа «Газпрома» по годам, млрд м <sup>3</sup>			
	Прирост за счет ГРП	Добыча	Разница
2006	590,9	556,0	34,9
2007	592,1	548,6	43,5
2008	583,4	549,7	33,7
2009	468,8	461,5	7,3
2010	547,7	508,6	39,1

Новые запасы газа, учтенные в ГКЗ в 2010 г., млрд м <sup>3</sup>			
Месторождение и залежи	Прирост за счет ГРП	Категория	Возможный уровень годовой добычи
Южно-Кириновское м-ние	260	(C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	
Абаканское м-ние	32	(C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	?
Кириновское м-ние (доразведка)	62 (C <sub>1</sub> )	C <sub>1</sub>	4,2
<b>Всего</b>	<b>354</b>	<b>C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub></b>	<b>?</b>
Новые залежи, доразведка	193,7?	?	?
<b>Итого</b>	<b>547,7</b>	<b>C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub></b>	<b>?</b>

вдвое меньше добычи. Действительно удача, которую предсказать нельзя.

В отношении компенсации добычи следует учесть еще и то, что хотя официально приросты запасов объявляются по категории C<sub>1</sub>, частично в них попадают и C<sub>2</sub>, которые еще нужно подтверждать (см. «Новые запасы газа, учтенные в ГКЗ в 2010 г.»).

«Газпром» признает, что качество сырьевой базы ухудшается. О том, с какой скоростью это происходит, говорят цифры (см. «Распределение запасов газа по

сложности освоения»). Если еще год назад можно было рассчитывать, что 23% всех запасов могут обеспечить стабильную добычу, то в 2010 году эта категория сократилась до 17,8%, а доля запасов с падающей добычей выросла почти до 20%.

Только за один 2010 год объем запасов, обеспечивающих стабильную добычу, сократился на 1,8 трлн м<sup>3</sup>, а запасы с падающей добычей увеличились на 1,1 трлн м<sup>3</sup>. По словам Александра Ананенкова, заместителя председателя правления ОАО «Газпром»,

пока активно работают относительно не старое Заполярное и еще семь месторождений, запу-

**Реальная картина не столь блистательна. Во-первых, в 2010 году запасы сократились на 520 млрд м<sup>3</sup>. Во-вторых, приросты в результате ГРП превысили добычу всего на 39 млрд м<sup>3</sup>...**

щенных в 2007 году в том же Надым-Пур-Тазовском районе. Их суммарная производительность 200 млрд м<sup>3</sup>.

**Только за один 2010 год объем запасов, обеспечивающих стабильную добычу, сократился на 1,8 трлн м<sup>3</sup>, а запасы с падающей добычей увеличились на 1,1 трлн м<sup>3</sup>**

Основной же фонд месторождений, почти 63% в 2010 году, находится в удаленных районах и/или содержит сложные и глубоководные залежи.

Давно стало аксиомой, что «Группа «Газпром» является крупнейшей компанией мира по величине запасов природного газа». Вроде бы так, но опять не совсем. На начало 2011 года запасы по категории ABC<sub>1</sub> составили 33,05 трлн м<sup>3</sup>. Но это по россий-

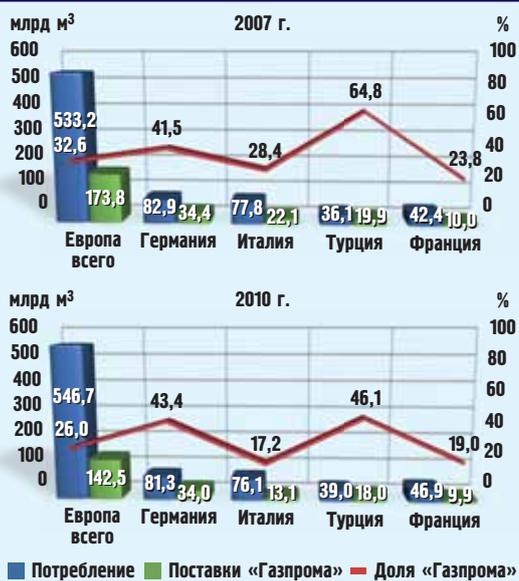
**На начало 2011 года запасы России по категории ABC<sub>1</sub> составили 33,05 трлн м<sup>3</sup>. Но это по российской классификации. По PRMS в 2010 году 93% запасов газа ABC<sub>1</sub> в пересчете на 100% составляют 24 трлн м<sup>3</sup> — меньше, чем у Qatar Petroleum**

ской классификации, которая, как известно, базируется исключительно на анализе геологических показателей и учитывает фактическое наличие или вероятность наличия углеводородов в геологических формациях.

Запасы газа «Газпрома» в российской и международной классификациях на конец года, млрд м <sup>3</sup>			
	2009 г.	2010 г.	Изменение в 2010 г.
Всего ABC <sub>1</sub>	33 578	33 052	-526
из них прошедшие оценку PRMS	89%	93%	
Доказанные по PRMS	18 610	18 991	381
Вероятные по PRMS	3 338	3 529	191
Доказанные и вероятные по PRMS	21 948	22 520	572
100% ABC <sub>1</sub> в оценке PRMS (расчет)	24 660	24 215	-222

Результаты ГРП в России и за рубежом в 2010 г.			
	Россия	За рубежом	Превышение в России, раз
Проходка, тыс. м	204,9	21,8	10
Закончено скважин	82	10	8
Сейсмика 2D, тыс. пог. м	18,5	11,4	1,5
Сейсмика 3D, тыс. км <sup>2</sup>	10,8	2,6	4
Освоено денежных средств, млрд руб.	55,6	14,9	4

## Изменение доли «Газпрома» в потреблении газа Европы



Примечание: потребление — по BP Statistical Review of World Energy; поставки — по данным «Газпрома» Западной и Восточной Европа без Беларуси, Украины и Молдовы, включая Литву, Латвию и Эстонию

Международные стандарты PRMS используют утилитарный

**Объем освоенных средств на ГРП в России всего в четыре раза больше, чем за рубежом! Любопытно, что в России пробурено в восемь раз больше скважин, в десять раз больше метров и в четыре раза больше площадь, обработанная сейсмикой 3D**

подход, оценивая выявленные геологией запасы через целесо-

**Валовая добыча газа США больше чем в России примерно на 100 млрд м³. Так что на самом деле Россия не является мировым лидером по объему добычи газа**

образность их извлечения, т.е. исходя из затрат на разведку,

**Докризисный объем 556 млрд м³ в 2006 году — пиковый уровень за последние 10 лет — не будет достигнут даже в 2013 году, т.е. спустя шесть лет, несмотря на острую необходимость в дополнительных поставках**

бурение, добычу, транспортировку, налоги и текущие цены реализации.

Теоретически получается, что извлекаемые запасы по стандартам PRMS могут колебаться от размера, оцененного только по геологическим критериям (т.е. ABC<sub>1</sub> по российской квалификации — верхний предел) до 0 (гипотетическая ситуация, когда разработка невозможна).

Оцененные по PRMS в 2010 году 93% запасов газа ABC<sub>1</sub> в пересчете на 100% составляют 24 трлн м³ (см. «Запасы газа «Газпрома» в российской и международной классификациях»). Таким образом, рентабельные для разработки в существующих условиях запасы «Газпрома» оказываются меньше, чем у компании Qatar Petroleum, которые на начало 2011 года оценивались в 25,5 трлн м³.

Увеличение НДПИ на газ для «Газпрома» по предложенным Минфином ставкам может дополнительно вывести часть этих запасов в нерентабельную категорию.

И последнее. «Газпром» ведет разведочные работы не только в России, но и за рубежом. Прошлый год был удачным: получен прирост запасов газа на месторождении Джел в Узбекистане и месторождениях Бао Ванг и Бао Ден на шельфе Вьетнама.

Но, похоже, что зарубежные проекты «Газпрому» дорого обходятся: объем освоенных средств на ГРП в России всего в четыре раза больше, чем за рубежом! И это при том, любопытно, что в России пробурено в восемь раз больше скважин, в десять раз больше метров и в четыре раза больше площадь, обработанная сейсмикой 3D (см. «Результаты ГРП в России и за рубежом в 2010 г.»).

### «Мировой лидер по объемам добычи природного газа»

Всякий раз, когда сообщается о лидерстве России в добыче газа, возникает вопрос, о какой именно добыче идет речь в рапортуемых «Газпромом» цифрах. Скорее всего, это валовая добыча: из структуры баланса ресурсов и распределения газа следует, что в этот показатель включены объемы использования газа

на технологические нужды газопроводов и потери.

Если так, то, как упорно твердит в своих мировых обзорах «Вертикаль», эти данные не сопоставимы с официальной статистикой США, в которой учитывается сухой товарный газ. Валовая же добыча газа США больше, чем в России примерно на 100 млрд м³. Так что на самом деле Россия не является мировым лидером по объему добычи газа.

По данным «Газпрома», в настоящее время в разработке находятся 18 трлн м³. Плановые уровни добычи на ближайшие годы снижены. В 2010 году добыча газа составила 508,6 млрд м³, на 10% или на 47,1 млрд м³ больше, чем в 2009 году. Более 50% прироста добычи газа обеспечило Заполярное месторождение. В апреле 2011 года на Заполярном начата добыча углеводородов из валанжина.

По результатам первых пяти месяцев добыча «Газпрома» в 2011 году превысит планируемые 505,6 млрд м³ и может достичь 519 млрд м³. Но даже в этом случае она окажется на 10 млрд м³ меньше, чем планировалось в прошлом году (см. «Изменение прогнозных уровней добычи на 2011–2014 гг.»).

Сократились прогнозные уровни добычи и на следующие годы: на 21 млрд м³, до 521 млрд м³, в 2012 году и на 16 млрд м³, до 549,2 млрд м³, в 2013-м. Таким образом, докризисный объем 556 млрд м³ в 2006 году — пиковый уровень за последние 10 лет — не будет достигнут даже в 2013 году, т.е. спустя шесть лет. И это несмотря на острую необходимость в дополнительных поставках в связи с повышением спроса на внутреннем и экспортных рынках.

Снижение планов по добыче на ближайшую перспективу произошло, несмотря на ввод в 2010 году большинства из намеченных объектов — Западно-Песцовой площади Уренгойского НГКМ, Ярейской площади Ямсовейского НГКМ и других месторождений и залежей. На 2011 год планируется вывод на проектную производительность сеноманской залежи и ввод в разработку валанжинских залежей Заполярного

Распределение запасов газа «Газпрома» по сложности освоения, трлн м <sup>3</sup>							
Характер запасов	Регион, месторождения	2009 г.		2010 г.		Изменение в 2010 г.	
		Разведанные запасы ABC <sub>1</sub> , трлн м <sup>3</sup>	Доля в суммарных запасах	Разведанные запасы ABC <sub>1</sub> , трлн м <sup>3</sup>	Доля в суммарных запасах %	Разведанные запасы ABC <sub>1</sub> , трлн м <sup>3</sup>	Доля в суммарных запасах, %
<b>В зоне развитой инфраструктуры</b>							
Стабильная добыча	Надым-Пур-Тазовская зона (сеноман)	7,7	22,9%	5,9	17,8%	-1,8	-5,1%
	Уренгой, Медвежье, Ямбургское (сеноман), Юг, Поволжье	5,4	16,1%	6,5	19,6%	+1,1	+3,5%
Глубокозалегающие, сложные залежи	Уренгой (ачим), Заполярное (неоком), Песцовское (неоком), Восточная Сибирь	4,3	12,8%	4,4	13,3%	+0,1	+0,5%
	<b>Удаленные от зон с развитой инфраструктурой</b>						
	Штокман, Ямал, Северо-Каменномысское, Каменномысское-море	13,7	40,8%	13,9	42,0%	+0,2	+1,2%
<b>Экологические ограничения на разработку</b>							
	Астраханское	2,5	7,4%	2,4	7,3%	-0,1	-0,1%
<b>Всего</b>		<b>33,6</b>	<b>100%</b>	<b>33,1</b>	<b>100%</b>	<b>-0,5</b>	<b>-</b>

месторождения, ввод Ныдинской площади Медвежьего месторождения.

По словам А.Ананекова, для выхода на уровень 570 млрд м<sup>3</sup> в 2014 году уже в 2012 году необходимо вводить Ямал. В третьем квартале 2011 года ожидается ввод первых пусковых комплексов по обустройству Бованенковского месторождения производительностью 7,9 млрд м<sup>3</sup> в год. Первоочередным объектом освоения на континентальном шельфе России станет Кириновское газоконденсатное месторождение с уровнем добычи 4,2–5 млрд м<sup>3</sup> в год.

Кардинальный вопрос: достаточен ли ожидаемый рост добычи «Газпрома» для обеспечения потребностей Европы и России?

На брифингах прозвучало, что в этом году «Газпром» по сравнению с прошлым годом увеличил поставки на 120–140 млн м<sup>3</sup> в сутки в страны дальнего зарубежья и на 70–90 млн м<sup>3</sup> в сутки в России. В годовом исчислении рост спроса по обоим направлениям составляет 70–85 млрд м<sup>3</sup>. В сравнении с прогнозами на ближайшие три года добыча газа по сравнению в 2011 годом увеличится на 2 млрд м<sup>3</sup> в 2012 году, на

30 млрд м<sup>3</sup> в 2013-м и на 50 млрд м<sup>3</sup> в 2014 году.

Получается, что при сохранении темпов роста годового спроса на уровне 2011 года «Газпрому» не хватит порядка 40–60 млрд м<sup>3</sup> газа в 2013 году и 20–40 млрд м<sup>3</sup> в 2014-м.

### «Выбор был сделан в пользу выручки»

В структуре экспорта «Газпрома» появилась новая позиция: виртуальный газ. Руководство экспортного блока монополии с гордостью рассказывает о 7,2 млрд м<sup>3</sup> газа, к которым можно приравнять авансовые платежи за неотобранные объемы газа в 2010 году по условиям take-or-pay.

По расчетам PFC Energy, совокупная скидка в цене, предоставленная «Газпромом», составила всего 3% за счет включения в формулу цены спотовой составляющей в 10–15% совокупных контрактных объемов за 2010 год.

«Если бы спотовая привязка была распространена на 30% контрактных объемов, как это сделали ближайшие наши конкуренты — норвежцы, то для получения аналогичной выручки «Газпром экспорту» пришлось бы реализовать 160

млрд м<sup>3</sup> по цене \$266», — сказал на брифинге Александр Медведев, ге-

### При сохранении темпов роста годового спроса на уровне 2011 года «Газпрому» не хватит порядка 40–60 млрд м<sup>3</sup> газа в 2013 году и 20–40 млрд м<sup>3</sup> в 2014-м

неральный директор компании. — Но одновременно по объему и по цене в условиях 2010 года это было нереально». Таким образом, выбор

### В структуре экспорта «Газпрома» появилась новая позиция: виртуальные 7,2 млрд м<sup>3</sup>, к которым можно приравнять авансовые платежи за неотобранные объемы газа в 2010 году

был сделан в пользу выручки, и такая политика признана эффективной, заключает «Газпром».

### Но при этом «Газпром» потерял почти 7% рынка: доля российского газа в потреблении Европы сократилась с 32,6% до 26%

Эффективна для выручки сегодня, но не обернутся ли 7 млрд

## Внутренний рынок и газификация России

	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010	2010/2009	2010/2006	2011 г. (прогноз)
Выручка, млрд руб.	356,1	399,5	474,3	494,9	614,7	124,2%	172,6%	850
Финансирование газификации, млрд руб.	17,9	20,8	24,2	19,2	25,6	133,3%	143,0%	25,0
Средняя цена, руб./тыс.м <sup>3</sup>	1 125	130	1 653	1 885	2 345	124,4%	208,4%	2700
Промышленность*	1 179,8	1 353,8	1 699,2	1 970,0	2 495,3	126,7%	211,5%	?
Население*	896,9	1031,7	1288,8	1486,4	1880,6	126,5%	209,7%	?

\*Справочник «Газпрома» 2006–2010

### Изменение прогнозных уровней добычи на 2011–2014 гг.



По данным, представленным на пресс-конференциях в июне соответствующего года

кубометров виртуального газа вполне реальными потерями доли рынка завтра? Если сравнивать с

**В 2011 цена должна вырасти до 2700 руб./тыс. м<sup>3</sup>, а выручка от продажи газа внутри России до 850 млрд руб., т.е. на 38% относительно 2010 года. При этом инвестиции в газификацию России сократятся на 0,6 млрд руб.**

2007 годом, когда «Газпром» экспортировал максимальный объем

**В выручке «Газпрома» от реализации газа в России быстрее всего растет доля населения. В 2010 году просроченная задолженность всех категорий потребителей выросла на 10 млрд и составила 43,6 млрд рублей**

за пятилетие, то в 2010 году поставки в Европу были на 30 млрд м<sup>3</sup>

**При этом на долю населения, которое потребляет менее 20% всего газа, приходится 54% всех задолженностей**

меньше. Само по себе сокращение поставок из-за пониженного спроса в период медленного выплзания из кризиса правомерно и ожидаемо.

Но при этом «Газпром» потерял почти 7% рынка: доля российского газа в потреблении Европы сократилась с 32,6% до 26% (см. «Изменение доли «Газпрома» в потреблении газа Европы»). На рынках основных импортеров российского газа доля «Газпрома» выросла только в Германии на 2%, но резко снизилась в остальных странах: почти на 5% во Франции, на 11% в Италии и на 18,7% в Турции.

Доля Норвегии на рынке Европы по сравнению с 2007 годом увеличилась на 2%, Алжира — на 0,5%, а поставки Катара выросли фактически с нуля до 36,5 млрд м<sup>3</sup> в 2010 году.

Между тем Европа продолжает расширять мощности по приему СПГ. Недавно стало известно, что два французских гиганта — Total и EDF — объединились с бельгийской Fluxus в проекте строительства нового терминала во Франции, который с 2015 года начнет принимать суда с катарским газом емкостью 75 тыс. м<sup>3</sup>.

### «Программа газификации является крупнейшим социальным проектом»

Что «Газпром» не добрал в Европе, доберет дома. В 2010 году выручка от реализации газа на внутреннем рынке выросла на 24% по сравнению с 2009 годом, до 614,7 млрд м<sup>3</sup>, а объем поставленного газа увеличился всего на 2,2% (см. «Внутренний рынок и газификация России»).

Основной рост выручки монополия получила за счет увеличения тарифов. В среднем цена составила до 2345 рублей за тыс. м<sup>3</sup>. В период 2006–2010 годов средневзвешенная оптовая регулируемая цена на газ для россий-

ских потребителей выросла больше чем вдвое.

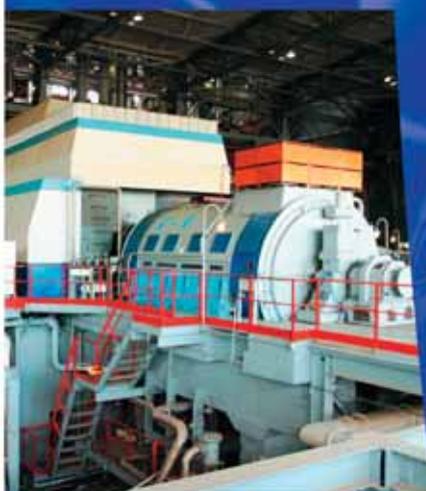
Агентство РБК, со ссылкой на информацию от генерального директора ООО ««Газпром» межрегионгаз» Кирилла Селезнева, сообщает, что в 2011 цена должна вырасти до 2700 рублей за тыс. м<sup>3</sup>, а выручка от продажи газа внутри России до 850 млрд рублей, т.е. на 38% относительно 2010 года.

При этом инвестиции в газификацию России не только не вырастут, но даже сократятся на 0,6 млрд рублей.

Уровень газификации природным газом к началу 2011 года в среднем по России составил 63,1%. Примечательно, что в структуре продаж доля предприятий энергетики с 2006 года сократилась с 37% до 30% (без учета продаж газа электроэнергетическим компаниям Группы), доля металлургических и агрохимических предприятий практически не изменилась, а доля населения увеличилась с 15% до 19%.

Получается, что в выручке «Газпрома» от реализации газа в России быстрее всего растет доля населения. Но только теоретически, потому что та же группа потребителей отвечает за долги: в 2010 году просроченная задолженность всех категорий потребителей перед «Газпром межрегионгазом» выросла на 10 млрд и составила 43,6 млрд рублей.

При этом на долю населения, которое потребляет менее 20% всего газа, приходится 54% всех задолженностей. Население не справляется? В 2010 году цены на газ для населения по сравнению с 2009 годом выросли на 26,5%. Для справки: по данным Росстата, реальные располагаемые денежные доходы населения России в 2010 году увеличились на 4,2%.



11-Й ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

28–30 СЕНТЯБРЯ 2011 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

## ВЫСТАВКИ

- MIRR (Минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы)
- НЕФТЕГАЗЭКСПО
- НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ
- ТРАНСЭНЕРГОЭКСПО (Технологии и оборудование для транспортировки и хранения углеводородов)
- АТОМНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ
- ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

(пленарное заседание, конференции и круглые столы)

- Государственная политика в области недропользования
- Энергоэффективность предприятий реального сектора экономики и ЖКХ  
Саморегулирование и перспективы развития
- Особенности энергообеспечения арктической зоны Российской Федерации
- Вопросы современной нефтепереработки
- Ядерная безопасность

Генеральный спонсор Форума



Оргкомитет  
ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ  
 **РЕСТАЭК®**

Тел.: (812) 3208091  
Факс : (812) 3208090  
e-mail: forumtek@restec.ru

# ТАМБЕЙ VS ШТОКМАН

ЮРИЙ БАНЬКО  
НИКОЛАЙ НИКИТИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»



Штокмановский проект — не единственный из тех, которые намерен реализовать «Газпром» в Арктике. Совет директоров монополии утвердил скорректированную программу освоения шельфа России до 2030 года, на реализацию которой будет потрачено более 2 трлн рублей.

В соответствии с планами, к 2030 году «Газпром» предполагает добывать здесь более 200 млрд м<sup>3</sup> газа в год, что составит 30% от суммарной добычи газа компании.

После 2017 года предполагается начать освоение месторождений Обской и Тазовской губ. Очередь Ленинградского и Русановского месторождений приамальского шельфа придется на 2026–2029 годы...

Однако Штокман — приоритет «Газпрома»: проектный уровень добычи 71,7 млрд м<sup>3</sup> в год с возможностью увеличения добычи до 94,6 млрд при благоприятной конъюнктуре...

Но чем больше о нем говорят, тем быстрее продвигается почти чужой для «Газпрома» и определенно конкурентный СПГ Ямала. И чем ближе срок принятия инвестиционного решения о точке раздела газа, тем меньше шансов сохранить Total и Statoil в составе консорциума: за долгое время переговоров инвесторы получили достойные альтернативы Штокману...

**Н**е только жителей Мурманской области, уставших ждать начала широкомасштабных работ по реализации Штокмановского проекта, должна обрадовать информация сразу о нескольких событиях, которые говорят о том, что газ этого уникального месторождения начнут добывать.

## Штокман: оптимизм и настороженность в одном флаконе

Прежде всего, это заявление А.Миллера (он же председатель совета директоров SDAG) на пресс-конференции по итогам годового общего собрания акционе-

ров «Газпрома» о том, что «сроки остаются прежними: конец 2016 года — поставка первого трубопроводного газа, в 2017 году — поставка первой партии СПГ со Штокмановского проекта».

Вторым знаковым событием стало внесение в Государственную Думу депутатами-единороссами во главе с первым вице-спикером Госдумы О.Морозовым законопроекта «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и иные законодательные акты РФ в связи с осуществлением мер по развитию газодобычи на континентальном шельфе РФ».

Принятие этого закона позволит освободить от налога на имущество организации, осуществляющие разработку газового (газоконденсатного) месторождения, расположенного на арктическом шельфе РФ, и повысить рентабельность проекта.

В пояснительной записке к документу говорится, что «морские объекты должны отвечать самым высоким требованиям надежности и безопасности, а также быть подготовленными к эксплуатации в условиях экстремальных природно-климатических явлений, что находит прямое отражение в стоимости возводимых сооружений».

В качестве финансово-экономического обоснования авторы законопроекта пишут, что российский бюджет не пострадает, а деятельность SDAG принесет в казну 937,7 млрд рублей за 25 лет.

Третьим поводом к оптимизму стала информация о том, что Госкомиссия экологической экспертизы одобрила программу комплексных морских инженерных изысканий проекта освоения Штокмана.

Добавим к этому, что в норвежском городе Шиен состоялась торжественная презентация манифольда — главного звена подводного добычного комплекса для Киринского месторождения («Сахалин-3»), изготовленного норвежской компанией FMC Technologies. Он станет первым подобным комплексом на территории России. Среди главных достоинств норвежских технологий — возможность работы в

## ЛЬГОТЫ ТАМБЕЯ

Президент Д.Медведев подписал федеральный закон «О внесении изменений в статью 342 части второй Налогового кодекса РФ», который был принят Госдумой 8 июля 2011 года и через пять дней одобрен Советом Федерации и который установил нулевую ставку НДС при добыче (выпуска)...

«горючего природного газа и газового конденсата на участках недр, расположенных полностью или частично на полуострове Ямал в ЯНАО, используемых для производства СПГ, до достижения накопленного объема добычи газа 250 млрд кубов и газового конденсата 20 млн тонн на участке недр...»

условиях льдов и существенная экономия капложений.

Потому аналогичные подводные добычные комплексы будут использованы и в рамках Штокмана. Для их обслуживания, кроме того, не нужен персонал, их строительство обходится гораздо дешевле, нежели сооружение платформ. А ФМС участвует в тендере на обустройство Штокмана вместе с норвежской Aker Solutions и американской GE Oil & Gas.

Ну и, наконец, в ходе годового собрания акционеров было заявлено, что «Газпром» планирует к 2030 году занять 14% мирового рынка СПГ. Это порядка 85 млрд м<sup>3</sup> газа или 76,5 млн тонн СПГ. А для достижения таких показателей без Штокмана не обойтись.

Пока этим оптимистический список и заканчивается. Слов много, но с проектом что-то не складывается. Что в пассиве?

Появляющиеся некоторые сомнения в отношении сроков реализации Штокмановского проекта чуть было не укрепила глава Роснедр Анатолий Ледовских, ко-

торый в кулуарах Петербургского экономического форума заявил, что «Газпром» попросил его ведомство предоставить годовую отсрочку старта Штокмана.

Пришлось оправдываться — чиновника не так поняли — и восстанавливать статус-кво. И «Газпром», и Statoil, и Total заявили, что знать не знают о такой инициативе, заявку в Роснедра не подавали и остаются приверженными ранее согласованному срокам реализации проекта. «Анатолий, ты не прав!» — хоть и прозвучало, но в самоволку верится с трудом — не тот уровень, чтобы нести такую отсечку...

Зная амбиции «Газпрома», можно предположить, что у партнеров по консорциуму идеологически не вяжется Основное инвестиционное решение, которое они хотели бы принять к концу текущего года. И скорее основой противоречий является точка раздела газа, чем ситуация на рынках сбыта СПГ с их спросом и предложением. Очень уж не любит монополия ими делиться.

Дальше — больше.

## Тамбей: большому кораблю — большое плавание

По какой причине французы из Total решили принять участие еще в одном крупном проекте — «Ямал СПГ», который реализует НОВАТЭК со строительством завода СПГ мощностью 15 млн тонн СПГ в год и запуском в строй действующих трех его очередей в 2016–2018 годах? Т.е. вплотную, если не раньше Штокмана.

### 1:0 — НОВАТЭК легко получил тамбейские льготы, которых Штокман все еще безуспешно добивается

В рамках проекта планируется не только создать производственные мощности по добыче, сжижению и экспорту газа с Южно-Тамбейского месторождения, но построить флот ледоколов и новый порт Саббета. Власти уже гарантировали участникам проекта крупные налоговые льготы (см. «Льготы Тамбея»).

### 2:0 — НОВАТЭК привлек Total, виртуального партнера «Газпрома» по виртуальному Штокману

Заметьте, уважаемый читатель, в ФЗ нет ни слова про газ более высоких широт. Почему? Д.Медведев отказал в расположении «Газпрому»? Это вряд ли, скорее налоговые льготы по Штокману увязываются с поведением иностранных партнеров: будут покладисты с точкой раздела газа — будут льготы, будут кочевряться — «Газпром», мол, с такими преференциями сам справится и с добычей, и с реализацией.

### 3:0 — НОВАТЭК уже проверил Китаем эффективность Севморпути и своих будущих экспортных поставок

И не об этом ли свидетельствует дозированный законопроект О.Морозова? Там, читатель, вы существенных мер на-

## В.ПУТИН И ТАМБЕЙ

Во главе с премьером Комиссия по контролю за осуществлением иностранных инвестиций санкционировала сделку по приобретению Total 20% в ОАО «Ямал СПГ».

«В общей сложности, включая развитие производственной и транспортной инфраструктуры, строительство арктического флота газозавозов, инвесторы и государство вложат в этот проект не менее 1 трлн рублей... Первые суда должны будут загрузиться на терминалах нового порта Саббета в 2018 году... Россия сможет увеличить свою долю на перспективном мировом рынке сжижения газа, диверсифицировать экспортные потоки, серьезный импульс получит возрождение Северного морского пути... Поставки ямальского СПГ могут осуществляться как в европейские страны, так и на азиатско-тихоокеанские рынки... Словом, это хороший, интересный проект с многопрофильным эффектом», — расхваливал проект В.Путин.

логового стимулирования не найдете. Ни обнуления НДС, ни привилегий в экспортных пошлинах, ни возмещения НДС, ни увеличения периода переноса стартовых убытков на будущее... Правдоподобно ли, что и «Единая Россия» не услышала SDAG во главе с «Газпромом», которые и просят-то уравнивать их в правах с НОВАТЭКом?

#### 4:0 — НОВАТЭК не имеет внутренних проблем по совместному с партнерами проекту с точкой раздела газа

Ведь Тамбей — которому покровительствует сам ВВП (см. «В.Путин и Тамбей») — без каких-либо шумных PR-акций все или почти все льготное уже получил.

#### 5:0 — НОВАТЭК покупает СИБУР: высокие газовые переделы в политику превращались, наоборот — впервые

Да, Total — стратегический партнер НОВАТЭКа (см. «НОВАТЭК: семь футов под килем»), владеет пакетом в 12,087% его акций, компании совместно осваивают небольшое Термокарстовое месторождение в ЯНАО. Да, у французов большой опыт в производстве и торговле СПГ, включая строительство крупнотоннажных установок по сжижению газа в разных природных условиях.

#### «Газовые» В.Путин и Г.Тимченко сильнее газового тандема Д.Медведева и А.Миллера: Аргентина — Ямайка...

Но возникает вопрос: сможет ли даже такая мощная компания, как «Тоталь», одновременно участвовать сразу в двух мощных газовых проектах только в России? Сомнений нет лишь в том, на каком проекте остановится компания, если придется выбирать.

Не говоря уже о том, что все та же Total высказала намерение инвестировать до \$1 млрд в поиск и разработку месторождений в «серой зоне»... Не «Газпрому» ли ад-

#### НОВАТЭК: СЕМЬ ФУТОВ ПОД КИЛЕМ

К СПГ-планам Л.Михельсона и Г.Тимченко следует добавить еще два немаловажных фактора, свидетельствующих о крупномасштабной газовой экспансии компании.

Это, во-первых, проверка будущих рынков. НОВАТЭК отправил уже два танкера в Китай с конденсатом. И Севморпуть проверил в деле, и ледоколы, и эффективность поставок.

И самое важное, во-вторых (цитируем по «Интефаксу»): «Правительственная Комиссия по контролю за осуществлением иностранных инвестиций под председательством В.Путина одобрила ходатайство ЗАО «Миракл» о предварительном согласовании сделки получения 100% ЗАО «СИБУР Холдинг», сообщил замглавы ФАС Андрей Цариковский. «Миракл» является структурой одного из основных акционеров НОВАТЭКа Леонида Михельсона. В декабре 2010 года «Миракл» купил 25% акций «СИБУР Холдинга» у Газпромбанка за 37,5 млрд рублей. Стороны договорились об условиях покупки всего «СИБУР Холдинга» исходя из этой же цены за акцию. Таким образом, сумма сделки по покупке Л.Михельсоном 100% акций СИБУРа может составить 150 млрд рублей. Л.Михельсон уже владеет 50% акций нефтехимического холдинга».

А это, отметим, «естественная газохимическая монополия» со всеми вытекающими...

ресованы все эти «наполеоновские» сигналы?

#### Когда серое лучше белого?

Разрешение проблемы «серой зоны» заставляет задать и еще один вопрос, связанный со вторым инвестором: сохранится ли — в случае чего — интерес и Statoil к Штокману, если появилась возможность приступить к освоению «серой зоны»? Уже с июля норвежцы начали проводить сейсмологическое исследование дна в бывшем «ничейном» районе, что является первым этапом нефте- и газоразведки.

Правительство страны выделило на эти работы 180 млн крон (около 25 млн евро). Запасы норвежского сектора Северного моря стремительно тают, и официальный Осло одобрил программу перемещения нефтегазового комплекса на север, в том числе в российское приграничье в районе «серой зоны».

В это же время норвежские СМИ с удивлением констатируют, что с российской стороны границы никаких поисковых действий не предпринимается. А ведь именно Россия склонила Норвегию к мировому соглашению.

Норвежская деловая газета Dagbladet в статье под при-

мечательным заголовком «Секретные русские карты» сообщила, что российские ученые еще в 2005 году передали своим коллегам из норвежской компании Oseans Futures подробные карты геологических структур в спорной зоне с предположениями о запасах нефти и газа в этом районе.

«Закрытые» данные предполагали наличие в этом районе до 50 млрд баррелей нефти. Это в 10 раз больше, чем все доказанные норвежские запасы. Кроме того, предполагалось, что под дном сосредоточено около 800 млрд м<sup>3</sup> природного газа.

«Нет необходимости раздувать размеры подводной сокровищницы. Они и без того велики», — прокомментировал «русскую приманку» в интервью Ян Магне Маркуссен, руководитель Ocean Futures.

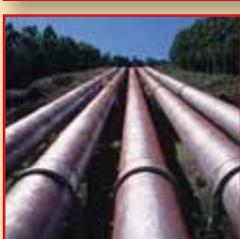
Под дном только Баренцева моря, вторил ему Ян Инге Фалейде, профессор Университета Осло, изучавшего ресурсы моря, могут находиться запасы стоимостью не менее \$350 млрд.

Зачем, спрашивается, торопились «открыть» зону, если государство само за последние годы не сделало ничего для проведения геологоразведки? Если хотели предоставить Statoil конкурентное преимущество, то у нас это получилось на «отлично»... 

# НЕТРАДИЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ: международный опыт и перспективы для России

(сланцевый газ, угольный метан, газ плотных коллекторов, битуминозные нефти)

30 сентября 2011 года, Москва, ТПП РФ (ул. Ильинка, дом 6)



## Партнеры:

ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ»,  
ОАО «Гипротюменьнефтегаз»,  
Союз нефтегазопромышленников России,  
РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, ИМЭМО РАН.

## Основные темы для обсуждения на форуме:

- роль и место нетрадиционных углеводородов в мировом энергетическом балансе;
- изменение глобальных стратегий крупнейших стран-поставщиков и потребителей углеводородов после мирового кризиса 2008 г.;
- международный опыт разработки месторождений сланцевого газа, угольного метана, газа плотных коллекторов, битуминозных нефтей: новые технологии разработки месторождений и добычи;
- нетрадиционный газ – серьезный аргумент для корректировки стратегии российской газовой отрасли для экспорта СПГ в Северную Америку;
- оценка потенциала нетрадиционных углеводородов в России и реальных возможностей и перспектив их использования;
- возможные экономические и налоговые стимулы разработки нетрадиционных нефти и газа в России;
- возможности российских промышленных предприятий по созданию и/или адаптации технологий извлечения и транспорта нетрадиционных углеводородов;
- оценка рентабельности добычи нетрадиционных углеводородов в РФ.

В рамках форума состоится Круглый стол  
**«Влияние роста добычи нетрадиционных углеводородов  
в мировом топливно-энергетическом балансе на экспорт  
газа и нефти из России».**

**Приглашаем всех желающих принять участие  
в работе форума.**

Оргкомитет: Нефтегазовый журнал «ИнфоТЭК»  
телефон/факс: (495) 669-70-07 (многоканальный)  
e-mail: rustam@citek.ru, ann@citek.ru  
web: www.citek.ru

10-Й ЮБИЛЕЙНЫЙ ФОРУМ!

# PCVEXPO

PUMPS COMPRESSORS VALVES



**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ В МИРЕ НАСОСОВ,  
КОМПРЕССОРОВ И АРМАТУРЫ!**

**31 ОКТЯБРЯ–3 НОЯБРЯ 2011  
МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО», ПАВИЛЬОН 1**



Контакты дирекции форума:

Тел. (495) 935-81-00,  
факс: (495) 935-81-01  
E-mail: medvedeva@mvc.ru

Организаторы:



Под патронатом:



Официальный спонсор форума:



Генеральные информационные спонсоры:



Информационная поддержка:



РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: (843) 291-75-89

[WWW.PCVEXPO.RU](http://WWW.PCVEXPO.RU)

# ЗА ЦИТАТАМИ ГАЗПРОМА:



К основным достижениям «Газпрома» по реализации утвержденной четыре года назад Восточной газовой программы можно отнести бесконкурсное получение лицензий на «Сахалин-3», Западно-Камчатский шельф, Чаяндинское месторождение, а также приобретение Ковыкты через процедуру банкротства прежнего владельца. Еще одной вехой стало фактическое исчезновение из пунктов программы экспорта трубопроводного газа в Китай. Переговоры по западному маршруту через Алтай продолжают, но этот проект выходит за рамки Восточной программы. На первый план программы выдвинулась ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток. Строительство 1800-километровой магистрали переведено в сверхсрочный режим, с тем чтобы успеть к саммиту АТЭС, который продлится не более недели. До пуска первой очереди газопровода остаются считанные месяцы, однако каким газом он будет заполняться, по-прежнему неясно. Судя по ответам на этот вопрос на пресс-конференциях «Газпрома», пока существует некая виртуальная схема, построенная на предположениях, прогнозах и надеждах на сговорчивость разработчиков сахалинских СРП-проектов. Пока реально можно рассчитывать только на 1,6 млрд м<sup>3</sup> газа в качестве выплаты роялти по проекту «Сахалин-2».

В 2012 году «Газпром» приступает к строительству газопровода, который соединит якутские месторождения с ГТС. У «стен» Владивостока может сосредоточиться 45 млрд м<sup>3</sup> газа. Есть ли рынки его сбыта?

**Р**еализация Восточной газовой программы идет полным ходом: со времени ее утверждения в сентябре 2007 года «Газпрому» без конкурса переданы лицензии на освоение трех блоков «Сахалин-3», на Западно-Камчатский шельф Охотского моря и на разработку Чаяндинского месторождения в Якутии. Кроме того, успешно проведена акция банкротства «РУСИА Петролеум», в результате которой «Газпром» приобрел Ковыкту.

Есть и производственные достижения: введено в опытно-промышленную эксплуатацию Чиканское месторождение в Иркутской области и открыто Южно-Кириновское месторождение на сахалинском шельфе. Кроме того, построен и введен в эксплуатацию магистральный газопровод Соболево–Петропавловск-Камчатский, в связи с чем к обозначенным в Восточной программе четырем центрам газодобычи добавился пятый — Камчатский.

**65% всех лицензионных площадей «Газпрома» на суше с правом поиска, разведки и добычи находятся на Востоке. Добыча монополии на Востоке скорее снижается, чем растет**

Немного сильно сказано, если учитывать, что соединение Камчатки с другими регионами пока не предвидится, а добыча газа в 2030 году прогнозируется на уровне 0,7 млрд м<sup>3</sup>.

**«Большой газ на низком уровне изученности»**

Чтобы оценить реальное продвижение к намеченным в программе ориентирам, имеет смысл сопоставить фактические результаты с запланированными показателями. Напомним, что

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Минэнерго утвердило Программу по сценарию «Восток-50», без уточнений конкретного варианта. В сценарии их два — вариант полного развития с подключением месторождений Красноярского края и Иркутской области к ЕСГ и без подключения к ЕСГ.

## Степень изученности региона осталась на уровне 7%. Запасы монополии составляют 820 млрд м<sup>3</sup>: с массивированной разведкой восточных регионов «Газпром» не спешит

Судя по утвержденной позднее Генсхеме развития газовой отрасли РФ, за основу принят вариант изолированного развития региона, хотя полное развитие тоже не исключается (см. «Прогноз добычи газа по Программе и Генсхеме»).

## После оформления лицензии на Ковыктинское месторождение запасы «Газпрома» мгновенно вырастут на 2 трлн м<sup>3</sup>

Газовые ресурсы Восточной Сибири и Дальнего Востока в целом оцениваются в 67 трлн м<sup>3</sup>, а запасы по категории С<sub>1</sub> — в 4,7 трлн м<sup>3</sup> (см. «Ресурсная база Восточной Сибири и Дальнего Востока»). Таким образом, степень изученности региона, как и 10 лет назад, когда только начиналась разработка Восточной программы, осталась на уровне 7%.

## Ковыкта — стратегическая ошибка: разыграй «Газпром» сценарий «Сахалина-2», Китай бы уже висел на газовом крючке: условия о достижении согласия по цене тогда были очевидно лучше

Суммарные запасы монополии по категории С<sub>1</sub> составляют 820 млрд м<sup>3</sup> (см. «Запасы и добыча газа «Газпрома» на Востоке»). Получается, что с конца 2007 года приращено 523 млрд м<sup>3</sup>. Казалось бы, немало, но такими темпами вряд ли удастся осуществить планируемые к 2020 году приросты 3,7–4 трлн м<sup>3</sup>.

Складывается впечатление, что с массивированной разведкой восточных регионов «Газпром» не

Ресурсная база Восточной Сибири и Дальнего Востока, трлн м <sup>3</sup>	
<b>Суммарные ресурсы</b>	<b>67,3</b>
Суша	52,4
Шельф	14,9
<b>Запасы категории С<sub>1</sub></b>	<b>4,7</b>
Иркутская область	1,6
Республика Саха (Якутия)	1,3
Красноярский край	0,8
Сахалинская область	1,0
Камчатский край (суша)	0,016

Источник: «Газпром»

Запасы и добыча газа «Газпрома» на Востоке (А+В+С <sub>1</sub> , на конец года), млрд м <sup>3</sup>						
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	1 н/г 2011 г.
Запасы А+В+С <sub>1</sub> , всего	303,8	297,5	693,4	686,9	764,9	
Сибирский ФО	295,0	275,5	291,7	284,7	308,3	820,8
Дальневосточный ФО	8,8	22,0	401,7	402,2	456,6	
Добыча	3,32	3,16	2,98	2,93	2,80	

Источники: 2006–2010 гг. — Справочник «Газпрома» 2006–2010; 1 н/г 2011 г. — пресс-конференция в июне 2011 г.

спешит. При этом 65% всех принадлежавших «Газпрому» на суше лицензионных площадей с правом поиска, разведки и добычи находятся именно там, на Востоке (см. «Площадь лицензионных участков группы «Газпром» в России»).

Спешить действительно некуда: после оформления лицензии на Ковыктинское месторождение запасы мгновенно вырастут на 2 трлн м<sup>3</sup> (вместе с Хандинским участком), и еще 1,5 трлн м<sup>3</sup> придет с переводом запасов С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>, главным образом, на Чайанде.

Добыча «Газпрома» на Востоке скорее снижается, чем растет: в 2010 году она составляла 2,8 млрд м<sup>3</sup>, самый низкий уровень за пятилетие.

## «Судьба Ковыктинского месторождения»

благополучно разрешилась» «Газпром» все-таки затынул в свои сети Ковыкту. Никто не сомневался, что рано или поздно это произойдет, хотя топ-менеджеры монополии с завидным упорством на протяжении 10–15 лет отрицали интерес к месторождению. Документы на переоформление лицензии переданы в Роснедра.

В лицензии для «Газпрома» будут проставлены совершенно

иные сроки и объемы добычи, чем для прежнего владельца. Ввод месторождения в эксплуатацию ожидается после 2017 года. На пресс-конференциях неоднократно повторялось, что ни одна компания в мире не сможет ввести Ковыкту в эксплуатацию раньше этого срока.

Причина известна — большое количество гелия, который некуда девать. Если ни одна компания, ни сам господь бог не могут это сделать, то почему при наличии столь объективной причины не были удовлетворены обращения прежних владельцев о пересмотре лицензионного соглашения? С трех раз не догадаться!

Странная судьба у Ковыкты. Так сложилось, что это месторождение всегда было и продолжает оставаться в корне проблемы поставок газа в Китай. Если бы «Газпром» в свое время не перевел стрелки экспорта газа исключительно на себя, то договор о поставках ковыктинского газа в Китай мог быть давно подписан.

Условия для достижения согласия по цене тогда были очевидно лучше, хотя бы потому, что практически не было конкуренции: поставки центральноазиатского газа еще не существовали в природе, о сланцевом газе никто не слышал, СПГ стоил дороже и был менее доступен, чем сей-

Площадь лицензионных участков группы «Газпром» в России (на 31.12.10), тыс. км <sup>2</sup>								
Тип лицензии	Всего суша	УрФО	СФО	ДВФО	др. ФО	Доля Востока (суша)	Шельф	Всего
Поиск, разведка, добыча	89,0	27,0	–	57,8	4,2	64,9%	50,9	139,9
Разведка, добыча	95,4	68,6	8,5	6,7	11,6	15,9%	10,7	106,1
Геологическое изучение	53,7	25,5	–	17,5	10,7	32,6%	–	53,7
<b>Всего</b>	<b>238,1</b>	<b>121,1</b>	<b>8,5</b>	<b>82,0</b>	<b>26,5</b>	<b>38,0%</b>	<b>61,6</b>	<b>299,7</b>

Прогноз добычи газа в ВС и ДВ по Восточной газовой программе и Генсхеме развития газовой отрасли, млрд м <sup>3</sup>			
	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Генсхема	44,0	77,0–108,0	89,0–121,0
Восточная программа (с подключением к ЕСГ)	85,3	149,7	162,4
Восточная программа (без подключения к ЕСГ)*	44,0	108,3	120,8
В том числе:			
Иркутская область	2,6	4,9	5,7
Красноярский край	6,0	8,8	9,4
Республика Саха (Якутия)	2,8	34,6	34,9
Сахалинская область	32,1	59,4	70,0
Камчатский край	0,6	0,6	0,7

Источник: Восточная газовая программа, откорректированная версия, 2006 г.

час. «Газпром» не дал этому осуществиться.

При взгляде из сегодняшнего дня представляется, что это было стратегической ошибкой. С позиции принятого в «Газпроме» образа поведения можно было разыграть сценарий, успешно примененный в отношении «Сахалина-2»: дожидаться начала поставок, а потом войти в проект. В таком варианте китайский рынок уже сидел бы на крючке «Газпрома».

Не исключено, что в дальнейшем могли бы легче продвигаться переговоры о западном заходе в Китай, через Алтай. Сейчас же достижение согласия по ценам с Китаем не просматривается. И как бы много раз ни повторять сказанное А.Миллером, что «степень готовности контракта к подписанию очень-очень высокая», верится с трудом.

На данный момент от восточного маршрута в Китай «Газпром» отказался. В результате планы поставок российского газа в Китай сократились на 38 млрд м<sup>3</sup>. Причина, в том числе, связана с Ковыктой. По сообщению газеты «Ъ», Пекин хотел бы в качестве ресурсной базы использовать газ Ковыктинского месторождения, а «Газпром» настаивает на газе с Сахалина с подключением Чайанды.

Несмотря на то, что в некоторых сценариях Восточной газо-

вой программы пунктирный газопровод от Ковыкты на восток присутствует, «Газпром» упорно сопротивляется его строительству. На первом плане всегда выступает газопровод от Чайандинского месторождения. Впечатление такое, что Ковыкту придерживают как резерв.

В этом можно найти простой хозяйский смысл: как и месторождения Красноярского края, Ковыкта находится близко к ЕСГ, и к тому же это одно из немногих «триллионщиков» с низкими издержками добычи. В рабочем варианте реализации Восточной программы разработку Ковыкты предполагается вести в экономном режиме вплоть до 2030 года (см. «Распределение добычи газа в 2030 году»).

### «Сахалин-Хабаровск-Владивосток — становой хребет ЕСГ»

Этот «хребет» еще и большая головная боль «Газпрома» на Востоке. Строительство магистрали ведется в сверхсрочном режиме, чтобы успеть к саммиту АТЭС. На пресс-конференциях бодро рассказывали о сырьевой базе для газопровода, который должен вступить в строй уже в этом году. Называются разные варианты его заполнения, но именно их многочисленность заставляет предположить, что ни

одного надежного источника газа пока нет.

Такое же мнение, похоже, сложилось у президента страны в ходе осмотра объектов строительства к саммиту АТЭС в июле: Мед-

### С гелием «Газпром» попал в им же расставленную ловушку: стратегическое сырье некуда деть, а Ковыкта — одно из немногих «триллионщиков» с низкими издержками добычи

ведев отметил, что вопрос поставки газа через газопровод «решен не до конца». С поправкой на политкорректность это звучит как «не решен вовсе».

### От восточного маршрута в Китай «Газпром» отказался, планы поставок российского газа в Китай сократились на 38 млрд м<sup>3</sup>

Мощность ГТС из расчета транспортировки только сахалинского газа составляет 27,5 млрд м<sup>3</sup> в год. Откуда их предполагается взять? А.Ананенков признал (цитируется по стенограмме), что «ресурсов на сегодняшний день на Сахалине под такую большую поставку нет».

### Сахалин-Хабаровск-Владивосток — «становой хребет ЕСГ» — стал большой головной болью «Газпрома» на Востоке: пока труба заполняется лишь виртуальным газом

Строительство магистрали началось в июле 2009 года, ввод в эксплуатацию состоится в третьем квартале 2011 года, предварительно в сентябре. Первый пусковой комплекс газопровода протяженностью 1350 км рассчитан на прокачку 6 млрд м<sup>3</sup> в год. Но даже такого количества газа пока нет (см. «Предполагаемые источники газа для ГТС»).

«Сахалин-2» полностью законтрактан, и «Газпром» может рассчитывать только на выплату роялти по СРП в натурально-вещественной форме (в настоящее время плата возмещается деньгами). По расчетам «Газпрома», госдоля в форме газа по проекту «Сахалин-2» составляет 1,6 млрд м<sup>3</sup>.

### Реально просматриваются только 1,6 млрд м<sup>3</sup> в год «Сахалина-2», которые обеспечат менее трети мощности: на какой газ рассчитывал «Газпром», когда приступал к разработке проекта этого газопровода?

Соответствующий пункт в соглашении по разделу продукции существует, только для его реализации «Газпром» должен получить статус уполномоченной организации по получению роялти с проекта. За этим дело не встанет, так как в реальности это единственный газ, который можно получить к моменту запуска газопровода.

### С 2017 года во Владивосток будет поступать более 45 млрд м<sup>3</sup> газа. Это почти третья часть объема российского газа на рынке Западной Европы. Есть ли рынок для этого газа? И какова его «равнодоходная цена»?

Второй источник — Киринское месторождение. Необходимость загрузки первого пускового комплекса вынудила «Газпром» передвинуть сроки ввода месторождения с 2014 года на второй квартал 2012 года. В настоящее время проходит государственную экспертизу проектно-сметная документация по строительству газопровода протяженностью около 140 км от БТК Киринского месторождения до головной компрессорной станции ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток.

Распределение добычи газа в 2030 г., млрд м <sup>3</sup>	
	Восточная газовая программа, сценарий без подключения к ЕСГ
Восточная Сибирь	15,1
в т.ч. Иркутская область	5,7
Братское ГКМ	0,3
Марковское НГКМ	0,5
Южно-Ковыктинское	2,2
Ковыктинское ГКМ	2,7
Красноярский край	9,4
Юрубчено-Тохомское НГКМ	4,6
Попутный газ	0,8
Норильский р-н	4,0
Собинско-Пайгинское НГКМ	–
Дальний Восток	105,7
в т.ч. Республика Саха (Якутия)	34,9
Действующие месторождения	3,1
Чаяндинское НГКМ	31,8
Сахалинская область	70,1
Действующие месторождения	0,3
Проект «Сахалин-1»	12,4
Проект «Сахалин-2»	20,6
Проект «Сахалин-3»	24,2
Перспективные участки Сахалинского шельфа	12,6
Камчатская область	0,7
Всего ВС и ДВ	120,8

Источник: Восточная газовая программа, откорректированная версия, 2006 г.

Но на проектную добычу 4,5 млрд м<sup>3</sup> в год Киринское месторождение будет выведено не ранее 2014–2015 годов. В 2012 году можно рассчитывать только на 0,5 млрд м<sup>3</sup>.

В дальнейшем предполагается ускоренный ввод в разработку Южно-Кириного месторождения, возможно, в рамках опытно-промышленной эксплуатации без доразведки, с теми запасами, которые имеются сегодня.

Наконец, третий потенциальный источник — проект «Сахалин-1». «Газпром» давно добивается приобрести в собственный портфель 8 млрд м<sup>3</sup>, ожидаемые по второй фазе проекта, но пока безуспешно. По сообщению Интерфакса, Минэнерго РФ рассчитывает к осени скорректировать Восточную газовую программу с учетом, в том числе, возможных вариантов поставок газа с проекта «Сахалин-1». В лю-

бом случае, по оценкам А.Ананенкова, реально этот газ можно ожидать не ранее конца 2016-го — начала 2017 года.

Таким образом, к моменту запуска первой очереди газопроводной системы протяженностью 1350 км и стоимостью \$8–9 млрд реально просматриваются только 1,6 млрд м<sup>3</sup> газа в год, которые обеспечат менее трети его мощности.

При таком раскладе возникает вопрос: а на какой газ рассчитывал «Газпром», когда приступал к разработке проекта этого газопровода?

### «Гелий сразу не выходит на рынок»

Суммарная мощность ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток после подключения магистрали Якутия–Хабаровск–Влади-

Предполагаемые источники газа для ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток		
Источник газа	Объем и год начала поставок	Примечание
Сахалин-2	1,6 млрд м <sup>3</sup> (2011 г.)	Роялти в газовой форме по СРП, при условии одобрения правительством
Киринское месторождение	0,5 млрд м <sup>3</sup> (2012 г.)	4,5 млрд м <sup>3</sup> в 2014–2015 гг.
Сахалин-1	8,0 млрд м <sup>3</sup> (2017 г.)	При условии договоренности с руководством «Сахалина-1»
Южно-Кириное месторождение	?	
Чаяндинское месторождение	2016 г.	

«Нефтегазовая Вертикаль», по докладам на пресс-конференциях «Газпрома»

восток на участке Хабаровск–Владивосток вырастет на 18 млрд м<sup>3</sup>. Якутский газопровод, строительство которого «Газпром» начинает в 2012 году, вступит в строй одновременно с вводом газовой части Чаянды в 2016 году. «Газпром» планирует, что коммерческая подача газа может начаться с первого квартала 2017 года.

Здесь возникают два вопроса. Первый связан с гелием, рассуждения о котором в отношении Ковыкты и Чаянды ведутся в разной тональности. Вспомним, что именно «стратегический гелий» стал первопричиной атак на «РУСИА Петролеум». И сейчас, если речь идет о Ковыкте, то гелий становится непреодолимым препятствием для разработки, если о Чаянде — то все okay, институты «Газпрома» работают, проблема вот-вот решится.

Между тем, ситуация совершенно одинаковая. Российский гелий составляет примерно третью часть мировых запасов, и 80% его объема заключено в Чаянде и Ковыкте. Спроса на гелий в таком количестве сегодня нет. Значит, после извлечения его нужно помещать в хранилища.

«Но пока нет окончательных разработанных проектов: как это будет происходить, где будет храниться гелий, каким способом он будет извлекаться, как это будет сочетаться с объектами газохимии, — говорит А.Ананенков, — Эти вопросы сейчас комплексно решаются институтами «Газпрома». Они и раньше решались...» Последнее — ключевые слова.

Где гарантия, что в ближайшие два-три года будет найдено решение вопроса утилизации гелия, которым в институтах «Газпрома» безуспешно занимаются более 10 лет? Посчи-

тают изотоп гелия Чаянды нестратегическим и неподлежащим утилизации? Тем не менее, по Чаяндинскому месторождению уже утверждена схема разработки, «Газпром» вот-вот приступит к работе, в 2014 году будет введена нефтяная оторочка, в 2016-м — газовая залежь.

Второй вопрос связан с рынком. С 2017 года, с подключением якутской магистрали, во Владивосток будет поступать более 45 млрд м<sup>3</sup> газа. Это почти третья часть объема российского газа на рынке Западной Европы. Есть ли рынок для этого газа?

И какой может быть «равноходная» цена газа, поставляемого по проложенным сквозь сложные географические и сейсмические условия двум гигантским по протяженности — и как всегда фантастически дорогостоящим — трубам? И какова экономика проектов? ■



## Уважаемые коллеги!

Компания AspenTech, ведущий мировой поставщик программного обеспечения для оптимизации технологических процессов, поздравляет вас с профессиональным праздником и желает успехов в бизнесе.

В течение 30 лет AspenTech остается на переднем крае инноваций в оптимизации технологических процессов. Мы осознаем растущие потребности российских нефтяных, газовых, нефтеперерабатывающих и химических компаний в высокотехнологичных решениях, которые требуются им для освоения новых рынков, поэтому стремимся выстроить близкие отношения с нашими клиентами, понять их бизнес-цели и помочь им в их достижении.

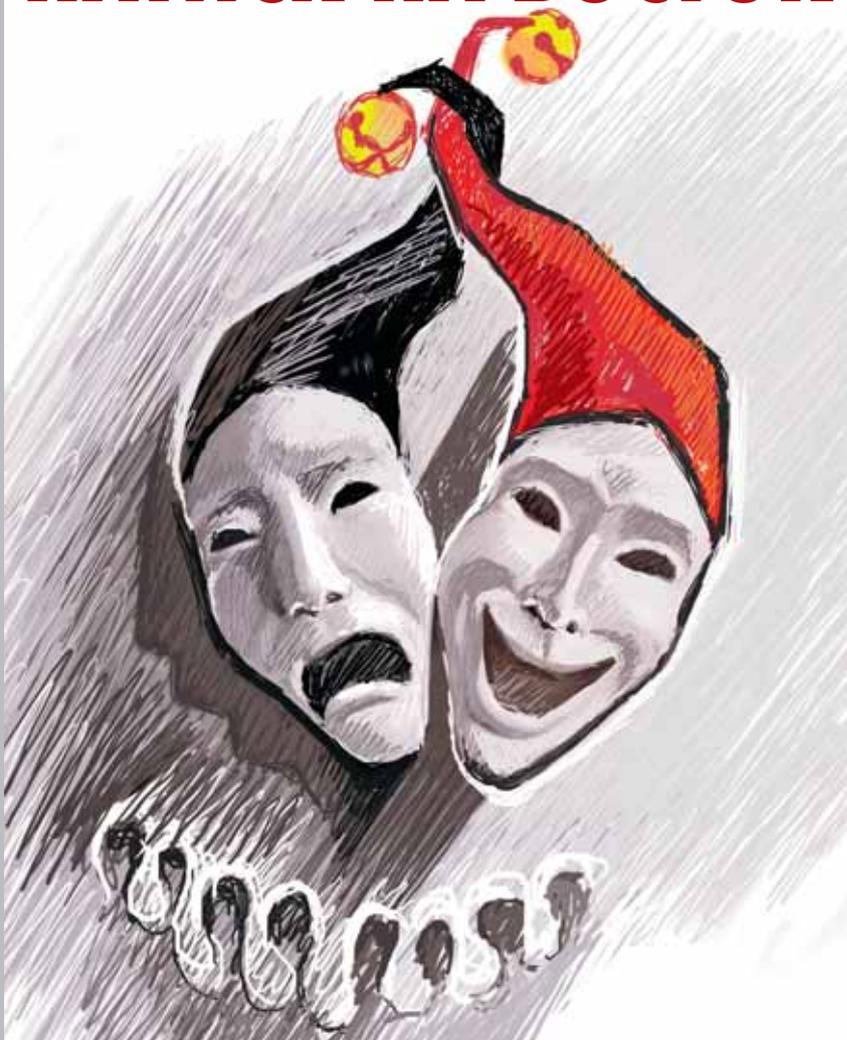
Мы надеемся, что внедрение лучшей мировой практики в области оптимизации и проектирования технологических процессов и цепочек поставок позволит нашим нынешним и будущим клиентам оптимизировать свою деятельность и даст им инструменты, чтобы увеличить мощность предприятий и прибыль, сократить расходы и сделать бизнес более эффективным.

**Алексей Тюриков**  
Региональный директор AspenTech в России



# НАТИСК НА ВОСТОК

АНДРЕЙ КОРЖУБАЕВ, ИРИНА ФИЛИМОНОВА  
Сибирское Отделение РАН  
ВАЛЕНТИН ИЗАРОВ  
«Красноярск ГЕО-Консалтинг»  
(публикуется с сокращениями)



Долгосрочные интересы России, состоящие в создании экономики инновационного типа, интегрированной в мировое технологическое и экономическое пространство, определяют особую роль для будущего страны Восточных территорий России (ВТР) и прилегающих акваторий Тихого океана и Арктики в силу их географического положения и наличия значительных природных, в том числе энергетических, ресурсов. Промышленные и научные центры ВТР располагают мощным производственным, научно-техническим, образовательным и кадровым потенциалом. Вопрос заключается в том, будет ли Россия продолжать сдавать геополитические позиции или создаст на Востоке страны мощный центр экономического развития для продвижения своих интересов в Тихоокеанском регионе.

**Д**оля российского экспорта нефти на Тихоокеанском направлении, прежде всего, в Китай, Корею, Японию, а также в США, составляет порядка 15% (2010 год — 38 млн тонн),

нефтепродуктов — менее 10% (12 млн тонн). Поставки СПГ в Японию, Корею, Китай и Тайвань не превышают 7% — 10 млн тонн, или 13,4 млрд м<sup>3</sup> (см. «Доля экспорта в производстве энерго-

носителей России» и «Роль АТР в экспорте энергоносителей из России»).

Основные причины ограниченности поставок на Тихоокеанский рынок — отсутствие развитой транспортной инфраструктуры, неосвоенность ресурсного потенциала ТЭР Восточной Сибири и Дальнего Востока, Восточной Арктики, включая низкий уровень геологической изученности территории и акватории, а также неурегулированность ряда институциональных вопросов (законодательных, организационных, инвестиционных, ценовых).

## Глобальная ситуация

В АТР сконцентрирована значительная часть населения (57%) планеты и промышленного производства (40%), на регион приходится свыше трети (37%) мирового спроса на энергию и энергоносители. В последние несколько десятилетий АТР — самый динамично развивающийся регион мира, где в условиях быстрого экономического роста происходит интенсивное технологическое развитие, особенно в части промышленной, энергетической и транспортной инфраструктуры.

На регион приходится почти 70% населения, около 50% территории, 68% энергопотребления и 63% ВВП мира. А также основная часть глобального потребления практически всех видов энергетических ресурсов: свыше 86% угля, 66% нефти, 55% газа, 68% атомной энергии (см. «Доля АТР и АТРАМ в потреблении энергоресурсов»).

Наиболее населенные страны мира с высоким экономическим потенциалом — Китай, Индия, США, Индонезия и др., определяющие глобальную динамику энергопотребления, входят в АТРАМ. При этом 34% глобального спроса на энергию и энергоносители приходится на восемь экономически наиболее развитых стран Азиатско-Тихоокеанского региона, а 60% — на восемь крупнейших стран АТРАМ (см. «Потребление энергетических ресурсов...»). В десяти самых крупных

Доля экспорта в производстве энергоносителей и энергии в России в 2010 г.



Роль АТР в экспорте энергоносителей и энергии из России в 2010 г.



по численности населения странах АТР проживает 52% населения Земли (см. «Численность населения...»).

Самые крупные по энергопотреблению страны мира — Китай, США, Россия, Индия, Япония и

Канада — входят в АТР. При этом в 2009 году Большой Китай (включая Гонконг и Макао) вышел на первое место в мире по потреблению энергетических ресурсов, обогнав США, а в 2010 году использование энергоносителей

только в его континентальной части превзошло американский уровень.

Среди стран АТР именно в АТР в последние десятилетия XX века и начале XXI века происходил наиболее быстрый рост потребления энергоносителей и

### 34% глобального спроса на энергию и энергоносители приходится на 8 экономически наиболее развитых стран АТР, 60% — на 8 крупнейших стран АТР

энергии (см. «Потребление энергетических ресурсов...»). Причем, даже в условиях глобального финансово-экономического кризиса 2008–2010 годов, когда в мире произошло снижение спроса, энергопотребление в большинстве стран АТР продолжало возрастать.

### Для дальнейшего развития странам АТР требуются дополнительные сырьевые и энергетические, в первую очередь, нефтегазовые ресурсы

Для дальнейшего развития странам АТР требуются дополнительные сырьевые и энергетические, в первую очередь, нефтегазовые ресурсы, что обусловлено изменением технологической структуры экономики и энергообеспечения, ростом моторизации, усилением экологической нагрузки и повышением требования безопасности к энергетическим системам.

Потребление энергетических ресурсов в 1970–2010 гг. в регионах мира



### Реализация российских геополитических интересов в мире требует формирования новых крупных энергетических центров на Востоке страны

Обострение борьбы за энергоносители — одна из важных реалий современного глобализирующегося мира.

### Потенциал Востока России

В этих условиях усиление роли России в качестве мирового энергетического лидера будет про-

Экспорт газа из России в АТР в 2010 г. и прогноз до 2030 г.



исходить именно за счет развития нефтяной, газовой, угольной промышленности и электроэнергети-

**Экспорт российской нефти к 2020 году может быть доведен до 100–110 млн тонн, к 2030-му — до 112–130 млн тонн; нефтепродуктов — до 30–35 млн тонн и 40 млн тонн соответственно**

ки на Востоке страны, укрепления позиций на энергетических рынках АТР, участия в развитии и эксплуатации объектов энергетической инфраструктуры в странах региона.

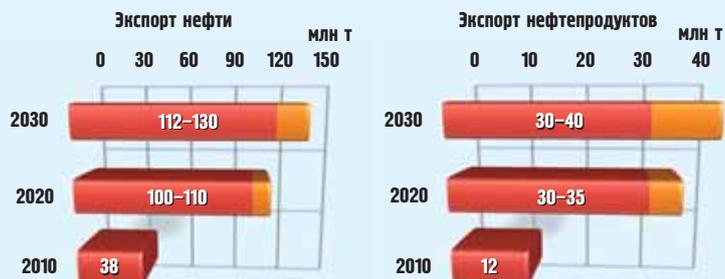
**Поставки газа на рынки АТРАМ к 2020 году могут составить 103–110 млрд м³, к 2030-му — 144–170 млрд м³**

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено почти 19 млрд тонн ресурсов и около 3,1 млрд тонн запасов жидких углеводородов, свыше 60 трлн м³ ресурсов и почти 9,5 трлн м³ запасов газа, около 100 млрд тонн запасов угля, свыше 500 тыс. тонн запасов природного урана.

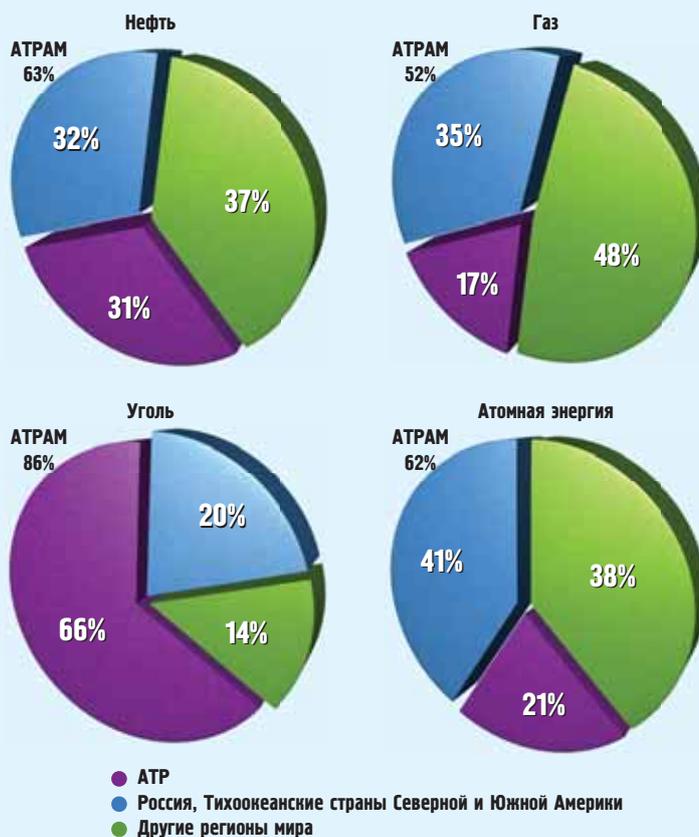
**Будет ли Россия продолжать сдавать геополитические позиции или создаст на Востоке страны мощный центр экономического развития?**

В этих условиях формирование новых крупных центров топливно-энергетического (ТЭК) и нефтегазового (НГК) комплексов, развитие производственной (добывающей, генерирующей, перерабатывающей) и транс-

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России в АТР в 2010 г. и прогноз до 2030 г.



Доля АТР и АТРАМ в потреблении энергоресурсов



портной инфраструктуры на Востоке России становится все более важной задачей не только социально-экономического развития регионов Дальнего Востока и Сибири и обеспечения энергетической безопасности страны, но и реализации российских геополитических интересов в мире.

При развитии сотрудничества с АТР и АТРАМ нельзя обойти тот факт, что у части населения современной России и особенно некоторых депрессивных регионов ВТР и в ряде случаев в научном сообществе существуют упаднические и пораженческие настроения, обусловленные болезненным

восприятием текущих негативных процессов.

Но в современных условиях только мобилизационная стратегия позволит России выйти на позитивную траекторию развития и обеспечить территориальную целостность и национальную безопасность страны.

Развитие ТЭК на Востоке России, усиление экономических позиций в АТР и в АТРАМ будут связаны, в первую очередь, с крупными проектами в таких приоритетных направлениях, как геологоразведка и добыча энергоносителей.

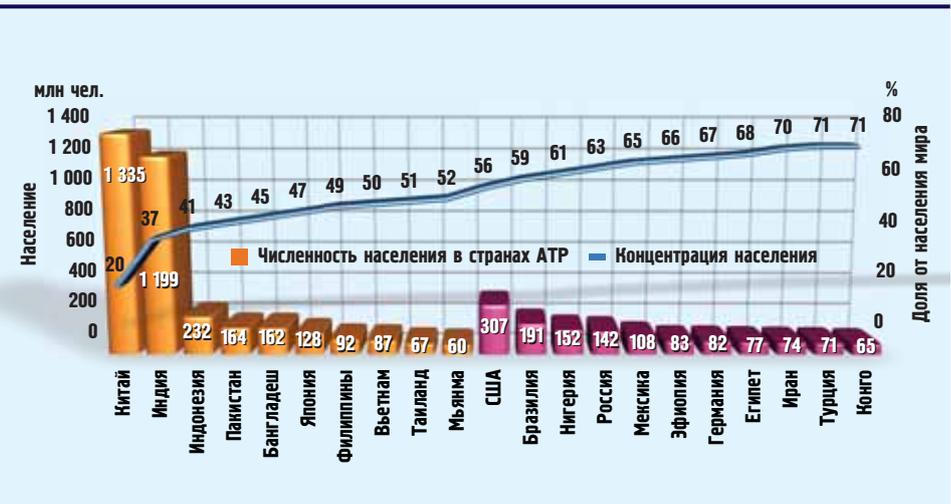
С учетом состояния и перспектив реализации сырьевых проектов, развития перерабатывающей и транспортной инфраструктуры экспорт нефти, нефтепродуктов и газа в АТРАМ может осуществляться не только с месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, но и из Западной Сибири.

Экспорт сырой нефти по всем маршрутам может быть доведен к 2020 году до 100–110 млн тонн, к 2030-му — до 112–130 млн тонн. Поставки нефтепродуктов на Тихоокеанский рынок к 2020 году могут составить 30–35 млн тонн, к 2030-му — возрасти до 40 млн тонн (см. «Экспорт нефти и нефтепродуктов из России в АТР...»).

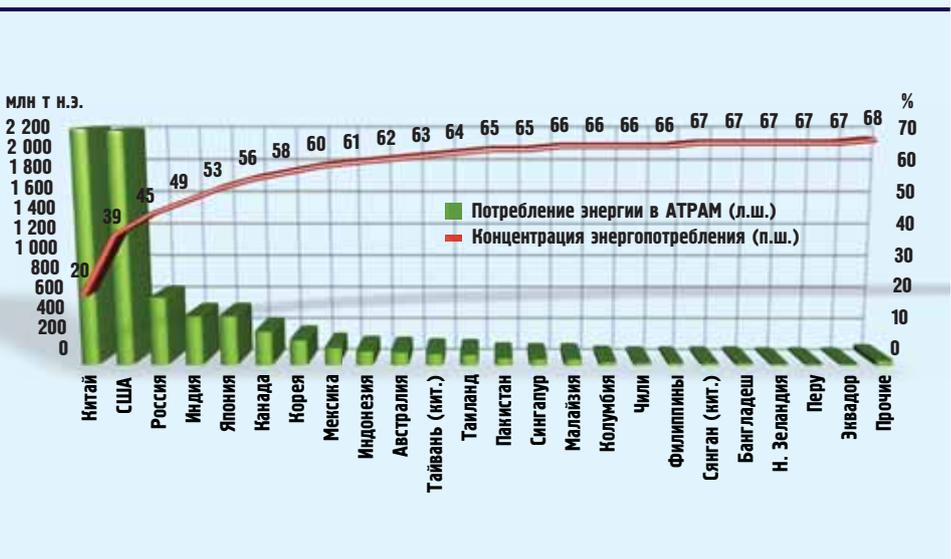
Поставки газа в значительной мере будут определяться как развитием транспортной инфраструктуры, так и договоренностью по ценам, объемам и маршрутам. У России нет задачи обеспечить экспорт газа в АТРАМ любой ценой, поэтому в зависимости от позиций стран-реципиентов поставки на рынки Китая (включая Тайвань), Японии, Кореи, Тихоокеанского побережья Америки, Монголии к 2020 году могут составить 103–110 млрд м<sup>3</sup>, к 2030-му – 144–170 млрд м<sup>3</sup> (см. «Экспорт газа из России в АТР в 2010 г. и прогноз до 2030 г.»).

Будет происходить наращивание поставок СПГ в рамках проекта «Сахалин-2», организован экспорт из месторождений проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-3», с завода СПГ в Приморском крае, а также по магистральным газопроводам «Алтай» и ВСТО. 

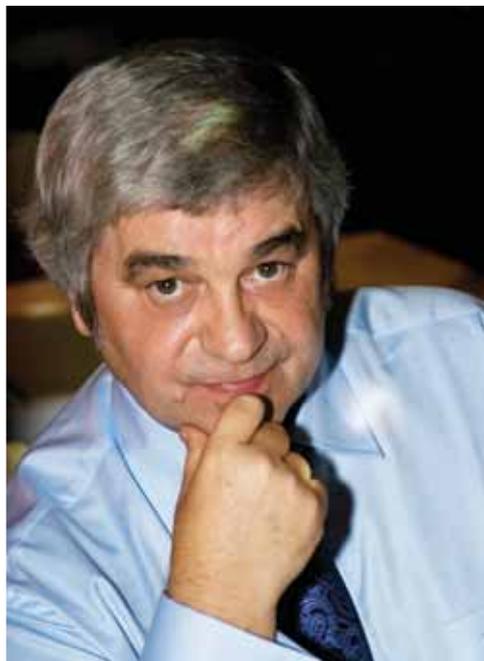
Численность населения в мире и в АТР в 2010 г.



Потребление энергетических ресурсов и концентрация энергопотребления в странах АТРАМ в 2010 г.



# ВОСТОК РОССИИ: КАК ЗАКАЛЯЛАСЬ НЕКОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ?



**У** же и не счесть, в который раз «Вертикаль» откликается на радужный оптимизм ученых СО РАН, связанный с перспективами отраслевого развития Востока страны...

Вот и представляемое на суд читателя исследование «Натиск на Восток» я бы смело перевел в солагательное наклонение. Частичка «БЫ» пригодилась во всех разделах публикации, кроме утверждения о том, что «Россия принципиально заинтересована в развитии энергетических отношений со странами АТРАМ».

Действительно заинтересована и могла бы преуспеть на этом направлении, если бы не ручной режим управления отраслью, сильно подорвавший ее конкурентоспособность.

А ее факторами, отметим, являются (1) государственная политика и регулирование; (2) рынки сбыта и мировая ценовая конъюнктура; (3) рен-

табельность имеющейся ресурсной базы; (4) производственная и транспортная инфраструктура; (5) отраслевой сервис (технологии, оборудование и услуги); (6) опыт и квалификация отраслевых компаний; наконец, (7) состояние фундаментальной и прикладной науки.

И в этой «великолепной семерке» частичка «БЫ» вот уже почти два десятилетия незримо присутствует в самом важном факторе конкурентоспособности. Вот если бы государственная (еще лучше — национальная) политика и регулирование действительно были бы явью...

Явь-то есть, нет эффекта и эффективности. Стратегической бедой страны стала замена национальной отраслевой политики на корпоративную, в лучшем случае, на набор корпоративных стратегий.

У нас есть и газовые стратегии, и генсхемы, и программы, но все они принадлежат перу «Газпрома», хотя и считаются национальными. А если «Газпром» с его трубопроводной догмой все-таки ошибается?

Мы уже успели, уповая на монополию, свести до нуля потенциал малых и средних газодобывающих компаний, перекрыв им доступ к «национальной» трубе, разубедить «исконно нашу» газовую Европу в надежности своих поставок, не смогли мирно разрешить конфликты с Украиной и Белоруссией.

Мы куб за кубом уступили Китай среднеазиатскому газу (нефти — в меньшей степени), мы проспали формирование рынков СПГ с его терминалами, судами и технологиями, мы вот-вот столкнемся с конкурентными поставками сланцевого газа США в виде СПГ на европейский рынок в объеме 60 млрд м<sup>3</sup> (что делает наши «потoki» и политически, и экономически уязвимыми) и таким же СПГ Канады в постфукуси-

мовской Японии, где нам опять не светит...

Мы десятилетиями оттачиваем свое — исключительно словесное — мастерство в необходимости заниматься высшими переделами углеводородного сырья, то строя планы гелиевых и иже с ними заводов, то их так же мотивированно отвергая... То отдаем многострадальную Ковыкту в чужие руки, не зная что с ней делать, то скандалим по ее возврату в лоно «национального достояния» с 49% ненациональной собственности; заодно приводя в бешенство своих «друзей» по обе стороны Атлантики проектами в Ливии и Венесуэле...

Понятно, что это зачем-то нужно «Газпрому», но где уверенность в том, что это нужно всей России?

Второй политический изъяс энергетических стратегий России — распределение прав по понятиям, по-приятельски. Раз «Газпром» и «Роснефть» (а в последнее время и НОВАТЭК) — несомненные друзья власти, им и шельф в руки, и сопутствующие льготы, наделение которыми происходит постановлением правительства, но не общеправительственным законодательством.

А там другие масштабные проекты, там кредитные долги и нехватка инвестиционных ресурсов... Выполнил — не выполнял, когда и сколько, с какой рентабельностью? Тем не менее, эти вопросы у правительства на втором плане, зато руки-то надежные. По Штокману, к примеру, это «зато» вообще чуть не дошло до представления «Газпрому» таких льгот, что на долю государства — включая нас с вами — ничего не оставалось. Хотели как лучше?

Да и «Сахалин-2» был создан не нами, а иностранным консорциумом во главе с Shell. Больше того, имея такой опыт первого СПГ России, страна принципиально отказалась от режима

СРП, этот проект принципиально и создавшего. Поговаривают, что мы отвергли СРП не потому, что так и не научились его качественно готовить, а потому что его финансовые потоки на отдельные ручки не делятся.

И третий промах страны — геологический. Кто бы спорил с тем, что потенциально на Востоке миллиарды тонн и триллионы кубов, но кто сказал, что они рентабельны? Какой год МПР успокаивает цифрами роста воспроизводства ресурсов над годовой добычей нефти при финансировании геологоразведки на уровне, кратно меньшем необходимого. Но где на континентальном Востоке рентабельные, промышленно значимые нефтяные запасы?

Кот наплакал. Того, что компании открыли, рассчитывая на ВСТО и льготные каникулы, явно не хватает для его же загрузки. Еще хуже то, что льготы, не успев дать, государство взяло назад, поставив в затруднительное положение тех, кто в них поверил. Но если иные основные ресурсы сосредоточены на шельфе, то кого мы испугали строительством ВСТО? Уверен, повсеместное игнорирование ГРП если и имеет последствия, то одно печальнее другого.

И раз мы коснулись трубы, то еще несколько слов о транспортной инфраструктуре как о факторе конкурентоспособности. Магистралей у нас в два-пять раз дороже тех, что иными строятся в мире с не меньшим качеством, будь то вода или суша, Аляска или Центральная Европа. Следовательно, окупать мы их будем во столько же раз продолжительнее. Сколь выгоден нации — не «Газпрому» и «Транснефти» — такой эффект от капиталовложений?

Пришло время и рынков сбыта — на конъюнктуру мировых цен влиять мы совсем не можем, хотя она — едва ли не важнейший фактор конку-

рентоспособности: упадет резко цена — пойдем за ниткой по миру со своей ориентацией на экспорт сырья. Счастье государства, когда цены высокие.

Но даже в этом случае на какие быстрорастущие рынки спроса АТРАМ рассчитывает Россия? Китай прекрасно чувствует себя в Средней Азии, постоянно расширяя здесь свое присутствие в добычных проектах, получая удовольствие от собственных капиталовложений и экспортных цен на нефть и газ. Именно об них разбиваются все наши предложения о поставках: задорого Китаю не интересно. А ту нефть, которая ныне идет в Поднебесную, «Роснефть» уже долгосрочно заложила под китайский же кредит. При этом в России продолжающий оставаться тайной уровень цены называется приемлемым, но вот встречный вопрос о том, могли ли китайцы себе позволить такую приемлемость, повисает в воздухе.

Как и проект «Алтай» — не будут китайцы вдвое переплачивать нам лишь только потому, что мы — Россия. А в ситуации отсутствия спроса и/или энергетического «позеленения» Европы и/или низких цен на энергоносители мы рано или поздно будем вынуждены пустить их к себе в «огород». Они-то подождут своего часа, переживет ли ожидания сама Россия?

Япония? Но ее — после сворачивания программ атомной энергетики — намерена спасти от энергетического голода Канада: удобными и традиционными для островной страны поставками СПГ, произведенного по примеру США из сланцевого газа. Остается Корея: трубу туда не протянешь, а весь газ «Сахалина-2» еще до запуска проекта был законтрактован. Кто и что осталось?

И последнее. Да, отраслевой основой государственной политики яв-

ляется инвестиционный режим: стабильный, долгосрочный, прозрачный, привлекательный и для государства, и для компаний. На Востоке он таковым и является? Существующего режима, прежде всего, налогового, уже не хватает для Западной Сибири, где стагнация нефтяной промышленности уже началась. Что же говорить о Восточной?

Автоматический перенос национального инвестиционного режима в восточные регионы лишь увеличивает риски недропользователей. Власть продолжает медлить с реформой недропользования: уровень мировых цен ее не подгоняет. Запрягаем столь медленно, что и быстро ездить разучились?

А ведь у России есть и потенциальные ресурсы, и амбициозные компании с их квалификацией и опытом. Кое-какая выжившая наука. Как и профицит фискальной направленности государственной политики и регулирования. Без законодательно закрепленных стимулов. И если интересы компаний и государства не совпадают, то о каких тоннах и кубках Востока с его не конкуренцией даже по отношению к Западной Сибири говорят ученые мужи?

Важнейший фактор конкурентоспособности отечественной нефтегазовой отрасли на мировых рынках — государственное регулирование — эту способность только снижает.

Отсюда и расхождения в ответах на вопрос: будет ли Россия продолжать сдавать геополитические позиции или создаст на Востоке страны мощный центр экономического развития для продвижения своих интересов в Тихоокеанском регионе? 

Упадочный пораженец  
**НИКОЛАЙ НИКИТИН**  
«Нефтегазовая Вертикаль»

## ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ» — ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО ОСВОЕНИЮ ТУРОНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ



ОАО «Севернефтегазпром», ведущее разработку сеноманской газовой залежи Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения (ОАО «Газпром» — 40%, Wintershall — 35%, E.ON Ruhrgas — 25%), являющейся одной из основных ресурсных баз поставок газа в Европу по «Северному потоку», приступило к реализации пилотного для России проекта по освоению туронской залежи газа месторождения.

Это трудноизвлекаемые запасы газа, залегающие выше сеномана, как правило, на глубине 710-840 метров (а.о.). Основная сложность при освоении таких пластов — низкая проницаемость коллекторов и работа при устьевых температурах, близких к отрицательным, что приводит к образованию гидратов в процессе эксплуатации.

Разработка турона с низкими дебитами газа отрицательно сказывается на экономической эффективности проектных решений.

Необходим нестандартный подход к выбору конструкции эксплуатационных скважин. До настоящего времени промышленным освоением этих отложений природного газа в нашей стране никто не занимался, хотя его запасы только в Западной Сибири оцениваются, как минимум, в несколько триллионов кубометров.

Именно поэтому интерес к турону оправдан: на лицензионном участке компании его запасы составляют не менее 300 млрд м<sup>3</sup>.

**О**АО «Севернефтегазпром» принадлежит лицензия СЛХ 11049 НЭ от 22.06.01 на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья в пределах Южно-Русского участка недр со сроком действия до 2043 года. Запасы газа по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> составляют более 1 трлн м<sup>3</sup>.

Основная часть запасов газа сосредоточена в сеноманских (ПК1) отложениях и составляет более 600 млрд м<sup>3</sup>. Залежь в октябре 2007 года введена в промышленную эксплуатацию; нарастающая добыча газа на июнь 2011 года составила 70 млрд м<sup>3</sup>. Эти запасы можно отнести к активным (нормальным).

Однако около 30% от суммарных запасов газа Южно-Русского место-

рождения приурочены к туронской газовой залежи, оценены как промышленно значимые, но относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости коллекторов, большой их изменчивости по площади простирания, относительно небольших дебитов газа, невысоких пластовых температур, близко расположенной границы вечномёрзлых пород и наличия аномально высокого пластового давления (см. «Трудноизвлекаемый турон»).

### Изучение

Продуктивность туронской залежи подтверждена опробованием 20 поисково-разведочных скважин и одной наблюдательной на различных гипсометрических от-

метках. В 17 скважинах получены промышленные притоки газа дебитами от 16,3 тыс. м<sup>3</sup> до 216 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. В некоторых скважинах получены только непромышленные притоки от 0,2 тыс. м<sup>3</sup> до 13,9 тыс. м<sup>3</sup> в сутки.

Туронская залежь, состоящая из двух пропластков Т1-2, не разрабатывается, находится в изучении. Природный газ залежи сухой, имеет метановый состав (95–97% CH<sub>4</sub>). Действующий проектный документ — Проект опытно-промышленной разработки туронских газовых залежей Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения — утвержден протоколом №41-р/2007 от 03.07.2007.

В проекте приведено обоснование добывающих характеристик экспериментальной многозабойной скважины и выданы исходные данные для разработки проектной документации на её строительство.

С целью следующего ввода в разработку туронской залежи, на территории лицензионного участка компания проводит изучение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполняются лабораторные анализы керна, проводятся газодинамические исследования, изучается распространение коллекторов по залежи на основании данных трехмерной сейсморазведки и бурения.

Проводимое в 2009 году изучение геологического строения залежей в пластах Т1 и Т2 было продолжено в 2010 году. Завершены работы по пересчету запасов свободного газа туронских отложений Южно-Русского месторождения по состоянию на 01.01.10. Материалы направлены для рассмотрения и защиты в ФГУ «ГКЗ».

На 01.04.11 пробурена и находится в освоении многозабойная скважина №174 на туронские отложения в центральной части Южно-Русского месторождения. Строительство скважины осуществлялось по Техническому проекту, выполненному ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Назначение скважины — добыча газа, опытно-промышленная разработка (ОПР) туронских отложений. Для строительства скважины использовалась буровая уста-

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЙ ТУРОН**

Тема трудноизвлекаемых запасов углеводородов становится все актуальнее в связи с ростом доли этих запасов в общем углеводородном балансе и истощением активных запасов, которые не требуют повышенных затрат.

Природные и горно-геологические условия разработки месторождений углеводородов изменяются в очень широком диапазоне. Только по одному параметру — естественной продуктивности — дебиту газа и нефти из скважин изменение может составлять величину до нескольких порядков (по газу от первых тысяч кубометров в сутки до нескольких миллионов кубометров в сутки, а по нефти от десятков килограммов до нескольких тысяч тонн в сутки).

Темпы и степень извлечения трудноизвлекаемых запасов, их экономическая эффективность ниже аналогичных показателей активных (нормальных) залежей. По экономическим критериям эффективности разработки трудноизвлекаемые запасы занимают промежуточное положение между забалансовыми (нерентабельными при существующих экономических условиях, технике и технологии добычи газа и нефти) и извлекаемыми запасами газа и нефти, разработка которых может быть осуществлена рентабельно в современных условиях.

В пределах восточной части Тазовского нефтегазоносного района (НГР) регионально газоносны отложения сеноманского горизонта, в которых выявлены крупные и уникальные скопления газа на Заполярном, Северо-Часельском, Южно-Русском и других месторождениях. Зонально газоносны отложения газсалинской пачки туронского яруса (Заполярная, Харампурская, Южно-Русская площади).

Покрышкой для залежей сеноманской продуктивной толщи служат глинистые отложения турон-датского и более молодого возраста, толщина которых составляет 600–800 метров. В Тазовском НГР внутри глинистой покрышки, 40–70 метров выше кровли сеномана, отмечается частичное опесчанивание разреза — газсалинская пачка, к которой на Южно-Русском месторождении приурочена пластовая сводовая залежь газа продуктивного пласта Т1-2.

В пласте Т1-2 выявлена одна газовая залежь. Залежь вскрыта 202 скважинами на абсолютных отметках 708,5–836,7 метра.

новка БУ 3200/200 ЭУК-2МЯ с верхним приводом грузоподъемностью 150 тонн.

Конструктивно скважина состоит из двух стволов, основного — на горизонт Т2, и бокового — на горизонт Т1. Основной ствол обсажен эксплуатационной колонной диаметром 245 мм, в состав которой входит фильтр диаметром 245 мм. В боковой ствол спускается хвостовик-фильтр диаметром 168 мм.

В основном стволе многозабойной скважины располагается система заканчивания скважин компании Halliburton, предназначенная для отдельной эксплуатации объектов по отдельным колоннам НКТ диаметром 73 мм. В скважину производится спуск сдвоенной лифтовой колонны НКТ. Лифтовая колонна НКТ основного ствола оборудуется пакером над интервалом эксплуатационного объекта.

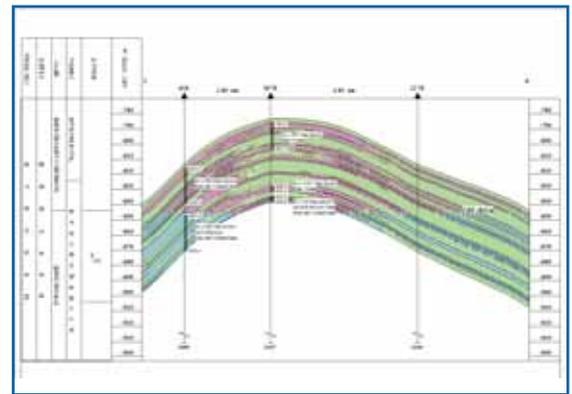
Данная система двухрядного заканчивания фирмы Halliburton

позволяет производить работы по освоению и исследованию отдельно в каждом стволе МЗС, а также допускает отдельный доступ через НКТ в основной и боковой стволы МЗС в процессе освоения и при последующей эксплуатации.

**Планы**

В 2011–2012 годах с целью уточнения показателей ОПР, вариантов и сроков дальнейшего освоения и эксплуатации туронских газовых залежей, «Севернефтегазпром» совместно с «ТюменНИИгипрогазом» планирует разработку проектного документа «Технологическая схема разработки туронских газовых залежей Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения».

Ранее, в 2010 году разработана методика сейсмических МОГТ-3D-исследований на турон-сеноманские отложения Южно-Русского лицензионного участка, в



2011 году запланированы и выполнены МОГТ-3D (22 км<sup>2</sup> в цент-

**Южно-Русское месторождение — одна из основных ресурсных баз поставок российского газа в Европу по «Северному потоку»**

ральной части лицензионного участка). В дальнейших планах по доразведке лицензионного участка предусмотрены геолого-технические мероприятия по доизучению туронской залежи.

**Запасы газа Южно-Русского НГКМ составляют более 1 трлн м<sup>3</sup>. Основная часть запасов газа (более 600 млрд м<sup>3</sup>) — сеноманские отложения**

В период 2011–2016 годов, после освоения и проведения комплекса исследовательских работ по контролю за работой многозабойной скважины №174, по-

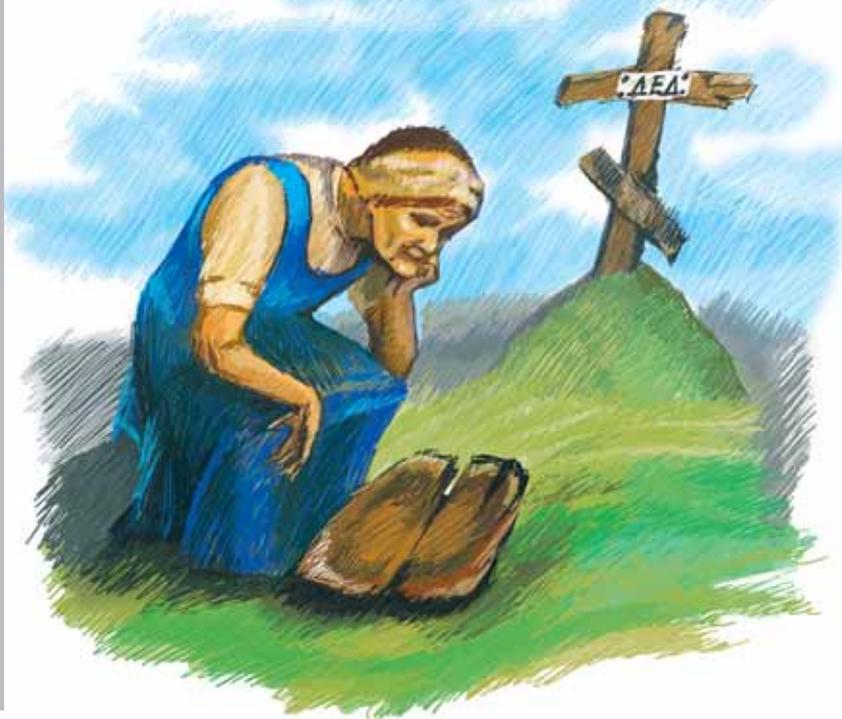
**На долю туронских залежей месторождения приходится не менее 300 млрд м<sup>3</sup>; это промышленно значимые, но трудноизвлекаемые запасы**

лучения положительных результатов, «Севернефтегазпром» планирует начать ОПР на турон-

**«Севернефтегазпром» первым в России приступил к опытно-промышленным работам по добыче туронского газа**

скую газовую залежь. Продукция будет направляться в уже существующую газосборную сеноманскую сеть.

# РОССИЯ—ЕС: СТРАТЕГИЯ ЭКСПОРТА ГАЗА



ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ  
«Нефтегазовая Вертикаль»

А есть ли она? Конечно, есть! Но, к сожалению, и усеченная, и ущербная.

Усеченная потому, что строим «Северный поток», пробиваем «Южный». Да и трубу «Алтай» для поставок газа в Китай, Прикаспийский газопровод и проект «Голубой поток-2» пока никто не отменял. Труба стала догмой, в то время как наш традиционный европейский рынок и «зеленеет», и все больше ориентируется на СПГ — только бы от нас избавиться.

На мировые рекорды стоимости газопроводов нас хватает, на строительство СПГ-инфраструктуры на примерно такие же суммы — нет. Не в финансовых ли потоках дело? «Зарыть в землю» можно сколь угодно средств, все равно никто не проверит, в СПГ же все на виду и лазеек почти нет.

Ущербная потому, что стратегические трубопроводные решения всегда принимаются постфактум и только по политическим соображениям. Либо в ответ на уже возникшие проблемы, как в случае с «Северным потоком», с тем чтобы уйти от проблемного транзита через Украину и Беларусь. Либо в ответ на недовольство европейцев контрактными ценами на российский газ, как в случае с проектом «Алтай». Либо в ответ на уже инициированные конкурентные для РФ проекты, как в случае с Nabucco. Иначе говоря, бежать за паровозом мы не устает, но все более отстаем.

Что в итоге? Ко всем тем напастям, которые без устали валяются на голову России и о которых расскажут страницы этого номера, добавляется еще одна: теперь и арабы надумали тянуть в Европу трубу с Южного Парса протяженностью 5000 км и стоимостью \$10 млрд.

Конкурентам наша стратегия только на руку...

На очередном и внеочередном собрании акционеров ОАО «Газпрома», прошедших 30 июня 2011 года, А.Миллер заявил, что спрогнозированный компанией «золотой век» наступил: газ стал основным энергоносителем в мире, в связи с чем у «Газпрома» открылись безграничные перспективы. Хорошо бы...

Однако существует вероятность, что СЕГ останется недогруженным. Да и будут ли нужны «Южный поток», «Голубой поток-2», «Алтай», не говоря уже о трубе Ямал–Европа-2 и Прикаспийском газопроводе (ПКГ)?

## Газопроводная стратегия

О трубопроводной стратегии РФ говорено много: порой ее усматривают в различных фразах и отдельных разделах ЭС-2020 и ЭС-2030. В реальности все происходит, скорее, по принципу «война план покажет». Решения об экспортных газопроводах принимаются либо в назидание непокорным, либо как ответ на те или иные зарубежные инициативы.

Например, если взять «Южный поток» или ПКГ, то они появились в ответ на проамериканский проект Nabucco. И всего четыре года назад — в июне 2007-го — СМИ предрекали ПКГ успех: «В.Путин, Н.Назарбаев и Г.Бердымухамедов... переиграли США и Евросоюз, упорно и долго продвигавших идею сооружения Транскаспийского газопровода...»

А северный газопровод? «Это не окно, но это форточка в Европу», — вдохновлял В.Путин президиум правительства России в мае 2011 года. Отношения России с Польшей, Беларусью и Украиной, конечно, непростые. За «форточку» же в назидание заплатили \$7,4 млрд.

Именно в такую сумму, по словам управляющего директора Nord Stream AG Матиаса Варнинга, обошлась первая очередь морского участка СЕГ. Прибавим к этому \$5,85 млрд за российский «довесок» Грязовец–Выборг, причем только за первую нитку (см. «Золотые трубопроводы», НГВ #12'11).

Основные газопроводные проекты России (по состоянию на 06.11)

Газопроводы	Протяженность, маршрут	Общая стоимость / стоимость 1 км**	Проектная мощность (млрд м³) / диаметр трубы (мм) / давление (МПа) / состояние проекта
СЕГ	Морской участок — 1200 км / Выборг (Ленинградская область) — Грайфсвальд (Германия). Общая протяженность — 1 224 км. Российская сухопутная часть: Грязовец (Вологодская область) — Выборг — 917 км	Около \$10,3 млрд / \$8,5 млн по морскому участку за 2 очереди*** / \$7,4 млрд или около \$6,0 млн за 1 км — за 1-ю очередь****	55 (2 нитки) / завершено строительство 1-ой очереди морского участка мощностью 27/1020/200 атм / и, соответственно, участка Грязовец–Выборг / 1420/9,8
Ямал–Европа-2	2000 км / ЯНАО–Беларусь–Польша–Германия	\$4,2 млрд / \$2,1 млн	33 / отложен на неопределенный срок
Голубой поток-2	н/д	н/д	16 / отложен на неопределенный срок
Южный поток	Около 900 км / Новороссийск — далее по дну Черного моря — Варна (Болгария) — далее две ветки через Балканский полуостров в Италию и Австрию, (точные маршруты пока не определены)	Около \$22 млрд / расчету не подлежит	Около 63 / соглашения с Болгарией, Сербией, Венгрией, Грецией, Словенией, Австрией, Хорватией, в том числе, о подготовке ТЭО прохождения трубы по территории каждой из стран. В мае 2011 года прошла презентация проекта в ЕС
Прикаспийский газопровод	Около 1700 км / Туркменистан–Казахстан–Россия	Не определена	Около 40 / подписано межправительственное соглашение
Алтай	Около 6700 км (2700 км по России) / ГКМ Западной Сибири — Синьцзян-Уйгурский автономный район Китая	Не определена, называются цифры от \$4,5–5 млрд до \$10–13 млрд	Около 80 / выведен за генеральную схему развития газовой отрасли РФ до 2030 года
Починки (Нижегородская область) — Грязовец	638 км	Около \$3,4 млрд / \$5,3 млн	36 / 1420 / 7,4 / построено 74% (по некоторым данным 80%) линейной части
Сахалин–Хабаровск–Владивосток	1 837 км	Около \$16,7 млрд / \$9,1 млн	30 / 700–1200 / 9,8 / находится в завершающей стадии строительства
Система Бованенково–Ухта	2 212 км****	Около \$40 млрд / \$18 млн	140 / 1 420 / 11,8 / завершена укладка линейной части в 745 км
Система Ухта–Торжок (1-я очередь)	1 300 км	Около \$8,4 млрд / \$6,5 млн	81,5 / 1420 / 9,8 / начато строительство 6-й нитки
Джубга–Сочи	171,6 км, из них 159,5 — по дну Черного моря	Около \$1,1 млрд / \$6,4 млн	3,78/530/9,8/ прошла официальная церемония по пуску в эксплуатацию

\* Без стоимости строительства порта в Козьмино

\*\* Только по линейным участкам, если другое не оговорено

\*\*\*\* Данные ОАО «Газпром», хотя по расчетам НГВ протяженность трубы не превышает 1047 км, следовательно 1 км трубопровода обойдется в 37,55 млн. (См. «Золотые трубопроводы»,

НГВ #12/2011)

А проект «Алтай», который всегда использовали на переговорах с ЕС? Предельно ясно по этому поводу высказался А.Миллер. В июньском 2011 года интервью газете *Suddeutsche Zeitung* он заявил: «Если Европе не нравятся цены на российский газ, то «Газпром» будет поставлять его в Азию».

Заметим, что в ЭС-2020 раздела по газопроводам не было вообще. Был только подраздел «Развитие транспортной инфраструктуры нефтяного комплекса», где прописали БТС-2 и ВСТО. А в ЭС-2030 в разделе «Газовая промышленность» уже дописали и СЕГ, и «Южный поток», и ПКГ. Но ЭС-2030 была утверждена правительством РФ в ноябре 2009 года, то есть когда проекты и СЕГ, и «Южный поток», и ПКГ уже были инициированы высшей исполнительной властью.

## Результаты

Говорят, СЕГ — беспрецедентен, так как вообще не предполагает транзита, который всегда чреват проблемами. Но в случае с СЕГ от транзита ушли только в том плане, что за него не надо будет платить. Вместе с тем, СЕГ прошел по дну Балтийского моря, а балтийских стран 10: Норвегия, Швеция, Дания, Финляндия, Германия, Литва, Латвия, Эстония, Польша и Россия.

Кроме того, опосредованно, в силу грузопотоков, интересы на Балтике имеют Великобритания, Нидерланды и Бельгия. И не приведи бог, если что случится: наедут даже те, кто к Балтике (средняя глубина составляет всего 53 метра, максимальная глубина — 200 метров) вообще отношения не имеет.

Да и «наказать» по полной Украине с Беларусью не удалось. И не только потому, что построенная тру-

**А.Миллер заявил, что спрогнозированный компанией «золотой век газа» наступил, в связи с чем у «Газпрома» открылись безграничные перспективы. Хорошо бы...**

ба мощностью пока в 27, 5 млрд м³, а затем — в 55 млрд м³ газа в год, не сможет заменить объемы, про-

**За нас — действительно, несметные ресурсы и запасы газа, все еще крепкие деловые отношения с партнерами Европы да трубопроводная инфраструктура**

качиваемые только через одну Украину (около 100 млрд м³ в год).

СЕГ предназначен для поставок российского газа, в том числе, туда, где его нет (Великобритания, Ни-

## **За нас — предполагаемый рост спроса на газ и в мире, и в Европе в частности, в том числе за счет частичного отказа от атомной энергетики и угля**

дерланды, Дания). В то же время в те страны, куда «Газпром» уже поставляет газ, он в силу географии все равно будет идти через Украину

## **Против нас — перманентно растущая себестоимость добычи, помноженная на техническое, технологическое и — связанное с ними — кадровое отставание**

и Беларусь (страны Южной Европы). И, так или иначе, с «проблемными» транзитерами дело иметь придется, во всяком случае, пока не

## **Против нас — энергетическая политика ЕС, направленная на ограничение потребления российского газа**

будет «Южного потока». А там транзитных стран будет еще больше.

## **Против нас — принципиальная ориентация Европы на «зеленую» энергетику с поступательным снижением доли газа в ее энергетическом балансе**

Что же до заинтересованности Германии в СЕГ, то она пока не хочет считать NEL и OPAL частью системы СЕГ. ЕС тоже против. А участие E.ON в проекте — не аргумент. Как известно, компания вышла из проекта в 2004 году, сославшись на его экономическую

## **Против нас — расширение европейской СПГ-инфраструктуры и возможное превращение производителей сланцевого газа в мировых экспортеров**

сомнительность. Компанию вернули усилиями политиков, прежде всего старинного друга В.Путина

тогдашнего канцлера Германии Герхарда Шредера, который и возглавил Nord Stream AG.

Если говорить об экономической сомнительности проекта, так еще в 2003 году «Газэкспорт» давал заключение, что британскому рынку вряд ли потребуется российский газ, так как этот рынок уже «перепоставлен» за счет заключенных контрактов на импорт из нероссийских источников. Так и вышло.

Согласно CEDIGAZ, физический объем экспорта газа из РФ в Европу в 2010 году сократился на 2,6 млрд м<sup>3</sup>, до 130,2 млрд м<sup>3</sup>. Рост поставок российского газа был зафиксирован только в Германию, (до 34 млрд м<sup>3</sup> против 31,5 млрд м<sup>3</sup> в 2009 году), а также в Польшу, Чехию, Словакию и Румынию, то есть туда, куда невозможны поставки СПГ.

При этом экспорта российского газа в Великобританию не было вовсе, хотя англичане в 2010 году увеличили закупки газа на 30,4% (до 53,6 млрд м<sup>3</sup>) по сравнению с 2009 годом исключительно за счет СПГ-поставок.

И кто даст гарантии, что после введения в эксплуатацию строящегося германского регазификационного терминала Wihelnishaven мощностью 7,25 млн тонн СПГ в год (10 млрд м<sup>3</sup>) по трубам NEL и OPAL пойдет именно российский газ, а не, например, регазифицированный катарский или американский СПГ? Терминал обещают ввести в строй до конца 2011 года.

Россия уже имеет один недогруженный экспортный газопровод — «Голубой поток-1» проектной мощностью в 16 млрд м<sup>3</sup>, а фактически он прокачивает не более 5–7 млрд м<sup>3</sup> в год. Рекорд был поставлен в 2008 году, когда прокачали около 10 млрд м<sup>3</sup>, но в 2010-м опять произошло снижение, по данным CEDIGAS, до 7 млрд м<sup>3</sup>. СЕГ — второй?

## **Перспективы**

Наверное, яснее всего судьба газопровода Ямал-Европа-2. Его вряд ли построят, уже потому, что есть СЕГ.

Что касается ПКГ, то тоже вряд ли... Помнится, в мае 2007 года

В.Путин говорил, что ТЭО проекта будет готово уже к июлю того же года. А В.Христенко, тогдашний министр промышленности и энергетики РФ, пообещал, что к 2014 году через ПКГ в Россию пойдет около 90 млрд м<sup>3</sup> среднеазиатского газа. И где ТЭО?

На то, что дойдет до 90 млрд м<sup>3</sup>, совсем не похоже. Газ пошел в Китай. При этом поставки газа в РФ по САЦ резко упали. Если в 2008 году «Газпром» импортировал 66 млрд м<sup>3</sup>, то в 2009-м — уже только 37 млрд м<sup>3</sup>, в 2010-м — 38,2 млрд м<sup>3</sup>. Туркменистан и Казахстан собираются довести экспорт своего газа в Китай до 60 млрд м<sup>3</sup> в год. Так что ПКГ будет просто нечем загружать.

А «Голубой поток-2»? Если первая нитка хронически недогружена, зачем нужна вторая? Хотя, в июне 2010 года В.Путин в Стамбуле заявил, что это «живой проект», он рассматривается как «дополнительная возможность поставок российского газа на растущий турецкий рынок», но только не пойдет до Израиля, так как там открыли крупное месторождение газа и, кроме того, страна потребляет не более 2 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Как будто, про 2 млрд м<sup>3</sup> раньше не знали...

Дело же в том, что летом 2010 года Турция поссорилась с Израилем и предложила убрать его из проекта. Подробнее — это отдельный сюжет. РФ выбрала сторону Турции, так как с ней связана и «Голубым потоком-1», и нефтетранспортным проектом Самсун-Джейхан, и «Южным потоком».

Пока «Голубой поток-2» существует лишь на словах. Риск объективной недогрузки велик, как и велик соблазн вгрокать в строительство огромные деньги, распределив их по контролируемым ручейкам.

Но пока РФ сосредоточена на «Южным потоке», презентация которого в мае этого года прошла в Брюсселе. «Газпром» обещает, что вот-вот будет готово ТЭО проекта. Одновременно концерн ведет переговоры о расширении состава его участников за счет EDF, Wintershall и E.ON.

Инвестиционное решение по проекту, как говорит А.Миллер,

планируется принять в 2012 году, начать строительство — в 2013-м, а к началу 2019 года ввести трубу в строй. Но что будет на самом деле, прогнозировать сложно. Ведь еще в марте 2011 года на переговорах Д.Медведева с премьером Турции Р.Эрдоганом прозвучало заявление о том, что РФ вообще может отказаться от проекта, заменив трубопроводный вариант строительством СПГ-завода на Черном море или на Севере России.

«Испугавшись», хитрые турки пока дали разрешение только на проведение морских изысканий для прокладки трубы, а лицензию на прокладку газопровода в своей эксклюзивной экономической зоне по-прежнему только обещают.

На первый взгляд, у проекта нет явных противников, кроме, разумеется, Украины. И все же вокруг «Южного потока» пока идет скорее игра, чем реальная

работа. ЕС вроде не отвергает проект. Но, по словам комиссара Евросоюза по энергетике Гюнтера Эттингера, хотел бы, в частности, отказа «Газпрома» от монополии на экспорт газа, а заодно и привязки экспортных цен на российский газ к ценам на спотовом рынке, что, конечно же, не устраивает «Газпром».

РФ, со своей стороны, добивается для проекта статуса приоритетного (Trans-European Network — TEN), который уже есть у СЕГ и Nabucco. Статус, наверное, нужен, поскольку обеспечивает более легкий доступ к кредитам, но требования Третьего энергетического пакета ЕС не отменяет. И в случае с СЕГ TEN не помог решить проблему включения газопроводов NEL и OPAL в систему «Северного потока». Вот и идет обмен «любезностями».

При этом без ответа остается главный вопрос: если к окончательно построенному СЕГ прибав-

ится «Южный поток», будет ли Европа ежегодно покупать 118

### Против нас — политика majors, начавших дрейф от нефти в сторону добычи и реализации газа: жди дополнительных предложений на рынке

млрд м<sup>3</sup> российского газа, да еще плюс 7–10 млрд м<sup>3</sup>, идущих по «Голубому потоку-1»? Если Евро-

### Против нас — политика газовых производителей Ближнего Востока; даже нефтяной гигант Saudi Aramco к 2015 году обеспечит покупателям 160 млрд м<sup>3</sup> в год

па при общей нелюбви к российскому газу «зеленеет», а уже к 2015 году США намерены поставлять на континент около 60 млрд м<sup>3</sup> своего газа в форме СПГ? Плюс

### Против нас — политика постсоветских газовых государств; слухи о смерти Навуходносора слишком преувеличены

арабы, заявившие о желании поставлять в Европу иранский газ...

### Против нас — политика «нетрадиционных» экспортеров газа; уже и Иран с Ираком и Сирией запустили проект «Исламская магистраль» с поставками газа в ЕС

«Южный поток» тоже войдет в число хронически недозагруженных?

### Предлагаемая Россией трубопроводная догма в политике и отсутствие обоснований в экономике не могут не радовать... наших конкурентов

Вот такая стратегия: сначала строим, потом ищем спрос. И какая разница в том, что в этом спросе нам принципиально будут отказывать, невзирая на маршруты: через Украину или минуя ее? 

## БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

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



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

# EGAF VS ECF: НА ФОРУМ НАДЕЙСЯ, НО САМ НЕ ПЛОШАЙ

ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ  
«Нефтегазовая Вертикаль»



По сути, ЕС и EGAF выполняют каждый свою профессиональную задачу: ЕС — обещание кардинально сократить выбросы парниковых газов и снизить зависимость Европы от импортного газа, а газовые лоббисты EGAF, от лица крупных газовых компаний, — как можно дольше сохранить УВ в энергетическом балансе и успокоить акционеров.

Казалось бы, дискуссия ECF и EGAF очень важна в смысле востребованности российского газа на европейском рынке. Однако когда речь идет об отодвинутом на несколько десятков лет периоде, с тем же успехом и с не меньшей убедительностью можно обосновать любые другие варианты энергетического будущего Европы. Что и делает «Газпром», показывая, что спрос на газ в 2050 году значительно увеличится.

Пытаясь заглянуть на 40 лет вперед, полезно оглянуться на тот же срок назад. Что изменилось в мировом энергетическом балансе с 1971 года?

Например, в США, где прогресс идет наиболее быстрыми темпами, драматически выросла только доля ядерной энергетики (с 0,6% до 9,2%). Нефть, газ и уголь, в той же последовательно-

В 2009 году Европейская комиссия определила целевую установку на снижение эмиссии CO<sub>2</sub> в Европе к 2050 году на 80–90% относительно уровня 1990 года. Цель труднодостижимая, однако в выпущенном в апреле 2010 года Европейским фондом климата (European Climate Foundation, ECF) исследовании «Дорожная карта 2050: практическое руководство обеспечения низкоуглеродной экономики в ЕС» показано, что такая задача может быть решена (в настоящее время Фонд готовит коррекцию Карты в соответствии с новыми условиями пост-Фукусимы). В Дорожной карте, среди прочего, планируется полный переход на безуглеродную генерацию электроэнергии к 2050 году. В ответ Европейский форум защиты газа (European Gas Advocacy Forum, EGAF) опубликовал свой доклад «На пути к зеленой энергетике: оптимальные варианты достижения искомым целей 2050 года при минимальных денежных и временных затратах», где показано, что те же цели могут быть достигнуты с меньшими финансовыми и техническими затратами. Для этого необходимо менее кардинально переключаться на безуглеродную энергетику.

EGAF не презентует свой доклад как прогноз или как истину в последней инстанции. Форум газозащитников считает основной целью доклада активизировать широкие открытые дискуссии и дальнейшие поиски оптимальных путей достижения поставленной ЕС задачи по снижению выбросов CO<sub>2</sub> к 2050 году.

«Вертикаль», к примеру, рада активизироваться ради сохранения наших европейских рынков газа, лишь бы они — вопреки чаяниям всей России — не уподобились «шагреновой коже»...

Возможные соотношения использования различных видов энергии в ЕС к 2030 г., % от 4100 TWh					
	ВИЭ	Биомасса	Атом	Уголь	Газ
2010 год	20*	2	28	24	26
2030 год: сценарий Дорожной карты (из ECF Roadmap 2050)	42	8	21	11	19
2030 год: сценарий EGAF при высоких ценах на газ	28	7	37	9	19
2030 год: сценарий EGAF при низких ценах на газ	30	7	26	4	33
2030 год: оптимальный сценарий EGAF	32	7	22	2	36
Нерегулируемый сценарий	26	8	18	20	29

\*Включая энергию ГЭС

Источник: ECF Roadmap 2050, Platts, IEA

сти, остались самыми предпочтительными видами топлива, и даже дрова все еще имеют свою нишу емкостью в 2%...

Но поскольку оглядки не было, перейдем к тому, что было.

Итак, в Европе бытует точка зрения, что импортные поставки природного газа ненадежны, а СПГ с регазификацией и распределением — дорого стоят. Тем более что энергопотребление в Европе, согласно этой точке зрения, будет узколокальным: к 2050 году до 80% потребления газа в Европе будет приходиться на домашние хозяйства. И при этом совершенно не обязательно импортировать газ, «зеленый» домашний газ можно производить из местного биотоплива.

EGAF, в свою очередь, не отрицая возрастающей роли ВИЭ, попытался доказать, тем не менее, что без природного газа европейская цивилизация обойтись в ближайшие 40 лет не сможет. Больше того, в оптимальном для Европы варианте к 2030 году его роль даже усилится до 36% с 26% в 2010 году с одновременным ростом энергопотребления Европы с 3250 TWh (тераватт) до 4100 TWh.

Доклад EGAF выражает согласованную точку зрения компаний-участниц форума (Centrica, ENI, «Газпром экспорт», GDF SUEZ, Qatar Petroleum, Shell и Statoil) и написан при консалтинговой поддержке McKinsey&Company.

Материал содержит пять основных разделов: «Методология анализа», «Оптимальный сценарий достижения целей ДК '2050», «О роли природного газа в достижении «зеленых» целей на период до 2030 и до 2050 гг.», «Прогноз финансовых затрат на дости-

жение целей «Дорожной карты 2050»; «Прогноз спроса на газ в Европе к 2030–2050 гг.».

### По сути доклада

В качестве исходных использованы прогнозные данные IEA по росту ВВП и приросту населения в странах Европы (IEA's World Energy Outlook 2009). EGAF предлагает три варианта вероятного развития энергетического сектора Европы, которые приведут к различным соотношениям видов энергоисточников в европейском балансе (см. «Возможные соотношения...»).

Первый — при низких ценах на газ в Европе к 2050 году (\$7,5/mmbtu), исходя из уровня 2009 года и с учетом того, что суммарные мощности европейских АЭС в 2030 году останутся на текущем уровне в 200 GW.

Второй — при высоких ценах на газ в Европе к 2030–2050 годам (\$10,5–14,8/mmbtu), исходя из данных EIA на 2009 года и при сохранении суммарной мощности европейских АЭС в 200 GW.

Третий, оптимальный, — при низких ценах на газ в Европе (\$7,5/mmbtu) с падением к 2030 году суммарной мощности европейских АЭС до уровня 30 GW: ЕС после Фукусимы активно разрабатывает новую программу ядерной безопасности (Китай и все приостановил работу по всем проектам новых АЭС).

Да, Дорожная карта — хотелка политическая, поэтому газозащитники саму политику сомнению не подвергают. Взамен форум предлагает расчеты, конечным итогом которых является значительная экономия финансовых ресурсов (необходимых — по

ЕСF — для продвижения к неуглеводородной энергетике), полагая, что к 2030 году предпочтительным выглядит третий вариант, при котором строительство новых АЭС в Европе будет заморожено, а взамен выбывшей атомной энергии потребуются относительно недорогой природный газ (см. «Три сценария...»).

### ЕС и EGAF выполняют каждый свою профессиональную задачу: ЕС — сократить выбросы парниковых газов и снизить зависимость от импорта, EGAF — как можно дольше сохранить УВ в энергетическом балансе

Временные рамки ДК '2050 адвокатов смущают — до 2050 года доживут не многие из ныне здравствующих спорщиков, ответчиков можно и не найти. Потому EGAF рассматривает ситуацию до 2030 года, предлагая описательную диаграмму преимуществ своего оптимального — третьего — сценария (см. «EGAF: преимущества сценария...»).

### Газовые адвокаты пытаются доказать, что без достаточно больших объемов потребления природного газа европейская цивилизация обойтись в ближайшие 40 лет не сможет, хотя доля ВИЭ и будет расти

Адвокаты приводят и расчеты газопотребления в Европе, основанные на прогнозах Platts и IEA. Ключевые цифры: к 2030 году оно вырастет до 580 млрд против 520 млрд м<sup>3</sup> в 2010-м, а к 2050 году — упадет до 560 млрд м<sup>3</sup>. Наиболее значительные объемы потребления газа прогнозируются в электроэнергетике, на втором

### Три сценария EGAF '2030 vs Дорожная карта '2050 (ДК '2050)

Сценарий ДК '2050 (ECF)	Описание	Капитальные затраты, млрд евро*	Совокупные издержки, млрд евро**
	60% ВИЭ в ТЭБ ЕС (при 80% сокращении выбросов CO <sub>2</sub> к 2050 г.)	1 200	3 300
Оптимизированные сценарии EGAF	Описание	Экономия затрат относительно сценария ДК '2050, млрд евро	Экономия относительно сценария ДК '2050 по совокупным издержкам, млрд евро
1. Высокие цены на газ	\$14,8/mmbtu	450	500
2. Низкие цены на газ	\$7,5/mmbtu	550	500
3. Низкие цены на газ при сокращении выработки ядерной энергии до 30 GW	\$7,5/mmbtu	500	500
Нерегулируемый сценарий	Базовый сценарий в отчете IEA WEO 2009	600	400

\* всего, только в энергетическом секторе

\*\* по ценам, обоснованным IEA

месте — остальная промышленность, на третьем — строительная индустрия, далее — транспорт.

**Предпочтительным — по EGAF — выглядит вариант, при котором «старые» АЭС постепенно выбывают, новые не строятся, а взамен выбывшей атомной энергии используется газ, причем не слишком дорогой по цене**

Расчеты EGAF свидетельствует о том, что к 2030 году оптимальный баланс ЕС будет со-

**Расчеты EGAF свидетельствует о том, что к 2030 году оптимальный баланс ЕС будет содержать 36% газа против 19%, которые Европе предложили климатологи**

держать 36% газа против 19% по ECF. Предложенные климатологами пропорции действительно пока представляются

**Козырем расчетов защитников газа является виртуальная экономия виртуальных затрат на ДК '2050: 3,3 трлн евро можно минимально уменьшить на 0,5 трлн. Красивые цифры...**

очень смелыми: ВИЭ и биомасса все еще не доказали своего права на рентабельное использование.

Правда, и адвокаты специально отмечают, что совсем не претендуют на всеохват, что анализ строился на модели ЕС-27 плюс Норвегия со Швейцарией и что политические и технологические процессы там во внимание не принимались.

EGAF сообщает, что в 2010 году общее энергопотребление Европы составило 3250 TWh. В 2020 году, по прогнозам форума, оно составит 4062 TWh, в 2030 году — 4100 TWh, а к 2050 году — около 4800 TWh. Как оно распределится?

Согласно оптимальному сценарию EGAF, из прогнозируемого к 2030 году спроса на энергию в ЕС в объеме 4100 TWh 2400 TWh могут быть удовлетворены за счет мощностей, уже имеющихся по состоянию на 2010 год в газовой, угольной и атомных генерациях.

При этом ВИЭ к 2020 году могли бы составить 800–850 TWh против 200 TWh в 2010 году, а энергия ГЭС — остаться на уровне 2010 года (450 TWh). Это означает, что уже к 2020 году около 32% (1250–1300 TWh) от общего прогнозируемого спроса на энергию в ЕС могли бы удовлетворяться за счет возобновляемых источников.

К 2030 году, согласно оптимальному сценарию EGAF, предлагается, во-первых, закрыть все угольные ТЭЦ, возраст которых составляет более 30 лет. И таким образом вывести из ТЭБ Европы около 700 TWh потребления энергии угольной генерации (780

TWh по состоянию на 2010 год). Разницу предлагается отдать ВИЭ и газу.

Во-вторых, к 2030 году, по EGAF, целесообразно радикально сократить атомные мощности в Европе — до 30 GW против 200 GW в 2010 году, также заменив выбывший ресурс ВИЭ и газом.

Соответственно, по оптимальному сценарию EGAF, это означает, что в энергопотреблении региона (4100 TWh) доля ВИЭ, атома, угля и газа составит, соответственно, 39%, 22%, 2% и 36%. Вроде, все логично: выводим угольные ТЭЦ и АЭС и заменяем их ВИЭ и газом, хотя за газом и сохраняется второстепенная роль.

Козырем расчетов форума является экономия предполагаемых финансовых затрат. Так, ДК '2050 сообщает о том, что достижение «зеленых целей» Европы (доля ВИЭ в ТЭБ Европы в 60%) обойдется в 3300 млрд евро совокупных затрат, если брать за основу цены, обоснованные IEA (\$14,8/mmbtu). EGAF же считает, что сумму можно будет уменьшить на 500 млрд, а то и все 570 млрд евро. За счет чего обещана такая экономия?

Во-первых, за счет того, что на ВИЭ придется не 60%, а всего 39%. Во-вторых, Евросоюзу предлагается более скромная установка по выбросам CO<sub>2</sub> в том смысле, что к 2050 году они сократятся не полностью, а всего на 40–45%. В-третьих, экономию предлагается обеспечить за счет менее мас-

штабного строительства ветряных установок, установок по использованию энергии солнца и использованию энергии биомасс, которые пока — в сравнении с «незеленой» энергетикой — являются достаточно дорогостоящими.

**В остатке**

А теперь, читатель, обратите внимание на данные информационных агентств США, которые утверждают, что уже к 2015 году (ре)экспорт американского СПГ (включая собственный из сланцевого газа) в Европу может достичь примерно 60 млрд кубов в год, покрыв здесь (любой?!) прогнозируемый дефицит (см. «Новая напасть: американский СПГ в Европе», стр. 102).

Тогда для чего старались адвокаты? Для защиты американского газа в Европе? Казалось бы, каждому из тех, кто «замутил» форум, есть что терять.

У Centrica свой устоявшийся бизнес, локализованный границами Великобритании с количеством прямых потребителей газа почти в 30 млн. У GDF SUEZ прямых потребителей почти 80 млн только на французском рынке. И Centrica, и GDF SUEZ имеют прямые СПГ-поставки на собственные или долегие регазификационные терминалы.

Qatar Petroleum — едва ли не основной поставщик СПГ. Sta-

oil? Компания — вторая после «Газпрома» по поставкам газа в страны ЕС. Shell со своим СПГ? Компания работает более чем в 100 странах и имеет проекты по геологоразведке и добыче нефти и газа в 37 странах мира, причем по всей цепи вертикальной интеграции. Не говоря уже о «Газпроме» и ENI с их «потоками»...

Плохо старались? Да не скажите. Каждый защищал свои, прежде всего, рынки газа.

«Суэцы» и «сентрики», следуя Дорожной карте, свои рынки вряд ли масштабно растеряют: Европато раздражена объемами исключительно российского газа, никак не норвежского, американского, среднеазиатского или алжирского.

Но если дело и дойдет до крайности, то западные участники форума наверняка — хотя и с большим напряжением — смогут диверсифицировать и продукцию, и рынки, в случае если Дорожная карта не выдает желаемое за действительное. Не выясняется ли, что свою адвокатскую роль сменит именно Россия, превратившись в единственного потерпевшего? С газовой диверсификацией-то у нас просто беда.

И второй «остаток», который «Вертикаль» хотела бы отметить особо. Россия продолжает недооценивать европейские планы развития ВИЭ, мол, у самой нет и

у европейцев все под большим вопросом. А объективность того требует.

СПГ в целом, потом сланцевый газ, потом и «сланцевый» СПГ США на европейском рынке (а канадский — в Японии), как и газовых конкурентов Средней

**Если США уже к 2015 году направят в Европу запланированные к экспорту 60 млрд м³ в виде СПГ, то для кого, получается, старались адвокаты газовых рынков?**

Азии в Китае, мы уже проглядели. На очереди возобновляемые? Первоисточники — богатый выбор — есть, анализа и выводов нет...

Тогда на чем строится стратегия российских экспортных газопроводов? (см. «Россия-ЕС: стратегия экспорта газа», стр. 78). На

**Не выясняется ли, что свою адвокатскую роль сменит именно Россия, превратившись в единственного потерпевшего?**

прогнозе Cedigaz, по которому зависимость от России существенно возрастет, а доля российского газа в суммарном импорте Западной Европы к 2020 году увеличится с 23% до 31% (см. «Cedigaz: индустрия СПГ 2011–2020», стр. 106)?

EGAF: преимущества оптимального сценария развития энергопотребления ЕС		
Виды преимуществ		
Общество	Финансовые затраты	Устойчивость энергетических систем
Существенный выигрыш для общества	Наиболее низкие риски	Наиболее устойчивая энергетическая система
Снижение затрат для каждого из домашних хозяйств на 150–200 евро в год	Преимущественное использование уже зрелых технологий взамен новейших	Безболезненный переход газовой энергетики к новым реалиям, в смысле разработки уже освоенных запасов и использования уже имеющихся сетей, так же как и строительства новых
Может быть предотвращено падение прибыли компаний промышленного сектора на 5–10%	Простота традиционных ГТС взамен распределения ветровой энергии	Устойчивость уже существующей энергетической системы Европы, в смысле освоения новых технологий
Создание 20–25 млн рабочих мест	Новейшие технологии производства и распределения ВИЭ получают время для созревания	Более комфортное положение отдельных стран ЕС, в смысле постепенного развития единой системы энергетических коммуникаций
Экономия инвестиций в 450–550 млн евро	Наименьшая агрессия по отношению к домашним хозяйствам в смысле перевода их на ВИЭ	
	Период до 2030 года может быть использован для безболезненного вывода из строя угольных ТЭЦ	

# ДОВОДЫ В ПОЛЬЗУ ГАЗА

ГЕЙР ВЕСТГОРД (GEIR WESTGAARD)  
Вице-президент компании Statoil, глава  
офиса Statoil по делам ЕС, Брюссель



Когда мы в компании Statoil впервые встретились с Гюнтером Эттингером, для беседы с ним у нас были три основные темы: природный газ, природный газ и природный газ.

Может возникнуть вопрос: почему мы сочли необходимым изложить новому комиссару по энергетике свои доводы в пользу природного газа? Ведь роль природного газа как двигателя в области экономической конкурентоспособности, эффективности использования энергии и снижения выбросов прекрасно понимали и ценили в ЕС и раньше, и сейчас.

И да, и нет. Со временем представления меняются. Газ всегда был топливом, достоинства которого говорили сами за себя. «Всё», что нужно было сделать, это добыть его из земли или со дна моря. Сегодня, вследствие политических причин, газ оказался в тяжелом положении. Это может привести к потере конкурентных преимуществ газа в связи с тем, что европейские политики решаются создавать планы энергетической системы будущего...

С одной стороны, газ проигрывает с точки зрения влияния на климат, т.к. он считается менее экологически чистым источником энергии, чем возобновляемые энергоносители или ядерное топливо. С другой — газ проигрывает с точки зрения бесперебойности поставок, т.к. его в меньшей степени можно считать источником энергии местного происхождения, чем возобновляемые энергоносители, ядерное топливо или даже уголь.

## «Недостатки» природного газа, собранные воедино, стали основанием для разработки в ЕС «Дорожной карты 2050» по переходу к низкоуглеродной экономике

Если прибавить к этому высокие и нестабильные цены на нефть и газ, то вы получите основные доводы, ставшие основанием для

## Будучи вторым по величине поставщиком газа в Европу, Statoil хочет быть уверенной в том, что при разработке планов декарбонизации отношение к газу будет справедливым

разработки в ЕС «Дорожной карты 2050» по переходу к низкоуглеродной экономике. Этот документ был опубликован 8 марта с.г., а за ним в ноябре последует публикация и самой «Дорожной карты 2050» по

построению низкоуглеродной энергетической системы.

### EGAF

Будучи вторым по величине поставщиком природного газа в Европу, компания Statoil хочет быть уверенной в том, что при разработке планов декарбонизации экономики ЕС отношение к газу будет справедливым.

В этих целях мы объединили усилия с другими крупными газодобывающими компаниями, сформировав Европейский форум в защиту природного газа — EGAF (см. «EGAF vs ECF: на форум надейся, но сам не плошай», стр. 82). Эта организация подготовила доклад/анализ, в котором показано, каким образом плановый показатель снижения выбросов на 80% может быть достигнут при меньших затратах и с меньшим риском, если выбранное Европой направление развития экономики до 2050 года будет предусматривать более интенсивное использование природного газа.

Анализ, выполненный EGAF, проведен с учетом расширенного использования низкочастотных технологий производства электроэнергии в ближайшем будущем. Доля возобновляемых энергоносителей в суммарном потреблении энергии к 2050 году вырастет до 30–34%.

По сравнению с базовым вариантом («Дорожная карта 2050» Ев-

ропейского климатического фонда, ECF), согласно которому доля возобновляемых энергоносителей в 2050 году будет составлять 60%, это даст значительные экономические и социальные преимущества в течение следующих 20 лет:

Потребность в инвестициях на производство энергии сократится на 450–550 млрд евро;

- Ежегодная экономия затрат на приобретение энергии составит 150–250 евро на семью;
- Такая экономия затрат означает также отсутствие отрицательного влияния на показатели занятости и размер прибыли в энергоемких отраслях промышленности;

- Будет обеспечена возможность тщательной разработки новых технологий до их внедрения;

- Благодаря сбалансированному технологическому решению в сочетании с меньшей зависимостью от технологий, предусматривающих выработку энергии в периодическом режиме, будет создана устойчивая энергосистема.

В докладе EGAF выдвинуто предположение, что движение к 2050 году разделится на два четко различающихся этапа: первые 20 лет (о которых известно больше) и период с 2030 по 2050 годы (который характеризуется большей степенью неопределенности).

В краткосрочный и среднесрочный период переход с угольного топлива на природный газ может обес-

## ГАЗ ДЛЯ ЕВРОПЫ: АРГУМЕНТЫ ЗДРАВОВОГО СМЫСЛА

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Консультант Правления «Газпромбанка», советник Правления ГПБ «Нефтегаз Сервисис Б.В.», профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина



12–13 мая с.г. в Будапеште в Центральном-Европейском университете (Central European University) состоялась Международная конференция «Сланцевый газ. Поворотный момент для европейской энергетической безопасности?». Конференция была организована университетом в рамках 9-го Трансатлантического диалога по правопорядку в энергетике в сотрудничестве с Институтом Брукингс (Brookings Institution) и Институтом глобальной публичной политики (Global Public Policy Institute — GPPI) при поддержке Европейской комиссии, Фонда Драгера (Drager Foundation) и Посольства Норвегии в Венгрии.

Цель конференции — способствовать конструктивному и ориентированному в будущее трансатлантическому диалогу по энергетическим вопросам, обеспечивая важный вклад в развитие трансатлантической дискуссии и принятие решений по вопросам энергетической политики.

Среди вопросов, обсуждавшихся на конференции, были, например, такие:

- «Сланцевая газовая революция» в США — каковы ее движущие силы и последствия для международных рынков газа и европейской энергетической безопасности; может ли американская «история успеха» быть воспроизведена где-либо еще; каковы ресурсы/запасы сланцевого газа в Европе и Азии и могут ли они быть освоены с приемлемыми экономическими параметрами; каково влияние природоохранного регулирования на затраты по разведке и добыче сланцевого газа;

- Оценка перспектив и ограничений для развития добычи сланцевого газа в Европе; имеет ли сланцевый (и вообще нетрадиционный) газ долгосрочный коммерческий потенциал в условиях нарастающих поставок СПГ; может ли (местный) сланцевый газ (в противовес импортному — трубопроводному и СПГ) создать устойчивую основу для будущей экономики, опирающейся на потребление газа; каковы риски длительного недоинвестирования газовой отрасли, принимая во внимание сохраняющийся избыток предложения газа в Европе;

- Оценка влияния сланцевого газа на рыночную архитектуру; каким образом действующие европейские энергетические предприятия, связанные долгосрочными контрактами, будут адаптироваться к меняющейся рыночной среде; является ли нефтяная привязка устаревшей моделью ценообразования; будут ли цены более неустойчивыми в результате усиливающейся конкуренции газ–газ;

- Влияние сланцевого газа на инвестиции; не оттянет ли сланцевый газ на себя инвестиции, предназначенные для ВИЭ, запирая таким образом Европу в «углеродной зре», или он сможет послужить мостом к светлому низкоуглеродному европейскому будущему, и какую политику нужно проводить, чтобы вписать сланцевый газ в долгосрочные климатические цели экономического развития;

- Влияние сланцевого газа на имеющуюся и будущую трубопроводную и другую транспортную инфраструктуру («Набукко», «Южный» и «Северный» потоки), и какая дополнительная инфраструктура может потребоваться в связи с ростом его добычи, особенно в Центральной и Южной Европе;

- Экономические и геополитические последствия для России, в т.ч. каковы последствия для внутреннего рынка газа страны, каковы экономические последствия происходящих изменений на рынке газа для бизнеса «Газпрома» в Европе, влияет ли изменяющийся ландшафт на газовых рынках на геополитику в Евразии.

На мой взгляд, одним из наиболее интересных выступлений на конференции была речь ее специального гостя Гейра Вестгорда, вице-президента компании «Статойл», возглавляющего ее Брюссельский офис по делам ЕС.

В условиях ведущейся в настоящее время в ЕС полемики в отношении использования газа, когда его характеристика в качестве «переходного топлива» воспринимается мной как стремление некоторых европейских политиков не столько уйти от газа, сколько уйти от российского газа, неординарное выступление Гейра сразу «зацепило» меня четкой структурированностью экономически обоснованных аргументов в пользу не временного (что следует из навязываемого газу ярлыка «переходного энергоресурса»), а долгосрочного использования газа в Европе, в том числе в рамках существующих политических установок по движению Старого Света в направлении низкоуглеродной энергетики и экономики.

Не многие высокопоставленные менеджеры крупнейших европейских компаний столь открыто артикулируют свою позицию, по многим элементам не совпадающую с «руководящей и направляющей линией» Еврокомиссии.

Спасибо Г.Вестгорду за согласие опубликовать свое выступление в российской специализированной прессе и «Вертикали» за самую публикацию. публикацию (см. «Доводы в пользу газа» стр. 86). Надеюсь, ты не разочаруешься, заинтересованный читатель НГВ...

печить существенное сокращение выбросов CO<sub>2</sub> при выработке электроэнергии. Поэтому природный газ следует рассматривать как необходимое топливо: он должен сыграть крайне важную роль в «первом раунде» сокращения выбросов CO<sub>2</sub> в период с 2010 по 2030 годы.

В среднесрочный период возрастает роль природного газа в обеспечении резервных мощностей для выработки электроэнергии в периодическом режиме. Даже при возможности трансформации энергосистем и хранения энергии все же

потребуется значительные резервные мощности для поддержания более высоких долей возобновляемых энергосистем, поступающих в периодическом режиме, в суммарном потреблении энергии.

Выработка электроэнергии на основе природного газа обеспечивает широчайший диапазон гибкости с точки зрения пускового периода, скоростей изменения нагрузки, минимальной постоянной нагрузки и общих рабочих характеристик. Это становится важным конкурентным преимуществом для

**EGAF: плановый показатель снижения выбросов на 80% может быть достигнут при меньших затратах и с меньшим риском, если экономика Европы до 2050 года будет более интенсивно использовать природный газ**

газотурбинных установок комбинированного цикла (CCGT).

В долгосрочной перспективе системы комбинированного цикла (CCS) дали бы возможность природному газу играть важную роль

также и в декарбонизированной энергетической системе. После 2030 года CCS можно было бы мо-

## **Природный газ следует рассматривать как необходимое топливо: он должен сыграть крайне важную роль в «первом раунде» сокращения выбросов CO<sub>2</sub> в период с 2010 по 2030 гг.**

дернизировать, превратив в электростанции, работающие на природном газе, с целью сокращения выбросов почти до нуля.

## **Энергетическая безопасность — это улица с двусторонним движением. Она требует стабильности как поставок, так и спроса**

В любом случае, газовые электростанции будут по-прежнему давать высокопоставленным политикам гибкость в принятии решений, обеспечивая низкий уровень затрат и небольшой фиксированный объем выбросов. Дополнительное

## **Процесс ЕС-2050 привел к некоторой неопределенности в области спроса на газ. Это может помешать своевременным капиталовложениям в новые поставки газа для Европы**

строительство новых CCGT, например, может создать основу для последующего перехода с базовой мощности на резервную.

### **Возможная реакция**

Реакция на изложенные таким образом доводы Statoil в пользу использования природного газа, как правило, может быть следующей:

## **Насколько высок тот уровень неопределенности, риска и дополнительных затрат, воздействию которого европейские политики хотят подвергнуть потребителей энергии, т.е. своих избирателей?**

- Мы принимаем — в большей или меньшей степени — ваши аргументы в пользу природного газа, касающиеся гибкости и экономичности;
- Ваши экологические аргументы в пользу природного газа

для нас менее убедительны, хотя мы признаем, что газ — наиболее экологически чистое из всех видов ископаемого топлива;

- Мы отвергаем аргументы в пользу природного газа в связи с отсутствием гарантий бесперебойности поставок газа. Сохранение или расширение объемов использования природного газа может означать большую зависимость от импорта, особенно от импорта из России. Это может привести к большей уязвимости и ослаблению нашей энергетической безопасности. Наглядные примеры этому — нарушения энергоснабжения в январе 2006 и 2009 годов.

### **Позиция Statoil**

Какова позиция Statoil в вопросе надежности поставок газа?

Во-первых, мы ссылаемся на свои собственные учетные данные, свидетельствующие, что наша компания — стабильный и надежный поставщик газа с норвежского континентального шельфа. Мы ссылаемся также на свои планы по продаже в Европу газа из месторождения Шах-Дениз-2 в Азербайджане, т.к. это может способствовать открытию совершенно нового коридора поставок из Каспийского региона и Ближнего Востока.

Во-вторых, мы обращаем ваше внимание на то, как изменились реальные условия поставки за последние несколько лет благодаря строительству новых транспортных и соединительных трубопроводов, расширению инфраструктуры, связанной с использованием сжиженного природного газа, а также перестройке в использовании нетрадиционных газовых ресурсов.

По этим причинам в Европе и во всем мире наблюдается рост объема поставок и числа поставщиков. Такие изменения, как правило, благоприятные для потребителей, по всей вероятности будут продолжаться по мере расширения энергетической инфраструктуры ЕС и усиления непосредственного влияния на Европу «сланцевого бума».

При наличии достаточно благоприятных тенденций, касающихся как доступности, так и надежности поставок газа, стоит напомнить, что энергетическая безопасность —

это улица с двусторонним движением. Она требует стабильности как поставок, так и спроса. Как было отмечено, процесс ЕС-2050 привел к некоторой неопределенности в области спроса на газ. Это может помешать осуществлению своевременных капиталовложений в новые поставки газа для Европы.

Признав, что Statoil и другие поставщики газа в Европу сталкиваются с такой неопределенностью, один из крупных чиновников ЕС как-то спросил меня, с каким уровнем риска в области спроса мы могли бы смириться. Не помню точно, что я ответил, но «задним умом» понятно, что я должен был сказать.

Вопрос не в том, с каким уровнем риска мы можем смириться. Наш бизнес связан с управлением рисками, и в краткосрочной перспективе мы можем даже извлечь какую-то выгоду из ситуации, когда необоснованные политические решения приводят к ограничению поставок.

На мой взгляд, более уместно спросить: насколько высок тот уровень неопределенности, риска и дополнительных затрат, воздействию которого европейские высокопоставленные политики хотят подвергнуть потребителей энергии, т.е. своих избирателей?

### **В пользу газа**

Когда я выдвигаю доводы в пользу газа здесь, в Венгрии, у меня иногда возникает чувство, что я пытаюсь убедить людей, уже убежденных. Некоторые из вас, по-видимому, даже находят довольно забавным выражаемое компанией Statoil беспокойство относительно будущей роли природного газа в европейской системе энергоснабжения.

Во-первых, может показаться, что мы воспринимаем процесс ЕС-2050 несколько более серьезно, чем вы. Во-вторых, вы, по-видимому, убеждены, что после экологической катастрофы на Фукусиме Европе придется обратиться к природному газу, хочет она этого или нет.

Должен произойти какой-то сдвиг. Иначе ЕС не сможет создать интегрированную систему, обеспечивающую надежное, доступное по цене и экологически устойчивое энергоснабжение. 

# VI Евразийский Форум KAZENERGY

4 – 5 октября 2011 • Астана • Дворец Независимости

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



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

Учредитель



Казахстанская Ассоциация  
организаций нефтегазового  
и энергетического комплекса

Государственная  
поддержка



Министерство  
нефти и газа РК

Генеральные партнеры форума



КазМунайГаз



TENGIZCHEVROIL

Аккредитованный организатор



ITE GROUP PLC



Генеральные информационные партнеры KAZENERGY



CNN

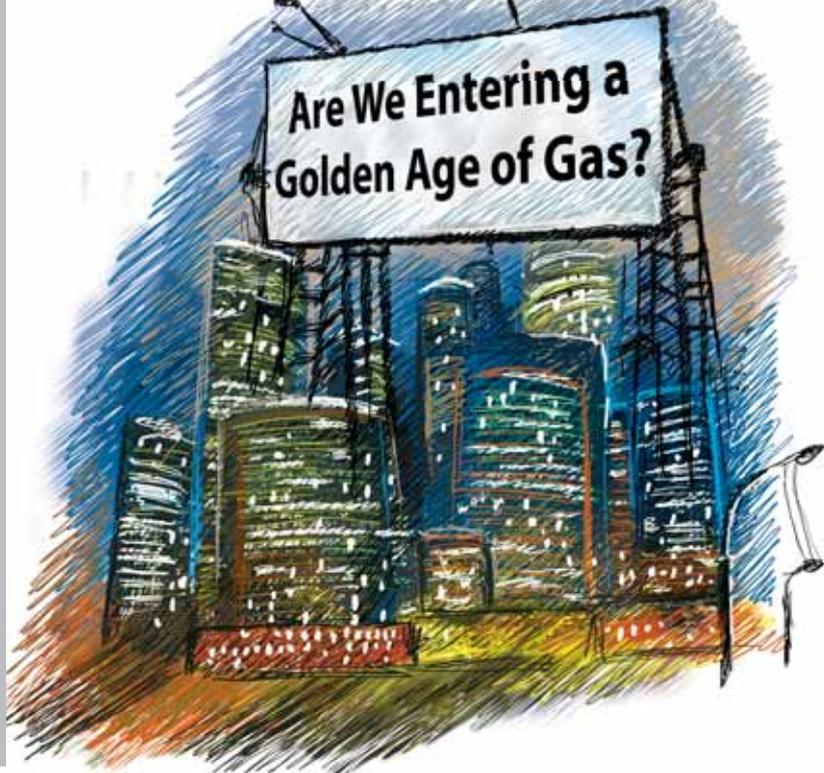


НУР МЕДИА

[www.kazenergy.com](http://www.kazenergy.com)

[www.kazenergyforum.com](http://www.kazenergyforum.com)

# ЗОЛОТОЙ ВЕК ГАЗА СМЕНИТ БРИЛЛИАНТОВЫЙ?



ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Международное энергетическое агентство (МЭА) представило новый сценарий развития мировой газовой промышленности: «Приближается золотой век газа?» По мнению аналитиков агентства, комбинация новых факторов указывает на возможность развития более «газовой» энергетики в период до 2035 года, чем представлялось при подготовке предыдущего прогноза в 2010 году — Газового сценария-2010, который куда как эффективнее защищает рынки газа, чем его официальные адвокаты (см. «EGAF vs ECF: на форум надеяться, но сам не плошой», стр. 82).

Эти факторы включают изобилие газовых ресурсов, в том числе из нетрадиционных источников, снижение импортных цен на газ, амбициозную газовую политику Китая, предполагаемое сокращение темпов роста ядерной энергетики и рост использования газа в качестве автомобильного топлива. По «золотому» сценарию мировой спрос на природный газ к 2035 году вырастет более чем на 50% по сравнению с 2010 годом, до 5,1 трлн м<sup>3</sup>, с увеличением доли газа в глобальном энергопотреблении с 21% до 25%.

Спрос в развивающемся мире, ведомый Китаем, Индией и Бразилией, будет происходить втрое быстрее, чем в группе стран ОЭСР. Более 40% нового спроса обеспечит нетрадиционный газ, ресурсы которого приравниваются к традиционному газу. Преимущественный рост спроса ожидается в электроэнергетическом секторе. Избыток газа на рынке рассосется примерно к 2015 году.

Объем мировой торговли газом удвоится, при примерно в равном соотношении роста за счет трубопроводов и СПГ. Реализация сценарных показателей потребует \$8 трлн суммарных инвестиций в разведку, добычу и транспортировку газа.

Сам по себе факт появления нового прогноза (в данном тексте — Газовый сценарий-2011) не был бы удивителен — МЭА готовит их регулярно, — если бы не принципиальная разница с предыдущими оценками, сделанными всего год назад. В сценарии учтены векторы и тенденции, проявившиеся в самое последнее время.

В ответ на возможный вопрос о том, что новые факторы, которые заставили МЭА пересмотреть прогноз, возникли не вчера и даже не год назад, можно предположить, что произошло некое качественное изменение в осмыслении и осознании тенденций, появившихся и закрепившихся в посткризисный период. Можно также предположить, что побудительным мотивом для нового прогноза послужил факт Фукусимы.

## Предпосылки Газового сценария- 2011

Новые оценки Газового сценария-2011 получены в результате корректировки четырех допущений. Все остальные предпосылки, на которых строился прошлогодний прогноз, остались без изменения.

Первая поправка связана с Китаем. С некоторых пор стало очевидно, что Китай — больше чем страна, Китай — фактор динамики глобального энергетического спроса. Поэтому проводимая в этой стране энергетическая политика имеет мировой резонанс.

В Газовом сценарии-2011 учтены целевые установки развития газовой отрасли страны в 12-й пятилетке (2011–2015 годы), опубликованные китайским правительством в марте 2011 года. К концу пятилетки природный газ должен составлять 8,3% суммарного энергетического баланса страны по сравнению с 4% в 2010 году, что соответствует 260 млрд м<sup>3</sup>.

Исходя из этого МЭА поправило свой предыдущий прогноз потребления газа в Китае в 2015 году на 77 млрд м<sup>3</sup>, до 247 млрд м<sup>3</sup>. Прогноз спроса в стране на 2035 год соответственно вырос на 239 млрд м<sup>3</sup>.

Вторая поправка касается ядерной энергетики, дальнейшее

развитие которой может существенно измениться после катастрофы на Фукусиме. МЭА отмечает, что долгосрочный эффект пост-Фукусимы пока неясен, однако с разумной долей вероятности можно ожидать, что в том или ином сочетании будут реализованы несколько ограничительных мер: сокращение жизненного цикла АЭС, окончательное или временное закрытие некоторых действующих АЭС, замораживание строительства новых запланированных предприятий.

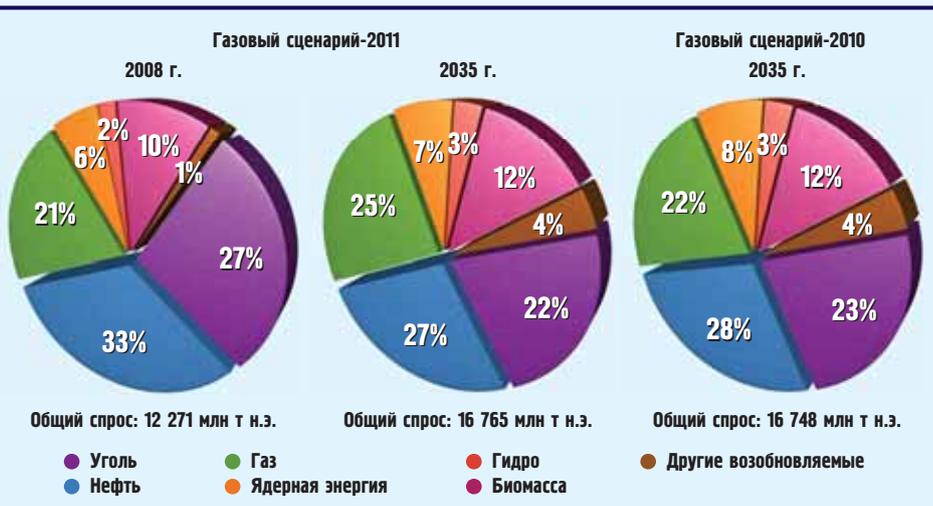
Третья поправка введена в оценку спроса на транспортное газовое топливо. Несмотря на наличие эффективных технологий, проникновение газового топлива в дорожно-транспортный сектор происходит очень медленно. По оценкам, в настоящее время по дорогам мира на газовом топливе ездят всего 12 млн машин. Они потребляют примерно 20 млрд м<sup>3</sup> газа в год, что соответствует лишь 1% мирового спроса на моторное топливо.

В Газовом сценарии-2010 прогнозировалось, что в 2035 году количество автомобилей с газовыми двигателями увеличится до 30 млн. В новом прогнозе эта цифра увеличена до 70 млн. Причина в том, по мнению МЭА, что сохраняющаяся тенденция низких цен на газ относительно жидкого топлива стала более очевидной и это должно стимулировать интерес к газу как к моторному топливу.

Четвертая поправка связана с импортными ценами на газ. Ценовые предположения нового прогноза существенно отличаются от предыдущего. Так, стоимость импортного газа в США, Европе и Японии пересмотрена в сторону уменьшения на \$0,7–1,6 за млн БТЕ в 2015 году и на \$2,4 за млн БТЕ в 2035-м (см. «Импортные цены на газ»).

МЭА предполагает, что из трех рынков самые низкие цены в течение всего периода будут по-прежнему в США, самые высокие — в Японии. В Европе оптовые цены на импортный газ будут занимать промежуточное положение, на уровне \$320 за тыс. м<sup>3</sup> в 2015 году и \$390 за тыс. м<sup>3</sup> в 2035-м.

Структура мирового энергопотребления по Газовым сценариям 2010 и 2011 гг.



Импортные цены на газ\*, \$/млн БТЕ

	2009	Газовый сценарий -2011			Газовый сценарий -2010		
		факт	2015	2020	2035	2015	2020
США	4,1	5,6	6,1	8,0	7,0	8,1	10,4
Европа	7,4	9,0	9,5	10,9	10,6	11,6	13,3
Япония	9,4	11,5	11,7	12,9	12,2	13,4	15,3

Здесь и далее, если не обозначено иначе, источник — МЭА, обзор Are We Entering a Golden Age of Gas?, 2011 г.

\*оптовые цены, рассчитанные на базе средневзвешенной теплотворной способности газа в Британских тепловых единицах (БТЕ), исключая налоги, в долларах 2009 года. Пересчет: 1 тыс. ф<sup>3</sup>=1,01 млн БТЕ; 1 тыс. м<sup>3</sup>=35,7 млн БТЕ (исходя из средней теплотворной способности газа)

### Рост спроса пойдет круче?

По новому сценарию, в 2035 году в мире будет использоваться 16,8 млрд тонн нефтяного эквивалента первичных энергоносителей (см. «Структура мирового энергопотребления по Газовому сценарию-2011»). По сравнению с прогнозом прошлого года суммарная оценка увеличена всего на 17 млн тонн н.э., но доля составляющих отличается принципиально.

Спрос на уголь снижен на 268 млн тонн н.э., на нефть — на 119 млн тонн н.э. Спрос на ядерную энергию тоже скорректирован вниз, но меньше, чем можно было ожидать после событий на Фукусиме. Оценки по гидроэнергии, биомассе и другим возобновляемым энергоносителям остались практически без изменений или слегка понижены.

На этом, в основном, понижающемся фоне изменений про-

гнозных показателей резко выделяется газ, спрос на который в 2035 году по сравнению со сценарием 2010 года переоценен вверх на 500 млн тонн н.э. (примерно 600 млрд м<sup>3</sup>).

### Новые оценки Газового сценария-2011 получены МЭА в результате корректировки четырех допущений: Китай, пост-Фукусима, газомоторное топливо, цены импорта газа

В целом нефть останется ведущим энергоносителем в мировом

### Китай — больше чем страна, Китай — фактор динамики глобального энергетического спроса. Долгосрочный эффект пост-Фукусимы пока неясен

энергетическом потреблении и в 2035 году, но ее доля сократится до 27%. Газ, сильно потеснив

Доля энергоносителей в прогнозируемом увеличении мирового энергопотребления в период 2008–2035 гг.



Источник: «Вертикаль», на основе данных Are We Entering a Golden Age of Gas, МЭА, 2011 г.

уголь, займет второе место и составит 25%, значительно приблизившись к паритету с нефтью.

**В Европе оптовые цены на импортный газ будут на уровне \$320/тыс. м<sup>3</sup> в 2015 году и \$390/тыс. м<sup>3</sup> в 2035-м**

«Золотоносность» века газа отчетливо проступает, если показать вклад отдельных энергоносителей в прирост мирового энергопотребления: доля газа составляет в нем около 37% (см. «Доля энергоносителей в прогнозируемом увеличении мирового энергопотребления...»).

**Спрос на газ в 2035 году переоценен вверх на 600 млрд м<sup>3</sup>. Газ займет второе место в энергобалансе и составит 25%**

Спрос на газ в период 2008–2035 годов будет расти на 1,8% в год и к 2035 году превысит 5 трлн м<sup>3</sup>

**Доля газа в приросте мирового энергопотребления составляет около 37%: спрос на газ будет расти на 1,8% в год и к 2035 году превысит 5 трлн м<sup>3</sup>**

Спрос на газ в период 2008–2035 годов будет расти на 1,8% в год и к 2035 году превысит 5 трлн м<sup>3</sup>, по сравнению с 3 трлн м<sup>3</sup> в 2010 году

**В Китае будет использоваться такое же количество газа, как и во всем ЕС. Доля США в мировом потреблении снизится с 21% до 15%. В России спрос достигнет 528 млрд м<sup>3</sup> в 2035 году**

2035 году превысит 5 трлн м<sup>3</sup>, по сравнению с 3 трлн м<sup>3</sup> в 2010 году

Спрос на газ по регионам по Газовому сценарию-2011, млрд м<sup>3</sup>

	2008 г. (факт)	2015 г.	2020 г.	2035 г.	Среднегодовой рост 2008–2035 гг., %	Разница с Газовым сценарием-2010 (2035 г.)
<b>ОЭСР</b>	<b>1 541</b>	<b>1 615</b>	<b>1 691</b>	<b>1 950</b>	<b>0,9</b>	<b>192</b>
США	662	661	668	786	0,6	122
Европа	555	574	608	667	0,7	38
Япония	100	118	122	127	0,9	10
<b>Не-ОЭСР</b>	<b>1 608</b>	<b>2 070</b>	<b>2 328</b>	<b>3 182</b>	<b>2,6</b>	<b>405</b>
Россия	453	474	487	528	0,6	25
Китай	85	247	335	634	7,7	239
Индия	42	81	104	234	6,5	57
Ближний Восток	335	428	470	632	2,4	23
Бразилия	25	48	66	98	5,1	21
<b>МИР</b>	<b>3 149</b>	<b>3 685</b>	<b>4 019</b>	<b>5 132</b>	<b>1,8</b>	<b>597</b>

(см. «Спрос на газ по регионам»). Наибольшей коррекции подверглись оценки спроса по странам не-ОЭСР. Ожидается, что спрос на газ в этой группе стран будет происходить вдвое быстрее, чем в ОЭСР. Средний по группе темп роста в 2,6% зададут три страны, где рост спроса будет происходить в несколько раз быстрее, чем в других регионах и странах: Китай, Индия и Бразилия.

Ожидается, что к концу периода в Китае будет использоваться такое же количество газа, как в Европейском союзе (в нынешнем составе). Доля Китая в мировом потреблении газа с 2008-го по 2035 год увеличится почти в пять раз, до 12,3%, Индии – вдвое, до 4,5%.

Среди стран ОЭСР больше всего увеличена оценка спроса в США: в 2035 году в этой стране будет потребляться на 122 млрд м<sup>3</sup> больше, чем предполагалось год назад. При этом в период до 2020 года значительного роста потребностей в газе в этой стране не ожидается. Но на следующее пятилетие прогнозируется скачок на 32 млрд м<sup>3</sup> с последующим увеличением до 786 млрд м<sup>3</sup> в 2035 году. Однако доля США в мировом потреблении снизится с 21% до 15%.

В Японии потребности в газе в 2035 году увеличены по сравнению с предыдущим прогнозом на 10 млрд м<sup>3</sup>. В целом за период они вырастут на 27 млрд м<sup>3</sup>, т.е. в среднем будут ежегодно увеличиваться на 1 млрд м<sup>3</sup> и в 2035 году составят 127 млрд м<sup>3</sup>.

В России спрос будет расти на 0,6% в год и достигнет 528 млрд м<sup>3</sup> в 2035 году. Доля России в мировом потреблении сократится с 14,4% до 10,3%.

Избыток газа по новому сценарию рассосется примерно к 2015 году.

#### Достаточно ли газа?

Глобальные извлекаемые ресурсы традиционного газа в оценках МЭА составляют 405 трлн м<sup>3</sup>, что при современном уровне потребления эквивалентно 120 годам.

Мировые ресурсы нетрадиционного газа приравниваются к традиционному: 406 трлн м<sup>3</sup>, включая 204 трлн м<sup>3</sup> газа из сланцевых залежей, 118 трлн м<sup>3</sup> из угольных пластов и 84 трлн м<sup>3</sup> из плотных пород (см. «Извлекаемые ресурсы газа и индикативная стоимость добычи»). Однако с учетом того, что поиски и разведка нетрадиционных источников газа только начинаются, МЭА допускает, что их может оказаться гораздо больше.

Стоит отметить, что более 50% глобальных ресурсов сланцевого газа МЭА размещает в Северной Америке и в АТР, и около трети — в Латинской Америке и Африке. Остальные ресурсы, примерно в равном объеме, находятся на Ближнем Востоке и в Западной Европе.

На долю Восточной Европы и Центральной Азии, включая Россию, Агентство не оставляет ничего. Зато именно в этом ре-

Извлекаемые ресурсы газа и индикативная стоимость добычи (на начало 2010 г.)								
	Обычный газ		Газ из плотных пород		Сланцевый газ		Газ из угольных пластов	
	трлн м <sup>3</sup>	\$/млн БТЕ*	трлн м <sup>3</sup>	\$/млн БТЕ*	трлн м <sup>3</sup>	\$/млн БТЕ*	трлн м <sup>3</sup>	\$/млн БТЕ*
В.Европа/Евразия	136	2–6	11	3–7			83	3–6
Ближний Восток	116	2–7	9	4–8	14			
АТР	33	4–8	20	4–8	51		12	3–8
Сев. Америка**	45	3–9	16	3–7	55	3–7	21	3–8
Лат. Америка	23	3–8	15	3–7	35			
Африка	28	3–7	9		29			
Зап. Европа	22	4–9			16			
<b>МИР</b>	<b>404</b>	<b>2–9</b>	<b>84</b>	<b>3–8</b>	<b>204</b>	<b>3–7</b>	<b>118</b>	<b>3–8</b>
(в т.ч. не расписанные по регионам ресурсы?)*	1		4		4		2	

\* цены в долларах 2009 года, без учета транспортировки  
 \*\*без Мексики  
 \*\*\* Возможное объяснение несоответствия итоговой суммы «МИР»

гионе находятся 70% газа из угольных пластов. Ресурсы газа в плотных породах распределяются по миру более равномерно и по количеству уступают другим нетрадиционным источникам.

Большое количество сделок по слиянию, приобретению и партнерству в сфере проектов освоения нетрадиционных месторождений, исчисляемых на сумму более \$100 млрд, отражает уверенность мирового бизнеса в большой роли, которую будет играть нетрадиционный газ в будущем. При этом расширение взаимосотруд-

ничества способствует обмену и быстрому распространению технологий и опыта производства.

Для обеспечения мирового спроса годовая добыча газа к 2035 году должна расти в среднем на 1,8% в год и к концу периода увеличиться почти на 2 трлн м<sup>3</sup>. Основой мировой добычи останется газ из обычных месторождений. При этом добыча из ныне эксплуатируемых месторождений составит только 20%. Роль альтернативных источников в новой добыче будет последовательно возрастать, и к концу пе-

риода нетрадиционный газ обеспечит 40% суммарного прироста

### Избыток газа по новому сценарию рассосется примерно к 2015 году

добычи. В основном это будет газ из Северной Америки, Китая и Австралии.

### Мировые ресурсы нетрадиционного газа приравниваются к традиционному: 406 трлн м<sup>3</sup>. Основной мировой добычи останется газ из обычных месторождений

Добыча газа по регионам по Газовому сценарию-2011, млрд м <sup>3</sup>							
	2008 г. (факт)	2010 г. (факт*)	2015 г.	2020 г.	2035 г.	Среднегодовой рост 2008–2035 гг., %	Разница с Газовым сценарием-2010
<b>ОЭСР</b>	<b>1 157</b>	<b>1 160</b>	<b>1 175</b>	<b>1 237</b>	<b>1404</b>	<b>0,7</b>	<b>216</b>
Канада	175	160	149	166	192	0,3	18
США	575	611	608	618	779	1,1	173
Европа	307	270	281	270	213	-1,4	6
Норвегия	102	106	106	114	127	0,8	5
Австралия	45	50	84	126	155	4,7	21
<b>Не-ОЭСР</b>	<b>2 010</b>	<b>2 034</b>	<b>2 509</b>	<b>2 782</b>	<b>3728</b>	<b>2,3</b>	<b>381</b>
Россия	662	589	706	720	881	1,1	67
Туркменистан	71	42	83	104	136	2,4	8
Китай	80	97	137	185	303	5,0	119
Ближний Восток	393	461	550	594	917	3,2	116
Иран	130	138	143	154	279	2,9	44
Катар	78	117	166	182	260	4,5	35
Африка	207	209	288	331	438	2,8	3
Алжир	82	80	121	136	168	2,7	6
Нигерия	3,2	34	42	57	119	5,0	6
Латинская Америка	148	216	193	233	292	2,6	12
<b>МИР</b>	<b>3 167</b>	<b>3 193</b>	<b>3 685</b>	<b>4 019</b>	<b>5132</b>	<b>1,8</b>	<b>597</b>

\* 2010 год — данные BP Statistical Review Of World Energy

## Нетто-экспорт газа из основных регионов



Добыча вырастет во всех регионах за исключением Европы,

**Добыча из ныне эксплуатируемых месторождений составит только 20%. Нетрадиционный газ обеспечит 40% суммарного прироста добычи**

где она будет снижаться в среднем на 1,4% в год (см. «Добыча газа по регионам»). Наиболее быст-

**Добыча вырастет во всех регионах, за исключением Европы. Добыча в России будет ежегодно расти на 1,1% с увеличением до 881 млрд м³**

рый рост ожидается в Китае (5% в среднем в год), Нигерии (5%), Австралии (4,7%) и Катаре (4,5%).

**Объем межрегиональной торговли газом удвоится до 1 трлн м³. Значительное место в экспорте газа займет Австралия**

Добыча в России будет ежегодно расти на 1,1% с увеличением к 2035 году до 881 млрд м³.

По сравнению с Газовым сценарием—2010 наиболее суще-

**Рост торговли произойдет примерно в равном соотношении за счет трубопроводов и СПГ. Сооружение новых экспортных трубопроводов в последние годы сократилось**

ственно повышены оценки уровня добычи в 2035 году в США (на 179 млрд м³) и Китае (на 119 млрд м³).

Стоимость добычи газа, в зависимости от типа и местонахож-

дения ресурсов, варьируется в пределах \$2–9 за млн БТЕ. Ценовой анализ МЭА показывает, что значительная часть нетрадиционного газа может разрабатываться в ценовом диапазоне, примерно соответствующем действующим проектам в Северной Америке (\$3–7 за млн БТЕ).

Таким образом, ресурсов и мощностей добычи газа в мире достаточно для удовлетворения долгосрочных мировых потребностей при высоком темпе роста спроса, заложенном в новом сценарии.

Но фундаментальная проблема безопасности газоснабжения сохраняется. Она состоит в органически заложенной асимметрии между длительностью периода, необходимого для ввода в оборот новых мощностей добычи, и быстротой взлетов и падений спроса на газ.

### Трубопровод или СПГ?

Объем межрегиональной торговли газом (без внутрирегиональных поставок) к 2035 году удвоится до 1 трлн м³, составив 20% мирового потребления.

Регион Восточной Европы/Евразии (в основном Россия и ЦАР) останется основным поставщиком с увеличением нетто-экспорта более чем вдвое, до 380 млрд м³ в 2035 году (см. «Нетто-экспорт газа из основных регионов»). На второе место, с ростом экспортных поста-

вок с 85 млрд м³ в 2010 году до 290 млрд м³, выдвинется Ближний Восток. С увеличением экспорта СПГ с 25 млрд м³ до 100 млрд м³ значительное место в экспорте газа займет Австралия.

Рост торговли произойдет примерно в равном соотношении за счет трубопроводов и СПГ. МЭА отмечает, что сооружение новых экспортных трубопроводов в последние годы сократилось. С конца 2009 года введены только две системы — Центральноазиатский газопровод (ЦАГ) из Туркмении в Китай и Medgaz между Алжиром и Испанией.

В Европе фактически строится только «Северный поток», остальные проекты в течение многих лет остаются на стадии обсуждения или на неопределенный срок отложены (см. «Проекты межрегиональных газопроводов»).

По оценкам МЭА, суммарные инвестиции в добычу и транспортировку газа составят \$8 трлн (см. «Инвестиции в добычу и транспортировку газа»). Около 65% суммы потребует сектор upstream. Увеличение инвестиций на \$877 млрд по сравнению с прогнозом 2010 года отражает больший акцент на развитие добычи из нетрадиционных источников газа.

Новые технологии утилизации и транспортировки газа будут развиваться преимущественно по трем направлениям. Первое — плавучие заводы СПГ, преимущество которых в том, что отпадает необходи-

# ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года

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

Проекты межрегиональных газопроводов					
Регион	Название	Направление	Мощность, млрд м³	Статус	Планируемый ввод
Россия	Алтай	Китай	30	план	2015
	Россия-АТР	Корея	10	план	2015-2017
	Северный поток	СЗ Европа	27,5	строится	конец 2011
	Северный поток-2	СЗ Европа	27,5	план	2012
	Южный поток	СВ Европа	63	план	конец 2015
Каспий/Ближний Восток	Nabucco	СВ Европа	26-31	план	2017
	ITGI	СВ Европа	12	план	2017
	TAP	Италия	10+10	план	2017
	IGAT 9	Европа	37	план	2020+
Каспий	CAGP	Китай	30+	частично действует; строится	2012
	CAGP расширение	Китай	20+	план	после CAGP
	TAPI	Пакистан	30	план	2015+
Ближний Восток/Турция	ИПИ	Индия	8	план	2015+
	Арабский газопровод	Страны региона + Турция	10	частично построен	нет данных
АТР	Мьянма-Китай	Китай	12	строится	2013
Африка	GALSI	Европа	8	план	2015

Инвестиции в добычу и транспортировку газа в период до 2035 года, \$/млрд (в долларах 2009 г.)		
	Газовый сценарий-2011	Газовый сценарий-2010
<b>Всего</b>	<b>7 978</b>	<b>7 101</b>
Разведка и добыча	5 124	4 543
Транспортировка и распределение	2 137	1 936
СПГ	717	622
в т.ч. танкеры СПГ	86	74

мость строительства трубопровода от месторождения на берег. Первый плавучий завод санкционирован в мае 2011 года в Австралии.

Второе направление — сжатый газ. В отличие от СПГ сжатый газ под давлением перевозится в специальных цистернах и контейнерах и не требует строительства дорогостоящего завода по сжижению газа. Однако при перевозках на большие расстояния это преимущество в значительной мере теряется.

Третий путь — это малотоннажные заводы СПГ, позволяющие быструю утилизацию и последующую транспортировку природного и попутного газа с отдаленных месторождений.

### Что если?..

МЭА предупреждает, что новые оценки отражают отнюдь не вероятность, а лишь возможность развития мировой газовой индустрии по представленному

сценарию. Степень чувствительности прогноза спроса на газ, при большом количестве влияющих на него прямых и косвенных факторов, очень высока. МЭА выделяет из них три «если», которые могут кардинально изменить ситуацию.

Что если США прекратит строить новые угольные электростанции и переведет электроэнергетику на газ? В этом случае спрос на газ в США увеличится на 25%, и соответственно мировые потребности будут примерно на 200 млрд м³ больше.

Что если технологии эффективности энергопотребления начнут в широком масштабе применяться в странах Восточной Европы и Евразии? В этом случае использование газа к 2035 году может сократиться более чем на 15%, или 100 млрд м³.

Что если произойдет взлет роста глобального спроса на автотранспорт на газовом топливе? В случае если к 2035 году газовые ав-

томобили составят 10% суммарных продаж, их общее число вырастет

**Фундаментальная проблема безопасности газоснабжения сохраняется. Суммарные инвестиции в добычу и транспортировку газа составят \$8 трлн**

до 190 млн (по сравнению с 70 млн в Газовом сценарии-2011). Тогда спрос на нефть снизится на 6 млн

**Новые технологии утилизации и транспортировки газа будут развиваться по трем направлениям: плавучие заводы СПГ, сжатый газ, малотоннажные заводы СПГ**

барр/день, а годовое потребление газа увеличится на 320 млрд м³.

**В случае реализации всех заложенных в новый сценарий МЭА «если» мировой спрос вырастет на 400 млрд м³**

Добавим от себя еще одно «если». Что если реализуются все вышеназванные «если»? В этом случае мировой спрос вырастет на 400 млрд м³. Это тема для следующего сценария, например, «Бриллиантовый век газа»... 

# МИРОВОЙ РЫНОК СПГ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ

ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ  
«Нефтегазовая Вертикаль»



В июне 2011 года Международный газовый союз опубликовал доклад (World LNG Report-2010) о состоянии мирового рынка СПГ. Помимо информации об объемах мировой СПГ-индустрии, исследование содержит три принципиальных для перспектив развития мирового рынка газа вывода. Они касаются России прямым образом.

Эксперты МГС полагают, что облик мирового рынка СПГ радикально изменил сланцевый газ США, превративший страну из импортера СПГ в его экспортера. Пример не заказан и другим обладателям этого ресурса. Сжижают теперь и шахтный метан. А стран, богатых углем, в мире много. Это, во-первых.

Во-вторых, США со своим реэкспортом СПГ повлияли на ценообразование на газ. Спот-торговля становится все более популярной. В 2009 году на нее приходилось около 10% мировых продаж газа, включая трубопроводный, в 2010-м — уже более 22%. Словом, долгосрочные контракты несколько утратили позиции, что не может не отразиться на ценах на газ.

А средние спот-цены в 2010 году (торговая площадка Великобритании National Balancing Point, за 1000 м<sup>3</sup>) оказались, по расчетам МГС, на \$53 ниже средних цен поставок по долгосрочным контрактам, которые привязаны к нефтепродуктам. В 2009 году эта разница составляла \$87.

В-третьих, на спот-торговлю в полную силу заработали новые СПГ-технологии. Это плавучие хранилища и регазификаторы. Соответственно, возникли «СПГ-магазины»: покупай, когда хочешь — объем одного танкера емкостью в 130–138 тыс. м<sup>3</sup> вмещает 79,3–84,2 млн м<sup>3</sup>.

В итоге, газовая практика '2010 долгосрочные контракты испытывает на прочность...

**С**огласно МГС, объем мирового СПГ-производства в 2010 году составил 224 млн тонн против 183 млн в 2009 году, объемы мировой торговли СПГ — 224 млн тонн против 187 млн в 2009 году, объемы мировых СПГ-мощностей равнялись 270,9 млн тонн против 249 млн в 2009 году, общие объемы рега-

зификационных установок мира — 572 млн тонн против 510 млн в 2009 году.

Эксперты МГС подчеркивают, что с 2005 года объем мирового рынка СПГ вырос на 57%, когда объем продаж составил 143 млн тонн. А объемы производства СПГ-2010 на 22% выше уровня 2009 года, что, по утверждению

МГС, является рекордным годовым показателем с 1980 года.

## **Новейшие события — 2011 или набор конкурентов для РФ**

МГС прогнозирует, что к 2015 году, исходя из уже работающих и реализуемых СПГ-проектов,

**СПГ-ТРАНСПОРТИРОВКА ИЛИ СНЫ НАЯВУ**

По данным МГС, в 2010 году мировой флот метановозов исчислялся 360 единицами суммарной емкостью 53 млн м<sup>3</sup> против 195 судов в 2005 году и емкостью на 30% меньше. В 2010 году было спущено на воду 173 новых танкера против 47 в 2008 году. Основную часть новых танкеров построил Катар.

МГС отмечает рост средней емкости метановозов — до 146,7 тыс. м<sup>3</sup> по данным 2010 года против 140–145 тыс. м<sup>3</sup> в 2005 году (см. «Структура емкостей мирового флота метановозов»). На конец 2010 года мировой флот метановозов насчитывал 31 единицу танкеров класса Q-Flex (210–217 тыс. м<sup>3</sup>) и 14 единиц танкеров класса Q-max (260 тыс. м<sup>3</sup>).

Аналитики с большим уважением относятся к флоту метановозов, так как еще со времен Джона Рокфеллера известно, что в нефтегазовом деле транспортировка есть основа успеха. Все танкеры-метановозы известны поименно, их строительство тщательно отслеживается. Подчас танкерам дают нежные имена. Так, первый танкер класса Q-max, Mozah, назван в честь жены эмира Катара.

Mozah является крупнейшим в мире плавучим средством для перевозки СПГ. Это сооружение высотой с двадцатиэтажный дом и длиной 345 метров. Он принимает 266 тыс. м<sup>3</sup> газа. Для восприятия: этого достаточно для обеспечения теплом и энергией, например, Великобритании в течение суток. Но, и Mozah — это уже вчерашний день, танкер был спущен на воду в 2008 году.

А в начале 2009 года, согласно данным ExxonMobil, компания доставила на конечный пункт следования первый в мире оффшорный регазификационный терминал, способный производить отгрузку прямо в трубу. Терминал переправлен на итальянский берег Адриатического моря и может обеспечивать до 10% от общих потребностей Италии в СПГ (до 8 млрд м<sup>3</sup> газа в год).

Эксплуатация сооружения началась летом 2009 года, СПГ поступает с Северного месторождения Катара. Терминал принадлежит ExxonMobil и QP. Установка была сооружена в Испании по технологическим разработкам и заказу ExxonMobil. По данным LNG Unlimited, Италия намерена создать мощности в объеме 8 млрд м<sup>3</sup> газа в год по приему плавучих регазификаторов на Сицилии.

Пока плавучий регазификатор в мире один. Но процесс, что называется, пошел. Кроме этого начали строить танкеры, оснащенные регазификационным оборудованием с обычной для метановозов емкостью. Они также способны подавать регазифицированный газ прямо в трубу. По данным МГС, таких танкеров пока всего 18.

А в мае 2011 года Shell приняла решение о строительстве первого в мире плавучего СПГ-завода у берегов Австралии. Детали пока не известны. Но компания сообщает, что сооружение будет размером в четыре футбольных поля, строить его будет Южная Корея и пустить его в строй планируется в 2017 году. Сооружение будет мобильным, то есть у берегов Австралии его на постоянное место жительства прописывать не собираются.

И еще одна подробность — плавучие СПГ-хранилища; таких судов в мире 47.

мировые мощности возрастут примерно на 60 млн тонн против 270,9 в 2010 году.

МГС также, по состоянию на 2010 год, называет 18 стран-экспортеров СПГ против 13 в 2005 году. Названы 23 страны-импортера СПГ в 2010 году против 15 стран в 2005 году. Среди новейших экспортеров — США, Экваториальная Гвинея, Перу и Йемен; среди импортеров — Арген-

тина, Бразилия, Канада, Чили, Кувейт и ОАЭ.

А еще, по июльским 2011 года данным норвежского еженедельника LNG Unlimited, GDF Suez с 2015 года обещает продавать до 3,5 млн тонн СПГ в год за счет строящегося завода в Камеруне, который как участник рынка еще не фигурировал.

Но не в количественном росте дело. Главное в том, что мировой

рынок СПГ стремительно меняет свое лицо.

**Объем мирового СПГ-производства в 2010 году составил 224 млн тонн против 183 млн в 2009-м, объемы мировой торговли — 224 млн тонн против 187 млн**

Понятно, что число стран-экспортеров СПГ и стран-импортеров будет расти. Для РФ важно, что к 2015 году в число первых войдет Азербайджан, а Украина и Литва — в число вторых.

**Объемы мировых СПГ-мощностей составили 270,9 млн тонн против 249 млн в 2009 году, общие объемы регазификационных установок — 572 млн тонн против 510 млн**

Азербайджан совместно с Румынией и Грузией еще в 2010 году договорились строить СПГ-завод в грузинском порту Кулеви, откуда газ планируется транспортировать в румынский порт Констанца. А в июле 2011 года

**Объемы производства СПГ-2010 увеличились на 22% по сравнению с уровнем 2009 года, что является рекордным годовым показателем с 1980 года**

Украина объявила тендер на строительство приемного терминала на Черном море. Литва намерена построить приемный терминал в районе Клайпеды. К 2015 году Литва нацелилась на норвежский СПГ с месторождения Snovit, а Украина — на азербайджанский газ.

**МГС прогнозирует, что к 2015 году, исходя из уже работающих и реализуемых СПГ-проектов, мировые мощности возрастут до 330 млн тонн**

Канада, которая, по мнению МГС, стала новым импортером СПГ, уже является не только та-

ковой. Подобно США, она превращается еще и в экспортера. Канадцы намерены использовать порт Kitimat (Британская Колумбия, побережье Тихого океана) для продаж собственного сжи-

## **К 2015 году в число СПГ-экспортеров войдет Азербайджан, а Украина и Литва станут СПГ-импортерами**

женного сланца и сжиженного шахтного метана в Японию, Индию и Южную Корею, к 2015 году — в объеме 5 млн тонн, а затем — в объеме 10 млн. Консорциум Apache Canada, EOG Resources и Epsana в июле 2011 года объявил о вложении \$6 млрд в строительство завода.

## **Канада приступила к реализации LNG-проекта с целью экспорта сжиженного сланца и сжиженного шахтного метана в Японию, Индию и Южную Корею**

Только Канады в качестве конкурента нам и не хватало.

Американцы тоже времени не тратят — Администрация США по океанам и атмосфере в июле те-

## **В США GDF Suez начала реализацию экспортного проекта Neptune LNG. Поставщик — американский сланцевый гигант Chesapeake Energy**

кущего года, предварительно поставив жесткие экоусловия, дабы проект не повредил китам, разрешила строительство СПГ-завода и отгрузочного терминала в заливе Массачусетс, (Neptune LNG).

## **Сжиженный шахтный метан Австралии к 2015 году в суммарном объеме составит не менее 15 млн тонн в год и пойдет в Китай, Индию, Корею, Японию и Пакистан**

Отвечать за проект будет GDF Suez, поставлять на экспорт намерены по 400 млн  $\text{m}^3$  в день (4,1 млрд  $\text{m}^3$  газа в год).

И все — из сланца. Поставщиком будет американский сланце-

вый гигант — компания Chesapeake Energy, которая только в 2011 году вложила в разработку и сжижение сланца \$1 млрд.

Ох уж этот сланец с его сомнительной — по мнению России — экологией и экономикой! По распространенной логике, в США сланец выгоден, так как, согласно американскому законодательству, недра и все, что в них, — частное. Владелец платит государству лишь роялти в размере 8–15%. А в Европе земля и все, что в ней, — это государственное, за землю платят ренталс, а за добытые из земли ресурсы — налог на доход от дисконтированного чистого потока. И потому, дескать, в Европе сланец невыгоден. Пусть так, но законы можно и поменять...

А тут еще и шахтный метан. Особенно агрессивна в плане его разработки Австралия, где полным ходом идет процесс развития СПГ-индустрии на его основе. Этим занимаются австралийская Santos, Chevron, ExxonMobil, Shell и китайская CNPC.

По данным LNG Unlimided, названными компаниями в сжижение австралийского шахтного метана только в 2011 году уже вложено более \$3 млрд с обещаниями выхода СПГ к 2015 году в суммарном объеме не менее 15 млн тонн в год для продаж в Китае, Индии, Корею, Японию и Пакистане, который в июле 2011 года объявил о начале строительства приемного терминала на своем побережье.

А сколько вырабатывает Россия? 10,6 млн тонн в 2010 году. И куда РФ эти тонны продает? В вышеозначенные страны, за исключением Пакистана. Так что, и австралийско-российская конкуренция не за горами. И на всякий случай отметим, что на США, Австралию, Индию и... Германию в сумме приходится более 60% мировых запасов угля.

Но и это еще не все. В качестве новой и набирающей силу тенденции в развитии мирового рынка СПГ обращает на себя внимание рост активности компаний, не имеющих нефтегазового профиля (Mitsui, Mitsubishi, Marubeni, Hyundai), которые намерены упрочить свои позиции именно в качестве СПГ-производителей, хотя обычно Японию и Южную Ко-

рею рассматривают как исключительных импортеров сжиженного метана.

По данным компаний за 2010 год, Mitsui, Mitsubishi, Marubeni и Hyundai имели суммарный объем СПГ-мощностей в объеме 10,4 млн тонн. К 2015 году эта цифра, если верить данным LNG Unlimited, возрастет до 14,7 млн тонн.

В итоге, например, Япония почти на 19% окажется в состоянии снабжать себя СПГ самостоятельно, если исходить из того, что в 2010 году, по данным МГС, она импортировала 70,6 млн тонн сжиженного газа. И что? Российско-японская конкуренция?

А Китай, который также принято рассматривать только как импортера СПГ? Мало того, что он пытается скупать доли в СПГ-проектах... Последнее приобретение — покупка в июле 2011 года 19,9% в австралийской NQCEC, которая обладает контрольным пакетом в одном из крупнейших отгрузочных СПГ-портов Австралии — Gladstone, расположен в штате Queensland.

Мало того, китайцы еще затеяли строительство собственных метановозов — пока четырех мощностью 172 тыс.  $\text{m}^3$  каждый. Конечно, не катарские танкеры класса Q-тах мощностью в 260 и более тыс.  $\text{m}^3$ , которые есть пока только у ExxonMobil и Qatar Petroleum, но все же мощность — выше средней.

Об этих китайских планах в июле 2011 года сообщило агентство Reuters. Строить будет Mitsui. И кто помогает китайцам при нужде возить, например, катарский или австралийский СПГ не только самим себе, но и в Корею, Индию и Японию, да и в Европу?

## **СПГ-магазины или газовая «демократия»**

Формы сбыта СПГ компаниями сегодня не являются единообразными. В этой связи надо отметить несколько основных обстоятельств.

Во-первых, долгосрочные контракты, которые еще пять-шесть лет назад являлись единственной формой организации сбыта СПГ, потеряли свою безусловность. Классические долгосрочные контракты, как известно,

**Структура емкостей мирового флота метановозов**

Тип танкера	Количество танкеров	% от общего количества (360)
Газотранспортные танкеры и танкеры-хранилища класса GT*	116	32%
Газотранспортные танкеры и танкеры-хранилища класса TGZ*	110	30%
Газотранспортные танкеры и танкеры-хранилища класса Moss**	107	30%
GT регазификаторы	13	4%
Moss регазификаторы	5	1%
Танкеры прочие	9	3%

\* GT и TGZ — танкеры технической разработки и дизайна французской инжиниринговой компании Gaztransport & Technigaz, являются танкерами мембранного типа

\*\* Moss — танкеры технической разработки и дизайна норвежской компании Moss Maritime, являются танкерами сферического типа

Источник: IGU

предполагают продажу продукта на условиях FOB с обязательной доставкой СПГ до регазификационного терминала заказчика только и только производителем сжиженного метана.

Согласно данным EIA, еще в 2003 году каких-либо других форм организации продаж СПГ не наблюдалось. Долгосрочные контракты и сегодня являются определяющей формой продаж СПГ. Но сегодня заказчик может и сам, согласно согласованным в долгосрочных контрактах условиям, забирать СПГ на отгрузочных терминалах производителя. Такая практика свойственна, в основном, KOGAS и японским компаниям. Судя по всему, этим же путем пойдет и Китай.

Во-вторых, еще пять-шесть лет назад никому не приходило в голову зайти на отгрузочные терминалы Катара, Малайзии, Брунея или Индонезии и загрузить собственный или арендованный метановоз на основе краткосрочного контракта по причине «внезапно возникшей потребности». А с 2008 года такая практика является обычной для GDF/SUEZ, BG, BP, CNOOC, Petrochina, национальных электроэнергетических компаний Кореи и Японии — как покупателей; QP, ExxonMobil, Shell, Pertamina и Petronas — как продавцов.

Мировой рынок СПГ уже не привязан к долгосрочным контрактам так жестко, как это было в начале текущего века. В практику прочно вошли среднесрочные и краткосрочные контракты, вплоть до спот-закупок в объеме одного

танкера емкостью 130–138 тыс. м3 СПГ, что по габаритам эквивалентно нефтеналивному танкеру дедвейтом 250–275 тыс. тонн.

Причем, таковые контракты могут быть единичными, то есть не носить систематического характера. В этой связи можно было бы говорить о своеобразных СПГ-магазинах, которые все активнее используют ExxonMobil, Shell, Sonatrach, Pertamina, Petronas, QP и ADNOC.

В-третьих, налицо довольно заметная доля продаж СПГ в режиме спот, которая ведется уже на регазификационных терминалах. Такие продажи еще называют свободными или арбитражными. По данным CERA, в январе 2008 года доля таких продаж в общем объеме продаж газа в мире составила около 14%.

МГС сообщает, что в 2009 году на спот-торговлю пришлось около 10% мировых продаж, а в 2010-м — уже около 22%. Основными странами-поставщиками СПГ в режиме спот являются Австралия (для Японии), Оман (для Японии и Южной Кореи), Алжир (для Европы). Согласно данным CERA, к 2015 году данная цифра может удвоиться.

И еще надо отметить такое явление, как доведение СПГ собственного производства, регазифицированного на собственных терминалах, до прямых потребителей. Данную практику осуществляют GDF/SUEZ, BG, и Union Fenosa.

GDF/SUEZ на сегодняшний день поставляет регазифицированный СПГ прямым потреби-

телям Франции, Бельгии, Индии и Мексики; BG — США и Великобритании; Fenosa — Испании. Причем

**Китай начал строительство собственных метановозов — пока четырех — мощностью 172 тыс. м<sup>3</sup> каждый**

все три компании намерены развивать практику поставок регазифицированного газа прямым по-

**В 2010 году на продажи газа в режиме спот пришлось 22% против 10% в 2009 году. Согласно данным CERA, к 2015 году эта цифра может удвоиться**

ребителям как по обоим берегам Атлантики, так и в странах АТР по

**ExxonMobil доставила на итальянскую Адриатику первый в мире оффшорный регазификационный терминал, способный производить отгрузку газа прямо в трубу**

мере развертывания новых собственных регазификационных терминалов, а также терминалов с долевым участием.

**Спот-цены и российская позиция**

В апреле текущего года Алексей Миллер уверенно прогнозировал \$500 за 1000 м<sup>3</sup> российского газа в Европе (\$306 по 2009 году); рост поставок «Газпрома» в страны ЕС со 139 млрд м<sup>3</sup> в 2010 году до 176 млрд м<sup>3</sup> в 2011-м; рост доходов компании на \$12 млрд. Кто бы против? Ан нет, и это не тенденция?

**Shell приняла решение о строительстве первого в мире плавучего СПГ-завода**

МГС сообщает, что в 2010 году среднегодовые спот-цены на газ в Великобритании (площадка NBP) оказались ниже средних контрактных цен на \$53. Примерно такой же была разница применительно к голландской торговой площадке

Title Transfer Facility (TTF). При этом, по данным МГС, среднегодовые спот-цены в США были на

**Мировой флот метановозов (360 единиц) включает 18 танкеров-регазификаторов и 47 танкеров-хранилищ**

уровне \$108, в Великобритании — \$162, Японии — \$258 за 1000 м<sup>3</sup>.

Конечно, среднегодовые показатели в данном случае это сред-

**В 2010 году среднегодовые спот-цены на газ в Великобритании и Голландии оказались ниже средних контрактных цен, привязанных к нефтепродуктам, на \$53**

няя температура по больнице. Но та самая тенденция-то налицо. Поэтому неудивительно, что американцы склоняются к наращиванию импорта СПГ. Конечно, он российский трубопроводный газ по полной не заменит, но вот удастся ли

**Норвежцы распространили спотовую привязку на 30% контрактных объемов экспортных поставок газа в отличие от 3%, на которые пошел «Газпром»**

выйти по итогам 2011 года на вышеозначенные 176 млрд м<sup>3</sup>, да еще при ценах по А.Миллеру?

И дело даже не в разрыве спот-цен и цен с нефтяной привязкой.

**По А.Миллеру, наступил «золотой век газа». Но не касается ли это утверждение только СПГ-рынков?**

Дело в том, что спот-торговля — это иная реальность. Так, в апреле 2010 года европейские спотовые цены на газ достигли минимума — около \$150, к началу июля цена на NBP выросла более чем на 50% — примерно, до \$250. При этом декабрьские фьючерсы стоили \$280, а на январь 2011 года — \$300. Такие данные приводит в квартальном обзоре по нефтегазовой отрасли ИК «Тройка Диалог».



Спот меняет свое лицо ежедневно, но в целом он дешевле контрактных цен, которые относительно стабильны. Поэтому некоторые покупатели добились от «Газпрома» включения спотовой составляющей в цены долгосрочных контрактов. Пойти на аналогичные уступки вынуждены были и другие продавцы трубопроводного газа по долгосрочным контрактам.

А норвежцы так вообще распространили спотовую привязку

на 30% контрактных объемов экспортных поставок газа в отличие от 3% «Газпрома». И кто после этого будет конкурентоспособнее?

Ряд российских аналитиков считает, что спотовый рынок в континентальной Европе пока недостаточно глубок и ликвиден, мал и играет лишь балансирующую роль, поэтому объективно не может служить ориентиром для ценообразования. А так ли уж это мало — 22%? 

# НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2011

15 ЛЕТ!



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САХАЛИНСКОЙ  
ОБЛАСТИ

ВСЕМ ЧИТАТЕЛЯМ СКИДКА 10%\*!  
При регистрации укажите  
код ORC18NGV

400+ ДЕЛЕГАТОВ В 2010 г.!

15-я ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

# НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2011

«МИР ЗАВТРА»: РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В ТРАНСФОРМИРУЮЩЕЙСЯ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

27 - 29 сентября 2011, Сахинцентр, Южно-Сахалинск, Россия

СРЕДИ БОЛЕЕ 60 ДОКЛАДЧИКОВ:



Александр  
Хорошавин  
Губернатор  
Сахалинской  
Области



Сергей Донской  
Заместитель  
министра  
Министерство  
природных  
ресурсов  
и экологии РФ



Александр  
Медведев  
Заместитель  
председателя  
Правления  
ОАО «Газпром»



Гленн Уоллер  
Президент  
ЭксонМобил  
Раза Инк.



Чарльз Уотсон  
Председатель  
коллегии  
«Шелл» в России



Андрей Галаев  
Главный  
исполнительный  
директор  
«Сахалин Энерджи  
Инвестмент  
Компани Лтд.»



Джеймс  
Тейлор  
Президент  
Эксон  
Нефтегаз  
Лимитед



Харуо Кумо  
Генеральный  
менеджер, департамент  
российских проектов,  
энергетика  
«Мицуи и Ко. Лтд.»



Юрий  
Шамалов  
Генеральный  
директор  
Газфлот



Рон Кохрейн  
Вице-президент  
по маркетингу газа  
в России, Каспийском  
регионе и СНГ, Шелл  
Эксплорейшн энд  
Продакшн Сервисез  
(РФ) БВ



Сергей Дряблов  
И.о. генерального  
директора  
РН Сахалинмор-  
нефтегаз



Проф. А.К. Балин  
Управляющий  
директор, главный  
исполнительный  
директор  
Петронес СПГ

## ПОЧЕМУ ВЫ НЕ МОЖЕТЕ ПРОПУСТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ



**ЖИВОЙ РАЗГОВОР: СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ДИСКУССИЯ «СЛОВО ЛИДЕРА».** Гость – модератор Игорь Виттель, журналист, ведущий ежедневной программы «В фокусе», РБК ТВ

**КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ: ПОСЛЕДНИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТАХ** от руководителей ведущих операторов проектов

**НОВОЕ! «МИР ЗАВТРА»: АНАЛИТИЧЕСКАЯ ДИСКУССИЯ СТРАТЕГОВ И ЭКОНОМИСТОВ.** Известные международные аналитики, ученые и стратеги обсудят Завтрашний День – Трансформацию мировой энергетической системы и ее влияние на нефтегазовые проекты Сахалина

**НОВОЕ! СЕССИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ПРИМЕРОВ** по техническим и операционным трудностям и решениям

**ПРАЗДНОВАНИЕ 15-ГО ЮБИЛЕЯ!** Интересные социальные мероприятия и расширенные возможности делового сотрудничества

\*скидка не действительна для лиц, уже зарегистрировавших свое участие в конференции и/или семинарах. Любая из скидок предоставляется только на момент регистрации и не может быть совмещена с другими предложениями по скидкам. Все скидки подлежат дополнительному рассмотрению при регистрации.

PREMIER PARTNER



LEAD ASSOCIATE PARTNERS  
ASSOCIATE PARTNERS



FLUOR



Van Oord

KVERNER

RV RUSSIN & VECCHI

pepeliaev group

PLATINUM EXHIBITION PARTNERS  
GOLD EXHIBITION PARTNERS

FMC Technologies

EMERSON  
Process Management

Sakhalin Machinery CAT

BKT Fulbright Advisors

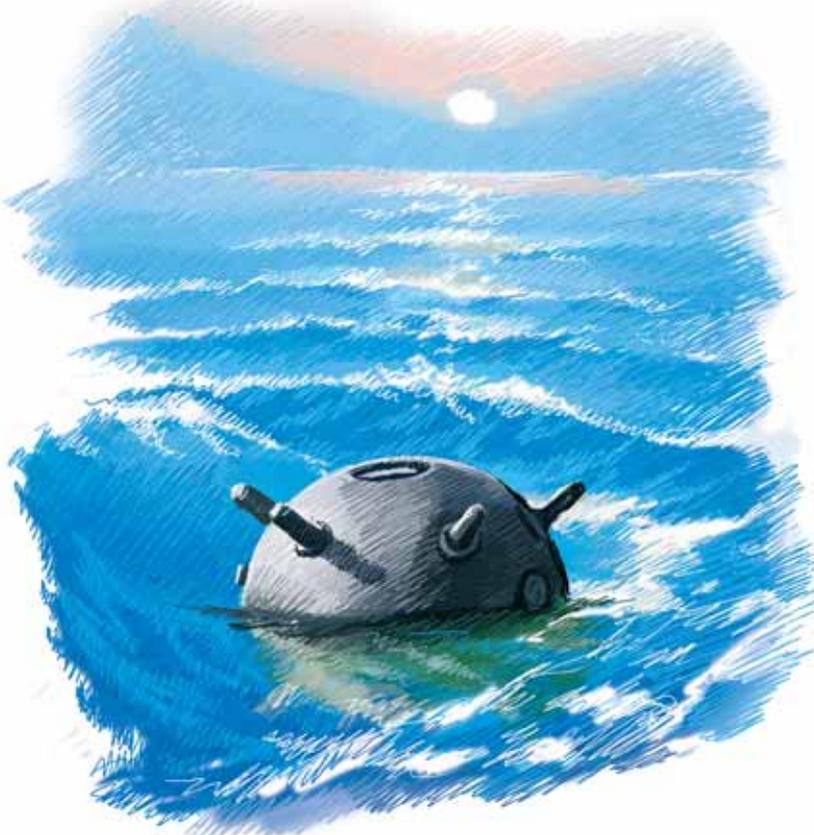
SUMITOMO METALS

ROMONA



# НОВАЯ НАПАСТЬ: АМЕРИКАНСКИЙ СПГ В ЕВРОПЕ

ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ  
«Нефтегазовая Вертикаль»



Гнедой жеребец А.Миллера по кличке Фрагрант стоимостью в \$1 млн на показательных скачках, прошедших в конце июня этого года в Казани, на приз с говорящим названием «Национальное достояние», само собой, пришел к финишу первым, обеспечив владельцу приз в \$140 тыс. Алексей Борисович обнимал жокея и аплодировал лошади...

Но пока вся Россия млела, нас обскакали... Злонамеренные американцы в злонамеренной Европе. С ноября 2010 по июнь 2011 года поставки американского СПГ в британскую регазификационную систему Canvey составили около 1,3 млрд м<sup>3</sup>. А Canvey с трубой Interconnector — это ключ ко всему газовому рынку Евросоюза.

Американцы, начав масштабно осваивать сланцевый газ, быстро сообразили, что импорт СПГ им больше не нужен. Пока они поставляют СПГ в Европу в порядке реэкспорта, то есть тот газ, который уже закуплен в Катаре и других странах по ранее подписанным контрактам. Но США уже вознамерились (пере)строить собственные заводы по сжижению газа, с тем чтобы вывозить его в страны Латинской Америки и в Европу. Для России американские планы в Латинской Америке не в обузу. А в Европе? Ведь появление на европейском рынке американского газа — это не только новая геополитическая реальность, но и реальная угроза... Фрагрант не вынесет двоих? Тем более что Америка уже к 2015 году собирается экспортировать в Европу около 60 млрд м<sup>3</sup> газа в форме СПГ. Если она, конечно, не врет...

**П**ервый американский СПГ в Великобританию — 165,5 тыс. м<sup>3</sup> (2200 тонн) — доставил метановоз Methane Pioneer. Не самый большой объем, хотя и выше среднего: стандартная по сегодняшним меркам емкость газозвозов составляет 140–145 тыс. м<sup>3</sup>. Есть и супертанкеры класса Q-тах мощностью в 266 тыс. м<sup>3</sup>, но пока только у ExxonMobil и Qatar Petroleum. И построены они специально под катарские СПГ-проекты.

Дорожка проторена (см. «История вопроса»). Здесь заметим, что танкер Methane Pioneer принадлежит Shell — компании, которая в известное время и при известных обстоятельствах вынуждена была уступить контроль над проектом «Сахалин-2» нашему «Газпрому». Эффективный и эффективный проект — благодаря Shell, признанному во всем мире СПГ-авторитету, так и продолжает оставаться единственным в России.

А что касается танкеров Q-тах, которые были построены на верфях Южной Кореи, то они представляют собой плавучие сооружения с палубной площадью (плоской в отличие от стандартных танкеров-термосов с выпуклой палубной поверхностью) в два футбольных поля. А потому потенциально способны нести на себе, например, несколько самолетов-истребителей класса F-22 Raptor или вертолетов класса «Черная акула».

## **Стратегический тренд**

Американские поставки СПГ в Европу первой зафиксировала NATS LNG (North American Terminal Survey LNG), независимая организация, которая отслеживает все операции с СПГ в США.

К тому и шло. США резко нарастили добычу сланцевого газа — с 11 млрд м<sup>3</sup> в 2000 году до 137 млрд в 2010-м. Это составило

**ИСТОРИЯ ВОПРОСА**

Первый в мире СПГ-завод был построен в Кливленде в 1941 году. Сжиженный газ этого завода хранили в специальных бензобаках-термосах и продавали не только на территории штата Огайо. В 1959 году американская компания Constock International, участвовавшая во время ВОВ в морских перевозках различных грузов для стран антигитлеровской коалиции, начала поставки топлива в Великобританию.

Опыт британцам пришелся по вкусу, и они инициировали проект по строительству СПГ-завода в Венесуэле для транспортировки топлива, с использованием Methane Pioneer, в порт Canvey. Но в 1960 году в Алжире было открыто крупнейшее по тем временам месторождение газа Hassi R'Mel.

Это подвигло Shell на приобретение в том же 1960 году 40% в Constock, результатом чего стал доступ к секретам переоборудования нефтеналивного в то время судна Pioneer в метановоз. К концу 1964 года завод Camel мощностью 0,5 млн тонн СПГ в год в Алжире уже заработал: Shell преуспела и в концессии на Hassi R'Mel. Завод был построен специально под поставки топлива в Великобританию.

Одновременно Shell построила два первых в мире специализированных танкера-метановоза — Metane Progress и Metane Princess. Так Алжир стал первым в мире экспортером СПГ, Великобритания — его первым импортером, а Shell — основателем мирового СПГ-бизнеса. И сегодня Methane Pioneer возит американский СПГ по давно известному маршруту: из регазификационного терминала Sabine Pass в Луизиане до терминалов Canvey.

23% от всей газодобычи страны, а к 2035 году, согласно прогнозам МЭА и NATS LNG, добыча сланцевого газа в США может составить 46% от всей добычи газа (см. «Нетрадиционный газ России: теория и практика», НГВ #09'11).

По данным EIA, импорт СПГ в США в 2007 году составил 24,0 млрд м<sup>3</sup>, или 4% от общих импортных поставок газа в страну. В 2008 году США ввезли 28,9 млрд м<sup>3</sup>, или около 5% от общих импортных поставок. Однако в 2010 году поставки СПГ в страну сократились до 14,9 млрд м<sup>3</sup> (менее 1% от общего импорта газа).

МЭА и NATS LNG утверждают, что импорт СПГ в США уже вообще не нужен, но будет продолжаться только на основании ранее подписанных контрактов, «так как компании-подписанты не должны терять репутации».

Как в этой связи полагает аналитик NATS LNG Зак Аллен (Zach Allen), реэкспорт американского СПГ в Европу в связи с его излишком в США — «это поворотное событие». Дальше — еще хуже. «Американский СПГ, благодаря трубопроводу Interconnector, сыграет важную роль в уменьшении притока российского газа в

Западную Европу», — считают в NATS LNG.

Итак, стратегический тренд на снижение зависимости Европы от российского газа США перевели в практическую плоскость. К геополитическому противостоянию добавили экономику: теперь СПГ у американцев — лишний. Балзам на газовые раны Европы... Тем более что свои перспективы американцы видят явственно.

Надо строить собственные СПГ-заводы. Первый — на базе того самого терминала Sabine Pass в Луизиане. Хотя, он — не первый. Пилотным был завод, как известно, на Аляске, пущенный в эксплуатацию в 1969 году (70% у ConocoPhillips, остальное у Marathon Oil, которая полностью принадлежит Chevron).

С момента основания завод успешно поставляет СПГ в Японию, обеспечивая 20% энергопотребностей страны, хотя ныне завод хотят на время закрыть в связи с необходимостью реконструкции.

Кстати, регазификационные терминалы технологически относительно легко переоборудуются в установки по сжижению газа. И не слишком дорого. В среднем около 1,5 млрд евро при доста-

точно высокой мощности сжижения (около 8–12 млн тонн, или около 1–1,6 млрд м<sup>3</sup> газа в год).

**Американские поставки СПГ в Европу первой зафиксировала NATS LNG, независимая организация, которая отслеживает все операции с СПГ в США**

И тут немного арифметики: дело в том, что в США работающих регазификационных терминалов 36 единиц (см. «Регазификационные терминалы США»).

**МЭА и NATS LNG утверждают, что импорт СПГ в США уже вообще не нужен, но будет продолжаться только на основании ранее подписанных контрактов**

Их суммарная мощность составляет примерно 300 млн тонн СПГ, или около 40 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Минимум 40 млрд м<sup>3</sup> на европейском рынке? Ведь для

**Американский СПГ, благодаря трубопроводу Interconnector, сыграет важную роль в уменьшении притока российского газа в Западную Европу**

США 54 млрд евро на переоборудование — не проблема. Причем миллиардов, поделенных меж собой такими majors, как Chevron, Shell, ExxonMobil, BP, BHP Billiton, ConocoPhillips...

**Перспективы и преимущества**

Согласно данным EIA, к 2015 году Штаты намерены экспортировать около 6 млрд ф<sup>3</sup> газа в сутки в форме СПГ. А это — около

**Регазификационные терминалы технологически относительно легко переоборудуются в установки по сжижению газа. И не слишком дорого. А в США их насчитывается 36 единиц**

62 млрд м<sup>3</sup> в год. Что достанется латиноамериканцам? Минэнерго США говорит, что малость в

## Регазификационные терминалы США

Страна	Мощность, млн т	Объем ПХГ, м³	Компания-оператор	Год ввода
Everett	5,5	155 000	Tractebel	1971
Lake Charles	7,7	286 200	BG	1980
Elba Island 1	5,2	118 000	DominionResources	1978
Elba Island 2	7,7	180 000	DominionResources? E.On.	2010
Cove Point 1	7,7		DominionResources	2003
Cove Point 2	7,7		Dominion Energy	2008
Cameron LNG	11		Sempra Energy	2008
Texas Gulf	11		Chenerie Energy	2008
Sabine Pass	20		Chenerie Energy	2008
Corpus Christie	20		Chevron, Chenerie Energy	2008
Golden Pass	15,5		ExxonMobil, QP	2008
Creole	15,5		Chenerie Energy	2010
Gulf Landing	15,5		Shell	2009
Weanes Cover, Fall River	3		Hess LNG	2009
Crown Landing	9		BP	2009
Port Arthur	9		Chenerie Energy	2009
Vista del Sol	7,5		Exxon Mobil	2009
Ingleside Energy Center	7,5		Occidental Petroleum	2010
Brenville	7,5		ConocoPhillips	2010
Compass Port	7,5		ConocoPhillips	2011
Mobile Bay	6,5		ConocoPhillips	2010
Cabrillo	11		BHP Billiton	2010
Long Beach LNG	5,2		ConocoPhillips	2011
Ocean Way	5,2		Woodside	2010
Ventura Offshore	5,2		Crystal Energy	2011
Clean Energy	5,2		ConocoPhillips	2011
Liberty LNG	5,2		Liberty Energy	2010
Neptune LNG	5,2		GDF/SUEZ	2010
Port Pascagoula	7,5		Chevron	2010
Broad Water	7,5		Shell	2010
Bay Crossing	7,5		BP	2010
Keyspan	7,5		BG	2010
Elba Island	7,7		BG	2010
Free Port LNG	6,5		ConocoPhillips	2010
Energy Terminal	6,5		ConocoPhillips	2010
Bag Crossing	6,6		BP	2010

Источник: данные компаний-операторов

4–7 млрд м³ пойдет в Бразилию и Венесуэлу: там нет развитой си-

**К 2015 году Россия в качестве конкурентного получит 55–62 млрд м³ американского газа? Но это же мощность нашего «Северного потока»...**

стемы регазификации и ГРС. А остальное — в Испанию и Великобританию.

Итак, к 2015 году Россия в качестве конкурентного получит 55–62 млрд м³ американского газа? Но это же мощность нашего «Северного потока»... И, к сожалению, по сравнению с нами, у американцев в смысле экспорта своего газа в Европу есть весомые преимущества.

Эти преимущества состоят в восприятии ценообразования на газ. Компании США традиционно торгуют по спотовым ценам. А

принцип «бери и плати» с привязкой цены на газ по долгосрочным контрактам к цене на нефть по формуле давно имеет своих противников в Европе. К тому же формулы являются коммерческой тайной, а спот-цены на газ публикуются в ежедневном режиме...

Так что вмешательство США в ситуацию на газовом рынке Европы меняет дело серьезным образом. Statoil, например, накупившая СПГ для сбыта в Европе, уже нача-

ла испытывать трудности с его реализацией, так как американский СПГ, несмотря на транспортировку через Атлантику, — дешевле.

И американцы, и европейцы к тому же полагают, что по спот-ценам NYMEX СПГ всегда оказывается дешевле его контрактных продаж в Европе, примерно, на \$3,3 за 1 BTU, если речь идет о продажах норвежского или африканского газа, (стоимостью, как правило, в \$4,1 за 1 BTU). При этом российский газ оказывается почти в два раза дороже норвежского или африканского трубопроводного газа, (около \$8 за 1 BTU для газа из РФ).

Иначе говоря, американский СПГ по текущим биржевым ценам обходится Европе по спот-ценам куда дешевле трубопроводных поставок любых видов — всего в \$1,2 за 1 BTU. Это около \$298 за 1000 м<sup>3</sup>, в то время как, например Польша, в июне 2011 года платила за

российский газ \$340 за 1000 м<sup>3</sup>, а Украине в четвертом квартале 2011 года «Газпром» намерен продавать газ по \$400 за 1000 м<sup>3</sup>. Странам ЕС он уже продается по цене, примерно, в \$450 за 1000 м<sup>3</sup>.

Таким образом, если США осуществят планы по продажам своего СПГ в Европу, конкуренция российскому газу на основном для РФ рынке станет жесточайшей, причем не только со стороны поставок СПГ, но и по трубопроводному газу из Африки и Норвегии.

Американские поставки создают угрозу не только новому «Северному потоку», но и старым трубопроводным маршрутам. «Северный поток», конечно, будет достроен до проектной мощности в 55 млрд м<sup>3</sup> в год, а вот будет ли востребован этот газ? Иначе говоря, не нам ли будут диктоваться Европой ценовые условия?

### Что Россия?

Гнедой жеребец Алексея Миллера по кличке Благоухаю-

**И американцы, и европейцы к тому же полагают, что по спот-ценам NYMEX СПГ всегда оказывается дешевле его контрактных продаж в Европе**

щий стоимостью в \$1 млн на показательных скачках в Казани на приз с говорящим названием

**Будет ли востребован газ России? И не нам ли будут диктоваться Европой ценовые условия?**

«Национальное достояние», само собой, пришел к финишу первым... 



**ЭКСПО-ВОЛГА**  
организатор выставок с 1986 г.

**19-21 октября**

Международная специализированная выставка

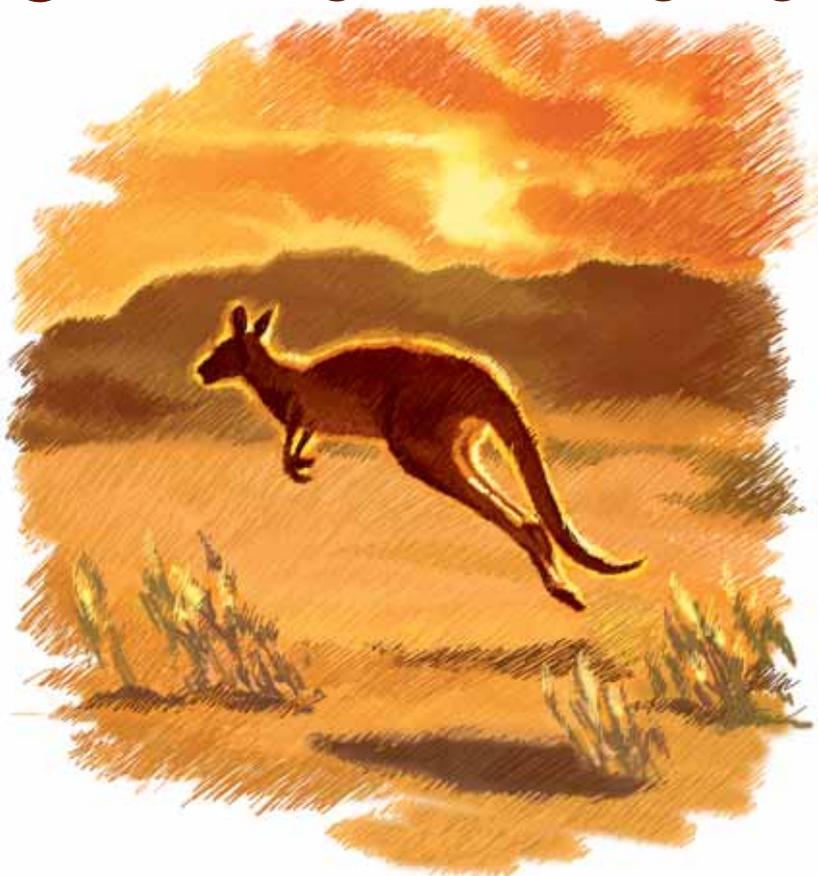
# Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия

г. Самара  
ул. Мичурина, 23А  
тел.: (846) 279-07-08  
[www.gasoil-expo.ru](http://www.gasoil-expo.ru)

- 💧 Геология и геофизика нефтегазодобычи
- 💧 Бурение скважин. Нефтегазодобыча
- 💧 Хранение и переработка нефтегазового сырья
- 💧 Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
- 💧 Оборудование и технологии для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности
- 💧 Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- 💧 Промышленная безопасность и экология нефтехимической и нефтегазовой промышленности



# CEDIGAZ: ИНДУСТРИЯ СПГ '2011–2020



По прогнозу CEDIGAZ, заданный в 2010–2011 годах темп роста сектора СПГ сохранится в течение следующего десятилетия и продолжится за пределы 2020 года. Спрос на СПГ в период до 2020 года будет расти в среднем на 0,6% в год. Азия будет ключевым драйвером глобального роста. В Европе доля СПГ в потреблении газа вырастет с 15% до 24%. В США нетто-импорт СПГ в 2020 году составит 15–18 млрд м<sup>3</sup>. Суммарный импорт СПГ на формирующихся рынках к 2020 году достигнет 10% мировых поставок СПГ. Избыток СПГ над спросом исчезнет к 2013 году, и к 2018 году сформируется глобальный дефицит на уровне 170 млрд м<sup>3</sup> сверх законтрактованных объемов по долгосрочным договорам. Объем межрегиональной торговли СПГ увеличится со 193 млрд м<sup>3</sup> в 2010 году до 286–350 млрд м<sup>3</sup>, однако полной глобализации рынка СПГ к 2020 году все еще не произойдет. Концентрация рынка СПГ усилится — почти 50% мировых поставок будут находиться под контролем трех стран: Австралии, Катара и Нигерии.

**2** 010 газовый год был уникальным во многих отношениях, констатирует газовое агентство CEDIGAZ: 7%-ный рост мировых поставок, взлет добычи

и потребления в США, рост спроса в Европе на 7,5%, расширение мировой торговли газом на 11%, резко возросшие добыча и спрос на газ на Ближнем Востоке и в Азии.

Беспрецедентно высокие показатели 2010 года стимулированы несколькими факторами; среди них восстановление мировой экономики, суровая зима в Европе и, наоборот, сильная жара в Азии, динамизм новых формирующихся газовых рынков, значительная ценовая конкуренция в сделках по газу.

Несмотря на то, что газовые рекорды-2010 зафиксированы на фоне экономически слабых показателей предыдущего года, они определяют вектор и темп дальнейшего развития мировой газовой отрасли, в том числе СПГ.

## СПГ в 2011 году

Масштаб расширения межрегиональной торговли СПГ на 22% стал одним из наиболее впечатляющих рекордов 2010 года. Главными драйверами роста служат экономическое восстановление в Азии, рост поставок СПГ из Катара, увеличение краткосрочных закупок СПГ в Европе. Определенную и возрастающую роль играет расширение газовых рынков на Ближнем Востоке и в Латинской Америке, суммарный объем которых стал существенным фактором мировой торговли газом.

В 2011 году ожидается дальнейшее увеличение объема торговли СПГ на 12–18%.

Со стороны поставок основной рост обеспечат три страны: 2/3 Катар, где с запуском новых линий суммарные мощности сжижения газа к концу года достигнут 77 млн тонн (106 млрд м<sup>3</sup>), а также недавно присоединившиеся к рынку Йемен и Перу. Эти страны компенсируют ожидающееся (из-за недостатка сырья) 15%-ное снижение производства СПГ в Индонезии.

Со стороны спроса рост равномерно распределится между Атлантическим (Северная и Латинская Америка, Европа) и Тихоокеанским рынками (Азия). Драйверами роста на Атлантическом рынке становятся Северо-Восточная Европа и Латинская Америка.

Героем года может стать Великобритания, которая в первом квартале впервые обошла Испанию и стала третьим крупнейшим

Перспективы снабжения Европы газом		
	2010 г.	2020 г.
Всего поставки, млрд м <sup>3</sup>	570	670
в том числе СПГ, %	15	24
<b>Источники поставок, %</b>		
Внутренняя добыча	51	33
Россия (труба)	23	31
Алжир (труба +СПГ)	10	12
Катар (СПГ)	6	8
Нигерия (СПГ)	3	5
Другие (СПГ)	3	5
Другие (труба)	4	6
Источник: CEDIGAZ		

покупателем СПГ в мире после Японии и Южной Кореи. Объем покупок СПГ в стране вырос на 60% и превысил традиционные трубопроводные поставки из Норвегии.

На Тихоокеанском рынке рост импорта СПГ демонстрируют как традиционные, так и новые покупатели. Увеличение спроса в Южной Корее подогревается экономическим ростом, в Японии — необходимостью компенсировать сокращение ядерной электрогенерации. Покупки сжиженного газа в стране выросли на 9% в апреле и на 26% в мае. По оценкам Института инженеров-электриков Японии (IEEJ), в фискальном 2011 году импорт СПГ вырастет на 11–12 млрд м<sup>3</sup>.

Продолжает набирать темп рост импорта СПГ в Китае и Индии. Ожидается, что в 2011 году покупки сжиженного газа в Китае вырастут на 30%, до 17 млрд м<sup>3</sup>, в Индии — почти на 40%, до 16 млрд м<sup>3</sup>.

В 2011 году уже или будут введены четыре новых импортных терминала. Два из них в Китае (Rudong и Dalian) и по одному в США (Golden Pass) и в Тайланде. Кроме того, начаты пробные поставки на первый в стране терминал СПГ в Нидерландах мощностью 12 млрд м<sup>3</sup>.

Среди старых действующих терминалов расширены мощности регазификации в Италии (+5,6 млрд м<sup>3</sup>), Аргентине (+2,8 млрд м<sup>3</sup>), Мексике (+5,5 млрд м<sup>3</sup>), Индии (+7 млрд м<sup>3</sup>) и Китае (ввод второй фазы регазификации на терминале Fujian). Всего в 2011 году мощности регазификации

СПГ вырастут на 40 млн тонн (56 млрд м<sup>3</sup>).

### СПГ в 2020 году: спрос

CEDIGAZ считает, что активное развитие индустрии СПГ сохранится, по крайней мере, еще 15 лет. Объем мирового спроса на СПГ увеличится с 296 млрд м<sup>3</sup> в 2010 году до более 560 млрд м<sup>3</sup> в 2020-м, т.е. в среднем будет расти на 0,6% в год (см. «Мировой спрос на СПГ»).

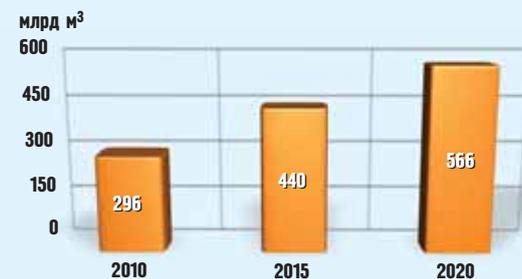
Азия будет ключевым драйвером глобального роста. Япония и Южная Корея останутся доминантами рынка в терминах объема спроса, но динамику роста обеспечат Китай и Индия. В Китае рост спроса на СПГ, на фоне быстрого развития экономики, дополнительно определяется значительным расширением сети трубопроводов, позволяющих распределять СПГ с береговых терминалов по территории страны. По оценке CEDIGAZ, спрос на газ в стране в следующем десятилетии вырастет на 20%.

Спрос на СПГ в Индии, стимулируемый бурной индустриализацией, строительством новых внутренних газопроводов и практически отсутствием возможности импорта газа по трубопроводам, вырастет до 35 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с 15 млрд м<sup>3</sup> в настоящее время.

Определенную роль в росте спроса в Азии сыграют формирующиеся рынки Сингапура, Тайланда и Вьетнама.

В Европе доля СПГ в суммарном потреблении газа вырастет с 15% в 2010 году до 24% в 2020 го-

### Мировой спрос на СПГ



Источник: CEDIGAZ

ду с заметным увеличением в Италии, Франции и Великобритании (см. «Перспективы снабжения Европы газом»). Однако доминирующее значение в газоснабжении сохранит трубопроводный газ.

### Масштаб расширения межрегиональной торговли СПГ на 22% стал одним из наиболее впечатляющих рекордов 2010 года

При этом зависимость от России существенно возрастет: по сценарию CEDIGAZ, доля российского газа в суммарном импорте Западной Европы увеличится с 23% до 31%. Поставки газа из России практически сравняются с внутренней добычей в Европе, доля которой в газоснабжении региона сократится с 51% до 33%.

### Активное развитие индустрии СПГ сохранится еще 15 лет. Динамика — за Китаем и Индией. В Европе доля СПГ вырастет с 15% в 2010 году до 24% в 2020-м

Таким образом, основой газоснабжения Европы останутся долгосрочные поставки по трубопроводам. СПГ будет играть роль

### Объем мирового спроса на СПГ увеличится с 296 млрд м<sup>3</sup> в 2010 году до более 560 млрд м<sup>3</sup> в 2020-м, т.е. в среднем будет расти на 0,6% в год

вторичного источника, обладающего преимуществом эластичности для покрытия неожиданных краткосрочных подъемов спроса

и возможности диверсификации источника газа при сбоях поставок из долгосрочных источников. В этом смысле увеличение доли СПГ в суммарном потоке газа в регион автоматически означает укрепление безопасности газоснабжения региона.

**В Европе доля СПГ в балансе газа вырастет с 15% в 2010 году до 24% в 2020-м... Однако доминантой газоснабжения останется трубопроводный газ**

В США CEDIGAZ прогнозирует увеличение добычи газа на 3% в год в течение ближайших двух лет, преимущественно за счет сланцевого газа, производство

**Зависимость Европы от России существенно возрастет: поставки газа из России практически сравняются с внутренней добычей в Европе**

которого будет расти на 15% в год. Но после 2015 года жесткие экологические ограничения существенно замедлят дальнейший рост извлечения газа из сланцев и, соответственно добычу, газа в стране в целом.

**После 2015 года рост извлечения газа из сланцев в США замедлится: а глобальные мощности регазификации СПГ в период 2011–2015 годов увеличатся на 130 млрд м<sup>3</sup>**

Рост спроса на газ в США тем не менее не остановится, поэтому CEDIGAZ ожидает небольшое

**К 2020 году количество стран-импортеров увеличится на треть: пик строительства регазификационных мощностей приходится на 2011 год**

увеличение нетто-импорта СПГ, примерно до 15–18 млрд м<sup>3</sup> в 2020 году. При ожидаемом экс-

**В настоящее время капитальные затраты по проекту СПГ составляют, по меньшей мере, \$1000 за тонну**

порте СПГ из США в объеме 10 млрд м<sup>3</sup> валовые поставки сжи-

Основные потоки СПГ в 2010 г., млрд м <sup>3</sup>		
Откуда	Объем, млрд м <sup>3</sup>	Преимущественное направление
<b>Ближний и Средний Восток</b>	<b>100</b>	<b>Азия</b>
Катар	76	Европа, Азия
Оман	11	Азия
ОАЭ	8	Азия
Йемен	5	Азия, США
<b>Азия/Океания</b>	<b>96</b>	<b>Азия</b>
Индонезия	31	Азия
Малайзия	31	Азия
Австралия	25	Азия
Бруней	9	Азия
<b>Африка</b>	<b>58</b>	<b>Европа</b>
Нигерия	24	Европа
Алжир	19	Европа
Египет	10	США и Европа
Экв. Гвинея	5	Азия, Ю.Америка
Ливия	< 1	Европа (Испания)
<b>Сев. и Ю. Америка</b>	<b>24</b>	<b>Сев. Америка</b>
Тринидад и Тобаго	20	Сев. и Ю. Америка
Перу	2	Сев. и Ю. Америка
США	2	Япония, Европа
<b>Европа</b>	<b>18</b>	<b>Азия</b>
Россия	13	Азия
Норвегия	5	Европа
<b>Всего</b>	<b>296</b>	<b>Атлантический и Тихоокеанский рынки</b>
<b>В том числе межрегиональная торговля</b>	<b>193</b>	

Составлено НГВ по данным BP Statistical Review of World Energy 2011, с поправкой на новые оценки CEDIGAZ

женного газа в страну в 2020 году составят 25–28 млрд м<sup>3</sup>.

Среди новых рынков СПГ особенно быстрый темп роста спроса ожидается в Аргентине, Бразилии, Кувейте и ОАЭ. Суммарный импорт этих стран к 2020 году достигнет 10% глобальных поставок СПГ.

На основе строящихся и близких к началу реализации проектов глобальные мощности регазификации СПГ в период 2011–2015 годов увеличатся на 93 млн тонн (130 млрд м<sup>3</sup>). Характерной чертой следующего десятилетия будет сокращение ввода новых регазификационных мощностей на старых традиционных рынках и увеличение на новых рынках. Если с 2007 года суммарные регазификационные мощности на рынках Северной Америки и Европы выросли на 186 млн тонн, то в следующие четыре года прибавится лишь 42 млн тонн. На рын-

ках Японии и Южной Кореи изменений почти не произойдет.

В то же время на новых рынках Азии и в Латинской Америке регазификационные мощности вырастут на 51 млн тонн против 46 млн тонн в предыдущий четырехлетний период.

К 2020 году количество стран-импортеров увеличится на треть. К традиционным покупателям сжиженного газа присоединятся Сингапур, Вьетнам, Пакистан, Гонконг, Филиппины и Бангладеш в Азии, Уругвай, Сальвадор, Ямайка в Латинской Америке, Польша, Хорватия, Литва и Германия в Европе.

Стоит обратить внимание, что пик строительства регазификационных мощностей в среднесрочной перспективе приходится на 2011 год: 43% новых мощностей за период 2011–2015 годов уже введено или ожидается в текущем году.

Основные потоки межрегиональной торговли газом в 2020 г., млрд м <sup>3</sup>					
Поставки по трубопроводам			Поставки СПГ		
Откуда	Куда	Сколько	Откуда	Куда	Сколько
Россия	Европа	200–215	Россия	Европа	5–18
Африка	Европа	60–70	Россия	Азия	16–22
Бл. Восток/Евразия	Европа	60–70	Сев. Америка	Европа	15–20
			Азия/Океания	Атл. бассейн	8–12
			Африка	Атл. бассейн	80–90
			Африка	Азия	12–18
			Бл. Восток	Атл. бассейн	80–90
			Бл. Восток	Азия	60–65
			Ю. Америка	Сев. Америка	10–15
<b>Всего</b>		<b>320–355</b>	<b>Всего</b>		<b>286–350</b>

Источник: CEDIGAZ

### СПГ в 2020 году: поставки

CEDIGAZ обещает, что избыток предложения СПГ над спросом, характеризующий современную конъюнктуру рынка СПГ, сохранится в этом и следующем году, но полностью исчезнет к 2013 году. Такие ожидания базируются на нескольких факторах.

Во-первых, небывалый темп роста спроса на новых рынках. Во-вторых, незначительное создание новых мощностей по сжижению газа в ближайшие три года, особенно по сравнению с большим количеством строящихся и планируемых приемных терминалов.

В-третьих, ожидаемое сокращение поставок СПГ в ряде стран в связи со снижением экспорта некоторых старых поставщиков. В первую очередь, это Индонезия и Малайзия, которые к 2020 году

могут даже стать нетто-импортерами СПГ.

Сокращение производства СПГ может произойти также в Алжире (где по техническим причинам временно сокращается добыча газа на месторождении Хасси-Р'Мель), в Египте, Ливии и Йемене. Четвертый фактор - повышение спроса на газ в Японии из-за закрытия нескольких АЭС. CEDIGAZ оценивает долговременный эффект Фукусимы в 20 млн тонн дополнительного глобального спроса на СПГ в 2020 году.

Сдерживающее влияние на строительство новых мощностей по сжижению газа окажут высокие издержки, которые не удастся существенно сократить: в настоящее время капитальные затраты по проекту СПГ составляют по меньшей мере \$1000 на тонну.

В результате в период 2014–2018 годов спрос будет значи-

тельно опережать поставки, и постепенно сформируется глобальный дефицит СПГ. По

### Избыток предложения СПГ над спросом полностью исчезнет к 2013 году. А к 2018 году необеспеченный глобальный спрос может составить 170 млрд м<sup>3</sup>

оценкам CEDIGAZ, необеспеченный спрос может составить 100 млрд м<sup>3</sup> в регионе АТР и 70 млрд м<sup>3</sup> на рынках Атлантического бассейна и Ближнего Востока. К 2020 году ситуация выровняется с вводом крупных проектов СПГ в России, Нигерии и Канаде.

Схема основных направлений межрегиональной торговли СПГ в 2020 году будет несколько отлична от карты 2010 года (см. «Основные потоки СПГ в 2010

### Ситуация выровняется к 2020 году с вводом крупных проектов СПГ в России, Нигерии и Канаде. Российский экспорт СПГ в 2020 году — 21–40 млрд м<sup>3</sup>

году»). Суммарный объем международной торговли СПГ в 2010 году составил 296 млрд м<sup>3</sup>, в том числе межрегиональные поставки — 193 млрд м<sup>3</sup>. В 2020 году объем межрегиональной торговли СПГ увеличится до 286–350 млрд м<sup>3</sup> (см. «Основные потоки межрегиональной торговли газом в 2020 году»).

## ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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





www.ngv.ru

На общем фоне резко выделяются два мощных потока на рынки Атлантического бассейна: из Африки и с Ближнего Востока, каждый по 80–90 млрд м<sup>3</sup> в год. Следующий по величине поток пойдет с Ближнего Востока в Азию (60–61 млрд м<sup>3</sup>). При этом, в отличие от 2010 года, большая часть ближневосточного СПГ будет направляться на Атлантический рынок.

### **На общем фоне резко выделяются два мощных потока СПГ из Африки и с Ближнего Востока. Но Австралия выдвинется на первое место среди поставщиков**

Из других отличий от сегодняшней схемы поставок — впервые потянется ниточка СПГ из Африки в Азию. Межрегиональные поставки в Азию, помимо Африки, будут осуществлять Россия и Ближний Восток (поставки из Австралии носят внутрирегиональный характер и в схеме межрегиональной торговли не учитываются).

### **В США сверх ныне действующих долгосрочных контрактов сформируется дефицит порядка 60 млрд м<sup>3</sup>. В Азии контракты уже сейчас не покрывают потребности в СПГ**

Впервые появятся межконтинентальные поставки из Австралии, которая в настоящее время торгует только в пределах региона АТР. Основными поставщиками СПГ в Европу будут Россия, Африка и Катар. В США ожидает-

### **Полной глобализации рынка СПГ к 2020 году не произойдет. Почти 50% мировых поставок будут находиться под контролем трех стран: Австралии, Катара и Нигерии**

ся более диверсифицированный портфель поставок практически из всех регионов, включая Южную Америку.

Основными экспортерами газа будут Австралия и Катар. Развернувшийся в последние годы бум строительства заводов по сжиже-

нию газа в стране выдвинет Австралию на первое место среди поставщиков, возможно, оставив позади даже Катар.

С вводом строящихся заводов по проектам Gorgon, Gladstone LNG и Queensland Curtis LNG мощности по сжижению газа в стране увеличатся с 20 млн тонн в год, до 60 млн тонн (83 млрд м<sup>3</sup>) к 2017 году и, весьма вероятно, до 100 млн тонн (138 млрд м<sup>3</sup>) к 2020-му, даже в случае возможных задержек в строительстве.

Основные поставки австралийского СПГ предназначены для Азии. Следует отметить, что за счет этого зависимость АТР от внерегионального импорта газа, включая СПГ и трубопроводы, к 2020 году сократится с 15% до 11%.

В Катаре новых производственных линий не планируется, и только в случае снятия моратория на увеличение добычи газа на месторождении North можно ожидать увеличение поставок СПГ к 2020 году на 12 млн тонн.

Российский экспорт СПГ в 2020 году CEDIGAZ оценивает в 21–40 млрд м<sup>3</sup>. По базовому прогнозу CEDIGAZ, российский СПГ в основном будет направляться в АТР и лишь 5 млрд м<sup>3</sup> может быть продано в Европу. Но при самых благоприятных условиях продажи в Европу могут достичь 50% суммарных поставок.

Несмотря на рост межрегиональной торговли, полной глобализации рынка СПГ к 2020 году все еще не произойдет. Доминирующие тенденции на основных рынках будут различны: в США большое значение будет иметь собственный сланцевый газ, который еще длительное время будет разворачивать поставки импортного СПГ на другие направления. Регион Азии и Океании, с вводом крупных проектов Австралии, в значительной мере замкнется сам на себя и снизит зависимость от поставок из других регионов.

Кроме того, сохранится (и даже усилится) концентрация рынка СПГ: почти 50% поставок будут находиться под контролем трех стран — Австралии, Катара и Нигерии.

### **Долгосрочные контракты или спот?**

Дефицит СПГ, который по прогнозу CEDIGAZ может сформироваться в период 2014–2018 годов, будет погашаться как долгосрочными контрактами, так и спотовыми поставками, в разных соотношениях на разных рынках. Конкретные цифровые соотношения аналитики CEDIGAZ не дают.

Атлантический рынок в настоящее время перенасыщен газом. Поэтому в ближайшей перспективе следует ожидать расширение внутренней спотовой торговли и увеличение реэкспортных поставок из США. Газ из Катара, предназначенный изначально для США, будет перенаправляться в Европу и Азию, как это и происходит в настоящее время.

Ситуация изменится после 2015 года, и к 2018–2020 годам сверх ныне действующих долгосрочных контрактов в США сформируется дефицит порядка 60 млрд м<sup>3</sup>. Его покрытие будет осуществляться как новыми долгосрочными контрактами, так и спотовой продажей.

В Азии долгосрочные контракты уже сейчас не покрывают потребности в СПГ. Поэтому регион АТР является самым крупным покупателем спота — 20 млрд м<sup>3</sup> в 2010 год.

В ближайшей и среднесрочной перспективе дефицит СПГ увеличится. Имеющиеся долгосрочные контракты скорее всего будут продлены. Только на поставки из Индонезии в Японию истекающие в 2010–2011 годах контракты будут заменены долгосрочными соглашениями на малые объемы, не более 2 млн тонн в год.

Однако разрыв между спросом и законтрактованными по долгосрочным поставками объемами на традиционных азиатских рынках увеличится до 54 млрд м<sup>3</sup>. Поэтому следует ожидать рост закупок по краткосрочным и разовым сделкам.

На новых рынках Азии (Китай и Индия), несмотря на дополнительные объемы СПГ из Австралии и Папуа Новой Гвинеи после 2015 года, прогнозируемый разрыв между спросом и предложением в объеме 47 млрд м<sup>3</sup> тоже будет восполняться закупками по краткосрочным и разовым соглашениям. 



Санкт-Петербург

VII Международный специализированный форум  
**«ПТА. Нефтегаз — Санкт-Петербург 2011»**



**26-27 октября 2011**

**ВЫСТАВОЧНЫЙ ЗАЛ «АССАМБЛЕЯ»**  
Санкт-Петербург, ул. Таврическая, д. 10

**В программе форума:**

**Выставка «ПТА. Нефть. Газ. Попутный газ»**

**Основные темы:**

- Модернизация предприятий нефтегазового комплекса
- Автоматизация технологических процессов на предприятиях нефтегазового комплекса
- Контрольно-измерительные технологии и метрологическое обеспечение нефтегазовой отрасли

**Конференция «ПТА. Энергоэффективное распределение и потребление нефти и газа»**

**Основные темы:**

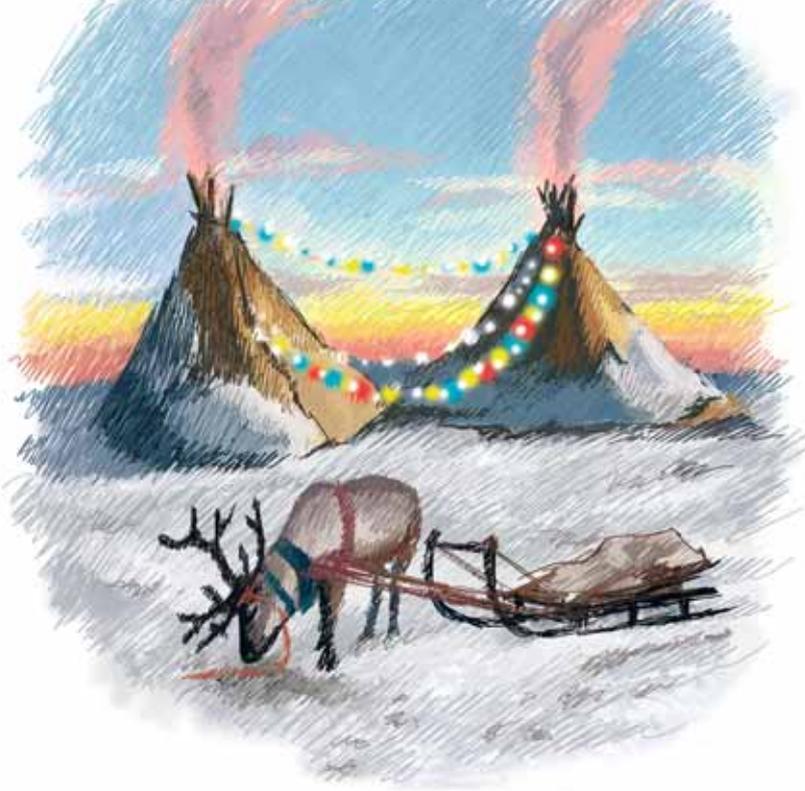
- Добыча и подготовка нефти и газа: системы автоматизации и контроля для утилизации попутного газа и тепла
- Запасы нефти и газа: системы учета, измерения, метрологическое обеспечение
- Автоматизация технологических процессов нефте- и газопереработки. Промышленная безопасность
- Транспортировка и распределение нефти и газа: системы мониторинга и диспетчеризации
- Использование средств автоматизации и учета на этапе потребления нефтегазовых ресурсов
- Экология выбросов и отходов. Автоматизированные системы экологического мониторинга

Санкт-Петербург  
Тел.: (812) 448-03-38  
E-mail: spb@pta-expo.ru

**Организатор:**  
**Экспоцентр**  
www.pta-expo.ru/spb/

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

# GTL В ЯКУТИИ?!



ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА  
«Нефтегазовая Вертикаль»

В марте этого года Якутская топливно-энергетическая компания (ЯТЭК) представила руководству республики проект строительства завода по производству синтетического жидкого топлива по технологии GTL. Датская компания «Хальдор Топсе» готовит предварительное ТЭО, которое ответит на вопрос о технической и экономической возможности реализации проекта.

В случае положительного заключения строительство объекта начнется в 2012 году, и в 2014 году можно ожидать первую продукцию. Однако предыдущий опыт подобных проектов в России оптимизма не внушает. Мировая индустрия GTL развивается крайне медленно, количество возникающих и исчезающих с горизонта проектов значительно превышает состоявшиеся. И потому уязвимость проекта GTL в арктическом климате Якутии не вызывает сомнений.

Однако в позитиве ряд существенных факторов: целесообразность поставленной задачи, соответствие проекта государственной политике расширения геохимического направления утилизации газа, высокие цены на нефть в обозримом будущем, отсутствие других конкурентозначимых вариантов введения в оборот ресурсов газа, на которые нет потребителя, нацеленность Инвестиционной группы «Сумма Капитал» на монетизацию ресурсов своего газодобывающего приобретения...

**В** марте В.В.Путин провел совещание о развитии ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока, в ходе которого от-

метил целесообразность производства автомобильного топлива на основе собственного природного газа, что избавило бы ре-

гион от дорогостоящего северного завоза. Точно в строку премьеры легко сообщение ОАО «ЯТЭК» о намерении построить завод с применением технологий GTL.

Как известно, GTL — технология конверсии природного газа в жидкие углеводороды на основе химической реакции Фишера-Тропша. Суть реакции состоит в получении сложных углеводородов из простых химических веществ в присутствии катализаторов. Все современные технологии GTL представляют собой оптимизацию реакции Фишера-Тропша через применение новейших типов катализаторов.

В России за получаемыми в ходе конверсии газа продуктами закрепилось название «синтетическое жидкое топливо» (СЖТ). В данном контексте для удобства разделим два понятия: процесс — это GTL, продукция — это СЖТ.

## Параметры и состояние проекта

В планах «Якутгазпрома» идея производства СЖТ из природного газа по технологии GTL появилась не впервые. Еще в 2003 году, в «юкосовский» период предприятия, совместно с Syntroleum International рассматривалась целесообразность строительства завода для переработки 1,3 млрд м<sup>3</sup> природного газа в дизельное топливо «арктического сорта» производительностью 13 тыс. баррелей в день.

По известным причинам проекту не дано было получить развитие. Теперь инициатива исходит от предприимчивой группы «Сумма Капитал», в составе которой находится «Якутгазпром» под новым названием ЯТЭК (см. «Якутская топливно-энергетическая компания»). В качестве партнера избрана датская компания «Хальдор Топсе» (Haldor Topsoe), с которой заключено соглашение о подготовке предварительного ТЭО проекта и предварительной сметы капитальных и эксплуатационных затрат на строительство завода.

Та имеет полувековую историю, является мировым лидером в области технологий синтез-газа. В России компания активно работает с Московским и Рязанским НПЗ, «Ярославнефтеоргсинтезом», предприятиями «Роснефти». В

## ЯКУТСКАЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ (ЯТЭК)

ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ранее ОАО «Якутгазпром») — основное газодобывающее предприятие Республики Саха (Якутия) с годовой добычей 1,6 млрд м<sup>3</sup>. После акционирования оно вошло в состав ОАО «Саханефтегаз» (контролируемое ОАО НК «ЮКОС»), затем через ОАО «Сахатранснефтегаз» попало под контроль ЗАО АК «Алроса» (50%) и Правительства Якутия (40%), и наконец, по результатам дополнительной эмиссии акций в период 2005–2007 годов вошло в состав многопрофильной Инвестиционной группы «Сумма Капитал».

ЯТЭК имеет лицензии на два разрабатываемых месторождения и три разведочных участка. Средневилюйское газоконденсатное месторождение является основным объектом эксплуатации, находится в начальной стадии разработки. Балансовые запасы газа составляют 125 млрд м<sup>3</sup>, степень выработанности запасов — 17,7%. Годовая добыча определяется объемами потребления Центрального промышленного региона республики.

Отсутствие крупных потребителей газа и недостаточные темпы газификации сдерживают увеличения объемов добычи до уровня, соответствующего проекту разработки. Коэффициент эксплуатации действующих скважин низкий, каждая скважина в среднем эксплуатируется меньше чем шесть месяцев в году, и больше полугодом фонд скважин простаивает.

Мастахское газоконденсатное месторождение находится в состоянии довыработки и выступает как месторождение-регулятор, работает в период пиковых нагрузок. Балансовые запасы газа на конец года составляют около 20 млрд м<sup>3</sup>. Степень выработанности 44,24 %.

Мирнинский лицензионный участок, в пределах которого находятся Маччобинское, Мирнинское, Нелбинское и Северо-Нелбинское месторождения, содержит порядка 10 млрд м<sup>3</sup> запасов газа по категории С<sub>1</sub>.

На Толонском лицензионном участке балансовые запасы по категории С<sub>1</sub> утверждены в размере 33 млрд м<sup>3</sup>. А в пределах Тымтайдахского лицензионного участка запасы углеводородного сырья промышленных категорий на государственном балансе не числятся.

сфере GTL «Хальдор Топсе» принимала участие в проекте Орух GTL в Катаре, для которого поставляла технологии и катализаторы.

В конце марта ЯТЭК и «Хальдор Топсе» представили проект строительства завода по производству СЖТ правительству Республики Саха (Якутия). Плановые показатели завода включают переработку 120 млн м<sup>3</sup> газа и выпуск 65 тыс. тонн бензина марки АИ-92 и 15 тыс. тонн сжиженного газа в год.

Начало строительства завода намечено на 2012 год, выпуск первой продукции — в 2014 году. На 2014–2017 годы предусмотрен второй этап аналогичной мощности. Местом строительства завода предварительно выбран Нижний Бестях, куда к концу 2012 года будет подведена железная дорога. Ж/д свяжет завод не только с другими районами Якутии, но и с Магаданской областью, что с точки зрения маркетинга будущей продукции имеет немало важное значение.

В феврале 2011 года утверждена Инвестиционная программа ЯТЭК на 2012–2016 годы. В ближайшие пять лет ожидается модернизация производства, оптимизация управления, повышение капитализации и вывод компании на международный уровень. Планируется ввести в разработку Толонское месторождение и развивать ресурсную базу, в том числе, за счет приобретения новых месторождений, чтобы к 2014 году получать бензины Евро-4 и Евро-5 из газового конденсата. Существуют планы и по строительству заводов по СПГ с последующей реализацией продукции в страны АТР.

Строительство завода СЖТ, которое было включено в планы компании еще в предыдущей инвестпрограмме на 2009–2013 годы, в новой пятилетке занимает приоритетную позицию. Завод будет строиться за счет проектного финансирования. В мае текущего года совет директоров ЯТЭК одобрил крупную сделку по привлечению заемных средств с Райффай-

зенбанком. Предполагается открытие двух кредитных линий с общим лимитом 1,65 млрд рублей.

## Проект GTL вводит в оборот запертый в недрах газ и снимает зависимость от северного завоза: Якутию можно было бы назвать классическим образцом региона для развития GTL-проектов

В июне руководители ЯТЭК съездили в Данию, где обсудили вопросы, возникшие в ходе работы над предварительным ТЭО. В течение ближайших месяцев будут рассмотрены варианты возможных производителей оборудования, ключевые вопросы по логистике и произведена первоначальная оценка всего проекта.

Предполагается, что к концу года созданный по результатам предварительного ТЭО рабочий проект будет направлен на государственную экспертизу и в 2012 году можно будет приступить к его реализации. В Нижнем Бестяхе и в Якутске планируется проведение общественных слушаний по проекту.

### Якутия — идеальный полигон?

Целесообразность постановки производства по реализации газовых ресурсов Якутии через переработку в синтетические жидкие топлива очевидна. Внедрение технологии GTL решает сразу несколько задач региона: вводит в оборот запертый в недрах из-за отсутствия доступных рынков спроса

## Уровень запасов ЯТЭК недостаточен для самостоятельной организации еще и поставок СПГ в регионы АТР, хотя Корея и проявила заинтересованность в поставках якутского СПГ

газ, обеспечивает потребности в собственном моторном топливе, снимает зависимость от дорогостоящего северного завоза, привлекает инвестиции и поднимает регион на инновационный уровень международного значения.

Есть и определенные экологические преимущества: поскольку синтетическое дизельное топливо производится из природного газа,

эмиссия вредных компонентов во много раз ниже, а выбросы серы практически отсутствуют.

### Действующих или планируемых крупномасштабных проектов GTL в России не существует, но попытки развернуть производство хотя бы малотоннажного СЖТ в стране не прекращаются

С корпоративной точки зрения достигается монетизация газа за счет расширения добычи и коммерческой реализации дополнительных объемов. В настоящее время масштабы добычи газа предприятия определяются только потребностями районов Якутии, куда дотягиваются локальные газопроводы.

### С 2003 года ВНИИГАЗ изучает возможность применения технологии GTL в России на небольших газовых месторождениях: в 2009 году успешно закончен первый этап апробирования технологического блока стеновой установки

При таком уровне добычи 188 млрд м<sup>3</sup> установленных запасов ЯТЭК хватит более чем на 100 лет (см. «Производственные показатели ЯТЭК в 2010 году»). Стало быть, годовой отбор можно было бы увеличить в два-три раза. Имеющиеся готовые технологические мощности компании позволяют относительно быстро поднять добычу до 4 млрд м<sup>3</sup> в год.

### О проектах GTL давно и много говорят, но их реализация в коммерческих масштабах очень капризна: сегодня существует лишь пять коммерческих проектов суммарным производством 7,3 млн тонн — 0,3% мировой добычи нефти

В то же время такой уровень запасов может оказаться недостаточным для рентабельной реализации альтернативных (или параллельных?) планов ЯТЭК по монетизации газа через самостоятельную организацию поставок СПГ в регионы АТР.

А такие планы существуют: в мае руководство ЯТЭК провело переговоры с Kogas о возможности организации поставок газа в

#### Производственные показатели ЯТЭК в 2010 г.

<b>Запасы газа всего С<sub>1</sub>, млрд м<sup>3</sup></b>	<b>188</b>
В т.ч. месторождения:	145
Средневилюйское ГК	125
Мастахское ГК	20
Лицензионные участки	43
<b>Запасы конденсата, млн т</b>	<b>9,1</b>
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	1,6
Доля в добыче газа Якутии	65%
Добыча конденсата, тыс. т	85
<b>Продукты переработки, тыс. т</b>	<b>69</b>
Газоконденсатное котельное топливо	49,8
Дизельное топливо	0,2
Бензин «Нормаль-80»	15,6
Бензин «Регуляр-92»	3,4

Корею. Компания подтвердила, что заинтересована в организации поставок газа из Якутии...

Однако для реализации проекта СПГ потребуется строительство трубопровода до ближайшего морского порта, миллиарды долларовых инвестиций в который могут быть оправданы только при больших объемах прокачки. Представляется, что такой проект может решаться исключительно в расширенном масштабе, только в совокупности с другими месторождениями и проектом разработки и экспорта газа с Чаянды, которым занимается «Газпром».

Якутию можно было бы назвать классическим образцом региона для развития GTL-проектов: наличие больших запасов газа при полной изолированности от рынков потребления. Сомнения вызывают два существенных момента: арктический климат, который создает значительные технологические препятствия и резко повышает стоимость проекта, и ограниченное развитие дорожно-транспортной инфраструктуры.

В договоре ЯТЭК с «Хальдор Топсе» специально оговорено, что разрабатываемое датской компанией ТЭО должно учитывать климатические условия и транспортно-логистические особенности Якутии. Главный вопрос успеха проекта — удастся ли обойти эти препятствия, не выходя за пределы рентабельности проекта.

До сих пор в России это не удавалось.

#### СЖТ в России

В настоящее время действующих или планируемых крупномас-

штабных проектов GTL в России не существует. Но один все-таки был: с 1963 по 1993 годы в Новочеркасске было налажено производство жидких углеводородов из метана по немецкой технологии на базе завода синтетических продуктов мощностью 50 тыс. тонн в год.

Однако попытки развернуть производство СЖТ в стране не прекращаются. В 2003 году та же Syntroleum подписала соглашения с ЛУКОЙлом, «Саханефтегазом» и «Газпромом» об изучении возможности применения технологии GTL в России на небольших газовых месторождениях и месторождениях с низким пластовым давлением.

Позднее «Газпром» и Shell рассматривали возможность строительства завода в Надыме мощностью переработки 12 млрд м<sup>3</sup>. А «Роснефть» вела переговоры с Sasol и PetroSA о строительстве завода на Сахалине.

Но ни одно из этих начинаний развития пока не получило. Появляющиеся в последние годы сообщения в основном касаются малотоннажных и микротоннажных установок. Из реализованных проектов обычно называют две установки производства метанола на Юрхаровском месторождении НОВАТЭКа.

В 2008 году прошли сообщения, что СИБУР намеревается строительство двух малотоннажных заводов по производству бензина из попутного газа по технологии GTL с использованием высокотемпературного реактора, разработанной в Балтийском университете им. Д.Устинова (Военмех).

В декабре 2010 года «Газпром» объявил конкурс на опытно-конструкторские работы по теме «Создание промышленной микро-GTL— установки производительностью 1 тонна бензина в сутки для утилизации низконапорного газа и обогащения топлива турбин водородом».

Недавно на конференции «Нефтеперерабатывающий комплекс России '2011» прозвучало сообщение, что «Газпром нефть» в 2013–2014 годах планирует построить на Омском НПЗ опытную установку.

В Генсхеме развития газовой отрасли предусмотрено создание производств синтетических жидких топлив на площадке Оренбургского гелиевого завода мощностью 1 млрд м<sup>3</sup> газа в год и на площадке Медвежьего газоконденсатного месторождения мощностью 3 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

Начало эксперимента на Оренбургском гелиевом заводе было заложено еще в 2003 году, когда ВНИИГАЗ начал изучение возможности применения технологии GTL в России на небольших газовых месторождениях. В 2009 году был успешно закончен первый этап апробирования технологического блока стендовой установки по получению синтетических жидких топлив.

Испытания установки продолжатся, начаты экспериментальные исследования по получению СЖТ с использованием отечественных катализаторов, оборудования и систем автоматики. Запуск производственного проекта намечен на 2015 год.

На сегодня это все. Откроет ли ЯТЭК новую главу?

### **Факторы успеха**

О проектах GTL давно и много говорят, но их реализация в коммерческих масштабах, похоже, очень капризна. Чтобы в этом убедиться, достаточно привести несколько цифр. Химическая реакция Фишера-Тропша был запатентована 85 лет назад. Сегодня на ее основе существует лишь пять коммерческих проектов суммарным производством 7,3 млн тонн жидких углеводородов в год.

К 2013 году, с учетом ввода второй очереди Pearl GTL и строящегося в Нигерии завода

Escravos GTL, мировое производство увеличится до 12,5 млн тонн в год. Этот объем составляет всего 0,3% мировой добычи нефти.

Из пяти действующих заводов два были построены в начале 1990-х годов, три — в этом веке. Последний — завод Pearl GTL компании Shell в Катаре — введен весной этого года. Это гигантское предприятие нового поколения, суммарная мощность первой и второй производственных очередей составляет 140 тыс. баррелей в день, что вдвое превосходит мощности всех предыдущих заводов вместе взятых. Стоимость проекта составляет \$19 млрд.

Pearl GTL уникален еще и тем, что его ввод произошел почти в срок, а стоимость удержалась в первоначально называвшемся диапазоне (хотя и на верхнем пределе).

Ход строительства Escravos GTL в Нигерии более типичен: сроки несколько раз откладывались, а стоимость растет: по последним данным — пуск в 2013 году (был 2010 год), а стоимость \$5,9 млрд (было \$1,7 млрд).

Список отмененных проектов GTL в несколько раз длиннее состоявшихся. Даже при беглом просмотре информации их можно насчитать не менее двух десятков. Один за другим отменены проекты GTL в Бразилии, Боливии, Перу, Колумбии, Бангладеш, Венесуэле, Австралии и в ряде других стран. Малотоннажных проектов, к категории которых относится проект ЯТЭК, конечно, больше, но и они экзотика.

Одним из самых важных факторов успеха проекта GTL является, конечно, мировая цена нефти. Большое значение имеет применяемая технология. Кроме того, проекты GTL чувствительны к географическим условиям места расположения завода.

Это хорошо иллюстрируется экономическими показателями проекта в Нигерии. Осуществляемый теми же компаниями и будучи по техническим показателям фактическим двойником завода Огух в Катаре, по капитальным затратам проект Escravos превосходит его вдвое. Причина в том, что завод Огух построен в пустыне, Escravos — на болотах.

Реализуемость проектов GTL зависит от наличия достаточной ресурсной базы. По оценкам EIA 2008 года, для производства 75 тыс. бар-

**Список отмененных проектов GTL в несколько раз длиннее состоявшихся: они чувствительны к географическим условиям, их реализуемость зависит от наличия достаточной ресурсной базы, а экономика тесно связана с масштабом**

релей в день (3,7 млн тонн в год) синтетической нефти в течение 25 лет запасы газа должны составлять 4–5 трлн ф<sup>3</sup> (113–140 млрд м<sup>3</sup>).

**Условия реализации проекта ЯТЭК уязвимы к большинству перечисленных негативных параметров**

Экономика проекта тесно связана с его масштабом: чем крупнее проект, тем ниже себестоимость единицы выпускаемой продукции. Кроме того, эксперты GTL заметили, что для успеха проекта имеет значение безальтернативность утилизации газа иными способами, так как там, где есть газопроводы, стоимость GTL оказывается неконкурентоспособной.

Экономии затрат способствует объединение двух процессов переработки газа на одном заводе, например, СПГ и GTL, как это делается в Катаре.

**Вместе с тем, проект ЯТЭК имеет ряд позитивных предпосылок: у группы «Сумма Капитал» много получается, да и альтернативы утилизации газа иными способами нет**

Условия реализации проекта ЯТЭК уязвимы к большинству перечисленных негативных параметров. В то же время он имеет ряд позитивных предпосылок, о которых мы говорили в самом начале, включая финансовые и прочие ресурсы группы «Сумма Капитал».

Оценить шансы проекта как 50:50, пожалуй, было бы слишком оптимистично. Но думается, что 25% успеха, при определенном везении, было бы в самый раз. 

# САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС: АДРЕСНАЯ ЛЬГОТА



С августа 2011 года скромный перечень налоговых льгот, которыми могут пользоваться компании нефтегазового сектора, увеличился на одну строку. К объемам природного газа, закачиваемого обратно в пласт при добыче конденсата, впервые в российской практике может применяться нулевая ставка налога на добычу.

Предполагается, что льгота позволит увеличить уровень извлечения из недр конденсата. Однако физические объемы углеводородного сырья, которые могут быть получены благодаря льготе, судя по разъяснениям правительства, не особенно велики, да и финансовый выигрыш в масштабах отрасли не принципиален.

Вероятно, в данном случае, приоритетными для государства являются вопросы более полного использования потенциала месторождений, рационального недропользования, применения прогрессивных технологий, нежели непосредственный доход от увеличения объемов добычи. Если, конечно, льгота не является банальным протекционизмом в пользу отдельных компаний с сильными лоббистскими возможностями.

По объемам добычи конденсата в России безусловным лидером является «Газпром» (с долей около 50%). Но, пожалуй, больше других в льготе, расширяющей возможности добычи конденсата, заинтересован НОВАТЭК, зарабатывающий на нем около четверти валовой выручки.

Нефтяники увидели в льготе прецедент, позволяющий им добиваться освобождения от НДС той части добытой нефти, которая также закачивается обратно в пласт. Но не похоже, что правительство готово согласиться с такими претензиями.

Российские законодатели решили поддержать налоговой льготой применение сайклинг-процесса при разработке месторождений, содержащих значительные запасы конденсата. Технология, позволяющая увеличить конденсатоотдачу, в мировой практике используется уже много десятилетий. Для нашей страны это все еще налоговая экзотика.

## Налоговые оковы

Очередные изменения в статье 342 НК, внесенные законом №125-ФЗ от 4 июня 2011 года, устанавливают нулевую ставку НДС в отношении объемов природного газа, закачанного в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата, если это предусмотрено техническим проектом разработки месторождения.

При этом количество газа, к которому применяется льгота, налогоплательщик должен определять самостоятельно — в соответствии со специальной формой государственного статистического наблюдения, которая, как ожидается, будет разработана в ближайшее время.

Хотя в ряде случаев в рамках сайклинг-процесса целесообразно использовать для закачки газ и из других месторождений, российская льгота может применяться только в отношении «собственного» газа.

Правительство, которое является инициатором соответствующего законопроекта, подчеркивает, что технология сайклинг-процесса позволяет увеличить конденсатоотдачу пласта и извлечение жидких углеводородов на 10–35%. Продолжительность сайклинг-процесса определяется экономическими расчетами. При уменьшении эффекта от применения данной технологии месторождение может быть переведено на разработку традиционным способом — методом истощения (без поддержания пластового давления).

В целом, сроки рентабельной разработки месторождения увеличиваются, по оценкам правительственных экспертов, на 10–

## НОВИНКА ИЗ АРХИВА

Одним из козырей, который сторонники налоговой льготы активно разыгрывали на стадии обсуждения соответствующего законопроекта, стали ссылки на необходимость идти в ногу с техническим прогрессом. Однако это большое преувеличение: сайклинг-процесс при разработке газоконденсатных месторождений применяется в мировой практике очень давно. Впервые его начали использовать в конце 30-х годов прошлого века.

Сайклинг-процесс — это еще и способ консервации запасов газа, когда потребность в нем снижается. Кстати, и в России продвижение этой технологии совпало с падением спроса на наш природный газ в Европе.

Исследования показали, что, в силу особенностей проницаемости породы, выпадающий в призабойной зоне конденсат запирает газ в залежи. Эксплуатация месторождения в режиме истощения обещала газоотдачу на уровне 11%. В то же время разработка месторождения в режиме поддержания давления обеспечивала рост извлечения газа с 0,9 до 5 млрд м<sup>3</sup>, а конденсата — с 0,85 до 5,25 млн м<sup>3</sup>. Такой результат с лихвой окупил высокие затраты на применение сайклинг-процесса.

Кстати, нужно учитывать, что избыточная налоговая нагрузка — не единственное препятствие для применения сайклинг-процесса. Технология требует значительных затрат, что отрицательно сказывается на экономике проектов и, естественно, ограничивает желание применять сайклинг-процесс на практике.

С другой стороны, немаловажен экологический аспект: обратная закачка газа позволяет возвращать газ в коллектор в качестве альтернативы сжиганию или переработке этого газа по месту добычи.

15 лет. Накопленные объемы добычи газового конденсата за весь срок эксплуатации месторождения увеличатся в 1,5–2 раза, в то время как накопленный объем добычи товарного природного газа чаще всего не изменяется.

Между тем, в рамках базовой налоговой системы использовать сайклинг-процесс в газодобыче было крайне не выгодно, так как на одни и те же объемы газа НДС в этом случае начислялся бы многократно — всякий раз, как только закачанный в недра газ добывается повторно для очистки и обратной закачки. Это одна из основных причин, по которой сайклинг-процесс не применяется ни на одном из газоконденсатных месторождений России.

Правительство рассчитывает, что новая льгота позволит увеличить добычу газового конденсата на 275 тыс. тонн в год. Для сравнения можно сказать, что в 2009 году в России было добыто около 14 млн тонн конденсата. То есть льгота позволит увеличить добычу конденсата в целом по стране примерно на 2%. В то же время НОВАТЭК в прошлом году добыл порядка 3,5 млн тонн кон-

денсата, и если льгота позволит компании увеличить добычу на 7–8%, то для нее это очень солидная прибавка.

**Выгодная уступка**

В соответствии с положениями главы 26 НК, газовый конденсат относится к углеводородному сырью и облагается по ставке НДС 17,5% от его стоимости. Налогообложение при добыче природного газа в 2011 году производится по налоговой ставке 237 рублей, а в дальнейшем уровень платежей будет, как ожидается, значительно выше.

Согласно расчетам, дополнительные объемы конденсата принесут увеличение поступлений в казну в форме НДС на 167,4 млн рублей (в ценах 2009 года). При этом теоретически бюджет недополучит около 198,5 млн рублей налога на добычу газа, закачиваемого в пласт (при ставке 147 рублей за 1000 м<sup>3</sup>, действовавшей в 2010 году; по современным оценкам, «потери» бюджета составляют уже 320 млн рублей).

Но прошлые годы показали, что недропользователи скорее откажутся от сайклинг-процесса,

чем будут платить налог, размер которого в разы превышает обычный уровень. Это тот случай, когда от применения льготы выигрывают и бюджет, и недропользователи.

### **Очередные изменения в статью 342 НК устанавливают нулевую ставку НДС в отношении объемов природного газа, закачанного в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата**

Объем добычи газового конденсата за период 2011–2030 годов при применении технологии сайклинг-процесса на трех месторождениях (Уренгойское, Вук-

### **Правительство подчеркивает, что технология сайклинг-процесса позволяет увеличить конденсатоотдачу пласта и извлечение жидких углеводородов на 10–35%**

тыльское и Оренбургское), на которые правительство ориентировалось при подготовке финансово-экономического обоснования льготы, может составить около

### **Благодаря применению сайклинг-процесса сроки рентабельной разработки месторождения увеличиваются, по оценкам правительственных экспертов, на 10–15 лет**

15,3 млн тонн, или 765 тыс. тонн в год. При традиционном методе добычи (на истощение) добыча газового конденсата составила бы 9,8 млн тонн, или 490 тыс. тонн в год.

### **В распределенном фонде находятся свыше 95% разведанных запасов конденсата. Однако доля вовлеченных в разработку запасов у нас в стране невысока**

Выходит, что применение сайклинг-процесса в рамках конкретных проектов разработки, изученных правительственными экспертами, позволяет увеличить объемы извлеченного из

### Распределение балансовых запасов конденсата по бассейнам РФ



недр конденсата более чем в 1,5 раза. А это очень важно с точки зрения рационального недропользования.

### Сайклинг-процесс при разработке газоконденсатных месторождений применяется в мировой практике очень давно. Впервые его начали использовать в конце 30-х годов прошлого века

В то же время за 20 лет обратно в пласт для поддержания пластового давления будет закачано около 27 млрд м<sup>3</sup> газа, или 1,35 млрд м<sup>3</sup> в год. Это закольцован-

### Избыточная налоговая нагрузка — не единственное препятствие для применения сайклинг-процесса. Технология требует значительных затрат, что отрицательно сказывается на экономике проектов

ные объемы газа, то есть фактически его в несколько раз меньше. И, в конце концов, когда газ

### Реальным претендентом на сайклинг-процесс является Уренгойское месторождение в ЯНАО, где начат этап разработки ачимовского углеводородного пласта

будет извлечен из недр окончательно, НДС с него будет уплачен — но лишь единожды.

#### Строптивный конденсат

Разведанные в России запасы конденсата по категориям ABC<sub>1</sub> составляют по состоянию на начало 2010 года 1,99 млрд тонн.

### Ресурсная база добычи конденсата в РФ (по состоянию на 1 января 2010 г.)

Запасы	Разведанные (A+B+C <sub>1</sub> )	Предварительно оцененные (C <sub>2</sub> )
Всего, млн тонн	1 990,5	1 530,0
Изменение за год, млн тонн	-0,5	24
Доля распределенного фонда, %	95,1	89,5
Потенциальные ресурсы	Перспективные (C <sub>2</sub> )	Прогнозные (D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> )
Всего, млрд тонн	2,01	8,4
Изменение за год, млн тонн	-0,34	0,3

Источник: МПР России

Предварительно оцененные (C<sub>2</sub>) — 1,53 млрд тонн (см. «Ресурсная база добычи конденсата...» и «Распределение балансовых запасов конденсата...»).

В распределенном фонде находятся свыше 95% разведанных запасов конденсата и около 90% его предварительно оцененных запасов. Однако доля вовлеченных в разработку запасов конденсата у нас в стране невысока. И это притом что газовый конденсат является ценным сырьем для химической промышленности.

Крупнейшими в мире разрабатываемыми месторождениями являются Хасси-Рмель (Алжир), Панхандл-Хьюгтон (США), Гронинген (Недерланды). В России — Уренгойское (запасы 365,2 млн тонн категорий ABC<sub>1</sub>), Астраханское (385,8 млн тонн), Вуктыльское (185 млн тонн), Ямбургское (103,8 млн тонн) и Заполярное (88,6 млн тонн) месторождения. Среди месторождений, на которых добыча еще не осуществляется, особое место занимает уникальный Штокман (запасы месторождения по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> составляют 3,8 трлн м<sup>3</sup> газа и около 56 млн тонн газового конденсата).

НОВАТЭК разрабатывает Юрхаровское месторождение с запасами 24,1 млн тонн конденсата, Восточно-Таркосалинское (18,6 млн тонн), Ханчейское (4,6 млн тонн). Перспективными являются проекты разработки Термокарстового и Южно-Тамбейского месторождений.

В настоящее время основной метод извлечения из недр газового конденсата — фонтанный. Но он целесообразен только тогда, когда газ в продуктивном

пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивая его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям скважин.

Увы, постепенно давление в пласте снижается. Как следствие, происходит так называемая ретроградная конденсация газового конденсата внутри пласта. После этого газовый конденсат становится практически не извлекаемым. И даже закачка дополнительных объемов газа в пласт способна лишь незначительно повысить извлечение конденсата путем его поверхностного испарения внутри пласта.

Сайклинг-процесс применяется в случае, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. При этом поддержание пластового давления препятствует выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, образующих газовый конденсат.

Для извлечения конденсата из добываемого газа в промышленных условиях применяют низкотемпературные сепарационные и адсорбционные установки. Если в газе содержится мало конденсата или запасы его невелики, газоконденсатные месторождения разрабатываются как обычные газовые.

При неполном сайклинг-процессе, то есть при соотношении объемов закачанного и отобранного газов 60–85%, снижение пластового давления может достигать 40% от начального и прогнозный коэффициент извлечения газового конденсата снизится и составит 60–70%.

Если же в пласт закачивают весь добываемый на месторождении газ после извлечения из него углеводородов, начальное пластовое давление снижается незначительно (на 3–7%) и ретроградная конденсация незначительна. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата из пласта при полном сайклинг-процессе достигает 70–80%. Таким образом, применение сайклинг-процесса является эффективным способом повышения конденсатоотдачи.

### Россия: опыт и перспективы

Если говорить о «Газпроме», то более реальным претендентом на сайклинг-процесс является Уренгойское месторождение в ЯНАО, где начат этап разработки ачимовского углеводородного пласта. Данный этап связан с работой на больших глубинах, для ачимовских залежей характерны экстремально высокое давление (более 600 атмосфер) и избыток посторонних примесей (в том числе тяжелых парафинов).

Запасы ачимовских залежей только на месторождениях ООО «Газпром добыча Уренгой» составляют по категории С<sub>1</sub> более 1 трлн м<sup>3</sup> газа и 200 млн тонн конденсата. Для освоения первого опытного участка ачимовских залежей Уренгойского месторождения «Газпром» и немецкая BASF еще в 2003 году создали СП

«Ачимгаз», которое в 2008 году начало опытно-промышленную эксплуатацию участка. Еще один участок ачимовских залежей Уренгойского месторождения «Газпром» начал в 2009 году самостоятельно. Для этих проектов применение сайклинг-процесса может оказаться достаточно эффективным.

В то же время у НОВАТЭКа большие ожидания связаны с разработкой Термокарстового газоконденсатного месторождения в ЯНАО. Извлекаемые запасы газа оцениваются в объеме 47,3 млрд м<sup>3</sup>, жидких углеводородов — 10,3 млн тонн. К участию в проекте разработки месторождения НОВАТЭК пригласил французскую Total, партнерство одобрено В.Путиным.

Участок удален от магистральных газопроводов. Применение сайклинг-процесса позволяет законсервировать добываемый газ, сбыть который проблематично, и добиться более высокого уровня извлечения из недр конденсата. Сайклинг-процесс снимает сомнения в рентабельности разработки месторождения, что уже подтверждено расчетами.

С другой стороны, в силу особенностей коллекторских свойств продуктивных пластов месторождения его разработка привычным методом истощения резко сократит продолжительность разработки — до нескольких лет. При этом в недрах останется значительная часть запасов, а окупаемость инвестиций окажется под вопросом.

Принятие закона об освобождении от НДС газа, закачиваемого в пласт в рамках сайклинг-процесса, снимает последние препятствия для активной выборки запасов конденсата Термокарстового месторождения. Конденсат будет транспортироваться до Восточно-Таркосалинского месторождения НОВАТЭКа по специальному конденсатопроводу протяженностью 216 км. Далее углеводородное сырье будет поступать по существующей трубопроводной системе на Пуровский завод переработки конденсата.

Похоже, уже в ближайшем будущем проект разработки Термокарстового месторождения пополнит перечень высокоэффективных проектов НОВАТЭКа. Не без активного содействия государства.

### Похоже, уже в ближайшем будущем проект разработки Термокарстового месторождения пополнит перечень высокоэффективных проектов НОВАТЭКа. Не без активного содействия государства

Пока трудно сказать, как много приверженцев появится в России у метода сайклинг-процесса. Но уже факт, что льгота стала возмутителем спокойствия.

Нефтяников очень заинтересовал прецедент отказа государства от многократного взимания НДС с одних и тех же объемов углеводородного сырья. Они резонно отмечают, что столь же несправедливо брать НДС и с объемов нефти, закачанной обратно в пласт.

### Нефтяников заинтересовал прецедент отказа государства от многократного налогообложения с одних и тех же объемов углеводородного сырья; столь же несправедливо брать НДС и с нефти, закачанной обратно в пласт

Фискальные чиновники публично не откликаются на такие претензии. Но ответ, если и будет, то очевиден: в случае с сайклинг-процессом речь идет о стимулировании передовых технологий и рационального недропользования, а у нефтяников обычная рутинная... 

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



**НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ**  
15.16.11

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



# ЮРИЙ ПАВЛОВИЧ КОРОТАЕВ (1926–2004)

11 сентября текущего года исполнилось 85 лет со дня рождения выдающегося ученого и специалиста, одного из создателей научных основ разработки месторождений природного газа, видного педагога, доктора технических наук, профессора Юрия Павловича Коротаева.

В 1949 году, сразу после окончания Московского нефтяного института им. И.М.Губкина по специальности «нефтепромысловое дело», Ю.П.Коротаев работал во ВНИИГАЗе. С самого начала своей научной деятельности он проявил себя как талантливый специалист, способный решать актуальные научные проблемы.

В 1953 году Юрий Павлович поступил в аспирантуру и начал проводить большой объем экспериментальных исследований по течению газожидкостных смесей в вертикальных трубах, а также фильтрации газа в пористых средах на моделях пласта. На основании этих исследований он в 1956 году успешно защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

С 1957 года Ю.П.Коротаев возглавил работы по комплексному проектированию разработки Шебелинского газоконденсатного месторождения, внедрению новых методов исследования скважин.

В 1958 году Юрий Павлович был командирован в КНР, где читал лекции по теории разработки месторождений. Под его руководством китайскими специалистами были выполнены проекты опытной эксплуатации трех месторождений в провинции Сычуань с осуществлением перепуска газа из одних пластов в другие и подсчетом запасов газа в них.

В 1964 году под руководством Ю.П.Коротаева было спроектировано Кущевское месторождение как месторождение-регулятор подачи газа с учетом неравномерности его потребления. Тогда же он становится одним из руководителей первого комплексного проекта разработки группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края (совместно с Ф.А.Требиным и Б.Б.Лапуком).

В 1966 году министр газовой промышленности СССР А.К.Кортунов направил Юрия Павловича в Швецию для выступления с докладом о природном газе в нашей стране на Нобелевских чтениях в Королевской Академии наук. Это было первое выступление отечественного ученого на Нобелевских чтениях.

В 1966 году Ю.П.Коротаев защитил докторскую диссертацию, а через год ему было присвоено ученое звание профессора.

В конце 60-х годов и в 70-х годах прошлого столетия в Советском Союзе начался стремительный подъем га-

зовой промышленности. Газовой отрасли страны требовались новые научно-технические решения, их скорейшее внедрение с созданием новой техники и технологий газодобычи. Остро встала в те годы проблема освоения северных месторождений. Одним из ведущих научных специалистов, возглавивших решение актуальных вопросов разработки этих месторождений, был Ю.П.Коротаев.

Как заместитель директора ВНИИГАЗа он вместе с возглавляемым им научным коллективом принимал участие в создании проектов разработки ряда крупных газовых месторождений, а за выполнение проекта разработки месторождения Медвежье в 1978 году был удостоен своего первого звания лауреата Государственной премии СССР.

С ноября 1968 года Юрий Павлович работал профессором кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» МИНХ и ГП (ныне РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина). В 1972 году он возглавил эту кафедру, на которой проработал заведующим до 1998 года, а затем, до своих последних дней как профессор кафедры.

Им были продолжены традиции, заложенные его предшественниками, руководителями кафедры И.Н.Стрижовым и Ф.А.Требиным по созданию научной школы — кузницы отечественных кадров специалистов нефтегазовой отрасли, газодобывателей.

Профессор Ю.П.Коротаев автор более 430 научных работ, в том числе 20 монографий и учебников, а также 28 изобретений. Под его руководством было подготовлено и защищено более 70 кандидатских и докторских диссертаций.

Большое и многогранное научное наследие Юрия Павловича, этапы развития газовой отрасли, описание передовых технологий освоения газовых и газоконденсатных месторождений нашли свое отражение на страницах трех томов его избранных трудов.

Достижения в исследованиях и организаторский талант Ю.П.Коротаева обеспечили ему высокий авторитет в научном сообществе российских газодобывателей и на международной арене. Им было предложено рассматривать энергосберегающий подход как основную концепцию при разработке месторождений природного газа в XXI веке.

Светлая память о Юрии Павловиче Коротаеве хранится в умах и сердцах всех, кто его знал как одного из основоположников современной газовой индустрии, гражданина, ученого, учителя и как доброго, отзывчивого человека.

## Нефтяная промышленность России, январь-июнь 2011 г.

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
<b>Нефтяные компании</b>							
<b>ЛУКОЙЛ</b>	42735.8	94.57	8990.3	103.03	28662	24705	3957
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	21981.1	95.51	6524.8	103.65	16111	14223	1888
Когалымнефтегаз	12649.2	93.18	802.2	98.47	7934	7008	926
Лангепаснефтегаз	3118.2	100.80	204.5	105.61	2941	2556	385
Покачевнефтегаз	3409.5	100.17	246.7	105.94	2419	2105	314
Урайнефтегаз	2593.0	95.86	468.1	130.00	2677	2427	250
Ямалнефтегаз	211.3	89.05	4803.2	102.33	140	127	13
Битран	34.6	10.67					
Волгодеминойл	224.3	102.59	35.0	102.88	16	16	0
КАМА-ойл	44.3	166.25	5.4	161.08	12	10	2
ЛУКОЙЛ-АИК	1329.4	101.19	115.7	103.57	390	352	38
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	563.9	90.62	14.0	86.13	312	310	2
ЛУКОЙЛ-Кочи	6755.2	103.79	762.9	101.21	3226	2348	878
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	119.4	23981.33	173.7		4	3	1
ЛУКОЙЛ-Пермь	6028.2	103.21	674.4	109.43	6156	5366	790
Нарьянмарнефтегаз	2373.5	59.22	254.9	54.85	82	74	8
НМНГ-МНА	44.5	146.50	6.5	179.43	12	9	3
ПермТотиНефть	81.2	99.22	1.9	104.61	79	72	7
РИТЭК	2847.4	99.40	395.6	102.12	1795	1504	291
Турсунт	63.6	90.35	3.1	89.63	80	72	8
УралОйл	245.1	92.32	22.5	65.77	387	346	41
<b>Роснефть</b>	56384.6	101.98	9108.2	101.95	25571	20616	4955
Ванкорнефть	7071.3	115.96	2061.9	108.71	150	147	3
Востсибнефтегаз	45.9	106.01	6.0	72.03	10	2	8
Дагнефтегаз	14.0	85.76	155.0	94.55	26	25	1
Ингушнефтегазпром	30.1	115.23	3.0	117.79	264	78	186
Полярное Сияние	304.4	82.83	32.9	91.50	27	25	2
РН-Дагнефть	81.3	105.31	15.5	130.09	74	68	6
РН-Краснодарнефтегаз	444.9	94.82	1403.7	99.89	1471	1239	232
РН-Маланинская группа	36.3	95.45			17	17	0
РН-Пурнефтегаз	3451.5	96.15	2124.4	96.90	2089	1676	413
РН-Сахалинморнефтегаз	763.8	90.78	357.2	92.89	1366	1129	237
РН-Северная нефть	1822.6	86.67	175.0	80.18	299	280	19
РН-Ставропольнефтегаз	467.8	98.90	52.5	111.31	441	296	145
РН-Юганскнефтегаз	33059.0	102.07	2197.7	110.22	10234	8310	1924
Роснефть	408.4	73.98	175.4	65.80	223	214	9
Самаранефтегаз	5221.4	103.52	299.8	115.84	4674	3410	1264
Удмуртнефть	3162.0	99.98	48.3	100.66	4206	3700	506
<b>Газпром нефть</b>	14893.3	100.06	4391.4	195.65	6048	5457	591
Арчинское	172.7	69.91	236.3	137.23	55	39	16
Газпром нефть	738.2	97.61	53.9	96.80	184	171	13
Газпромнефть-Восток	362.5	176.13	43.2	128.80	102	89	13
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	6161.8	91.52	2505.7	248.55	3373	3006	367
Газпромнефть-Хантос	270.9	159.60	12.8	153.00	75	71	4
Заполярьефть	2017.3	97.52	1196.7	185.88	904	790	114
МАГМА	220.6	166.36	21.5	156.84	76	66	10
Меретояханефтегаз	4.4	33.35	6.2	33.34	6	6	0
Сибнефть-Югра	4944.9	108.48	315.0	108.49	1273	1219	54
<b>Сургутнефтегаз</b>	30056.3	102.81	6520.6	93.12	19621	18390	1231
Сургутнефтегаз (УФО)	27596.6	99.04	6263.8	91.28	19381	18158	1223
Сургутнефтегаз (Якутия)	2459.7	179.30	256.8	182.45	240	232	8

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	35632.1	100.89	7171.5	108.26	21200	15492	5708
Бугурасланнефть	729.8	98.73	16.5	97.14	370	327	43
Ваньеганнефть	734.5	96.06	678.1	197.10	399	302	97
Варьеганнефтегаз	1135.1	87.74	844.9	101.55	1295	593	702
Верхнечонскнефтегаз	2104.3	186.71	204.4	190.68	125	98	27
Корп. Югранефть	221.7	94.96	18.8	95.09	181	142	39
Малосикторское	49.4	95.45	6.4	99.37	13	13	0
Нижневартовское НГДП	1559.5	89.45	146.2	94.66	904	844	60
Новосибирскнефтегаз	394.5	59.92	52.0	70.42	89	78	11
Оренбургнефть	9370.0	104.31	1303.0	109.29	1999	1685	314
Самотлорнефтегаз	9430.8	93.14	2838.8	102.88	8439	6443	1996
Севернонефтегаз	73.7	101.38	11.2	102.16	11	8	3
Сузун	1.2	229.38			4	0	4
Тагульское					5	0	5
ТНК-Нижневартовск	3235.1	94.97	307.0	95.81	2220	1874	346
ТНК-Нягань	3362.5	100.52	639.4	91.06	4277	2446	1831
ТНК-Уват	2363.7	131.26	63.1	147.04	158	153	5
Тюменнефтегаз	866.3	89.31	41.8	100.61	711	486	225
<b>Татнефть</b>	12981.2	100.33	420.4	103.31	22404	19302	3102
Абдулинскнефтегаз					3	0	3
Илекнефть	15.6	104.33	2.2	98.11	12	3	9
Калмтатнефть					4	0	4
Татнефть им. В.Д.Шашина	12857.1	100.32	414.6	104.01	22305	19235	3070
Татнефть-Самара	106.4	101.06	2.6	78.59	73	61	12
Татнефть-Северный	2.1	73.84	1.1	37.13	7	3	4
<b>Башнефть</b>	7418.2	108.07	269.7	112.76	17727	15175	2552
Башминерал	40.9	109.07	2.1	109.83	40	40	0
Башнефть-Добыча	7312.0	108.14	261.8	113.09	17637	15092	2545
Геонефть	61.9	99.09	5.7	100.41	17	16	1
Зирган	3.4	106.72	0.1	105.65	33	27	6
<b>Славнефть</b>	8950.3	97.82	559.6	92.68	4122	3612	510
Обьнефтегазгеология	1843.5	123.85	46.1	123.88	337	314	23
Обьнефтегеология	289.7	85.31	16.6	77.46	100	80	20
Славнефть	523.3	82.02	32.6	82.47	61	58	3
Славнефть-Красноярскнефтегаз	12.5	75.43	2.1	75.47	7	5	2
Славнефть-Мегионнефтегаз	5197.3	93.96	387.9	92.52	3294	2859	435
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	402.5	81.87	24.7	71.95	87	80	7
Славнефть-Нижневартовск	596.4	111.80	44.6	105.30	170	154	16
Соболь	85.1	76.79	4.9	71.92	66	62	4
<b>РуссНефть</b>	6551.8	104.29	1024.8	114.56	4548	4058	490
Аганнефтегазгеология	326.8	79.17	32.2	82.94	92	69	23
АКИ-ОТЫР	650.8	100.61	29.7	111.27	152	144	8
Арчнефтегеология	42.3	91.14	2.6	74.29	58	53	5
Белкамнефть	1111.9	98.57	16.5	98.68	1310	1209	101
Белые ночи	799.1	154.50	270.2	144.74	398	331	67
Валюнинское	9.6	67.76	0.6	67.75	12	4	8
Варьеганнефть	580.6	94.82	304.4	106.34	813	709	104
Голойл	96.9	77.54	6.5	77.34	29	26	3
Грушовое	10.2	89.87	1.0	93.41	3	2	1
Дуклинское	11.8	76.70	0.7	77.85	3	2	1
Западно-Малобалькское	561.2	92.71	19.6	95.97	149	143	6
Мохтикнефть	228.0	82.39	14.7	94.64	33	30	3
Нафта-Ульяновск	84.3	91.90	0.4	90.31	65	65	0
НГДУ Пензанефть	82.4	86.41	0.7	85.36	38	33	5
Нефтеразведка	0.7		0.0		6	1	5
Ново-Аганское	0.1		0.0		8	0	8
Окуневское	9.4	107.23	0.1	103.26	3	3	0
Регион-й нефтяной консорциум	594.9	122.03	8.5	99.21	340	328	12

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
РНК	16.3	136.95	0.3	136.25	10	9	1
Рябовское	77.0	139.81	1.2		50	46	4
Саратов-Бурение	24.0	70.32	13.9	135.79	21	19	2
Саратовнефтегаз	466.4	101.03	258.2	104.49	361	333	28
Севернефть-Ярайнер					5	0	5
Соболиное	13.6	81.60	2.6	195.29	11	9	2
Столбовое	206.3	528.92	18.0	523.53	28	23	5
Томская нефть	27.5	83.84	13.3	199.65	20	20	0
Удмуртгеология	62.4	97.93	0.6	97.22	58	52	6
Удмуртская ННК	59.6	89.85	0.8	99.61	85	79	6
Удмуртская нефтяная компания	120.1	97.41	1.2	98.73	63	58	5
Ульяновскнефть	201.2	102.26	2.0	99.11	133	125	8
Уральская нефть	20.0	97.54	0.4	96.55	115	78	37
Федюшкинское	2.9	84.86	0.2	84.25	1	1	0
Черногорское	53.7	86.26	3.7	85.47	75	54	21
Нефтяные компании, итого	215603.7	100.21	38456.6	107.79	149903	126807	23096
<b>Газпром</b>	<b>7109.3</b>	<b>105.52</b>	<b>269583.6</b>	<b>102.69</b>	<b>169</b>	<b>169</b>	<b>0</b>
Газпром добыча Астрахань	2103.5	106.88	6051.2	107.12			
Газпром добыча Краснодар	100.1	102.14	595.4	96.50			
Газпром добыча Надым			27750.2	96.89			
Газпром добыча Ноябрьск	25.7	86.48	29654.4	94.93			
Газпром добыча Оренбург	189.1	95.20	8585.6	96.73			
Газпром добыча Уренгой	2575.5	98.81	59278.4	107.39			
Газпром добыча Ямбург	988.0	134.77	111617.0	104.27			
Газпром нефть Оренбург	264.3	94.56	427.5	108.03	169	169	0
Газпром переработка	93.3	90.90	1189.0	95.43			
Газпром трансгаз Югорск			21.2	82.88			
Калмгаз			29.7	87.46			
Нортгаз	220.3	100.52	1769.4	107.63			
ПУРГАЗ			7831.3	102.91			
Севернефтегазпром			13202.7	103.83			
Сервиснефтегаз	8.6	149.45	9.2	153.09			
Томскгазпром (Востокгазпром)	541.0	109.04	1571.4	99.71			
<b>НОВАТЭК</b>	<b>2063.3</b>	<b>108.06</b>	<b>25549.2</b>	<b>138.92</b>	<b>53</b>	<b>43</b>	<b>10</b>
НОВАТЭК			2691.2				
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	703.0	90.24	7043.6	101.43	53	43	10
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1360.3	120.33	15814.4	138.16			
<b>Прочие производители</b>							
Восточносибирская Управл. компания	113.8	315.04	77.3	162.77	16	11	5
Дулисьма	113.8	315.04	77.3	162.77	16	11	5
Зарубежнефть	596.2	41006.67	18.9	40989.13	42	31	11
РУСВЬЕТПЕТРО	596.2	41006.67	18.9	40989.13	42	31	11
ИНК	491.3	169.36	185.5	218.94	37	24	13
Данилово	35.9	135.80	5.2	171.59	3	0	3
УстьКутНефтегаз	455.5	172.71	180.3	220.69	34	24	10
Юкола-нефть	91.2	105.24	3.3	116.07	26	26	0
Богородскнефть	82.1	111.86	2.8	134.24	20	20	0
Поволжскнефть	9.1	68.71	0.6	69.25	6	6	0
Акмай	4.8	69.73	0.1	58.51	10	10	0
Алойл	139.6	102.93	5.1	183.41	179	174	5
АЛРОСА-Газ	2.4	95.74	125.3	95.57			
Альянснефтегаз	341.6	108.54	23.6	98.22	64	50	14
Арктикгаз					2	0	2
Арктикморнефтегазразведка	12.9	91.26	21.9	93.32	45	34	11
Арктикнефть	16.1	104.25	3.8	99.53	40	24	16
БайТекс	122.8	106.95	1.6	100.78	147	137	10
Бенталь	5.8	162.85	0.1	168.29	8	4	4
Благодаров-Ойл	54.4	102.12	0.3	98.52	27	23	4

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Богатовская Сервисная Компания	11.3	54.61	0.3	58.90	12	0	12
Братскэжогаз	0.2	139.66	2.7	140.34	3	2	1
Брендан	15.5		0.6		3	3	0
Булгарнефть	91.0	94.78	1.7	95.25	109	107	2
ВЕЛЛойл	1.7	131.26			17	5	12
Верхнеомринская нефть	1.2	52.45			7	1	6
Винка	0.0	65.63	0.0	100.00	4	3	1
Войвожнефть					13	0	13
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	8.7	82.71			5	4	1
Восточная Транснациональная компания	164.9	100.91	6.0	77.14	49	47	2
ВУМН (Чишманефть)	92.7	98.58	0.5	99.63	99	91	8
Газнефтедобыча	14.2	200.52	41.2	179.15	2	2	0
Геология	91.7	93.90	1.3	91.58	154	141	13
Геолого-разведочный иссл. центр	51.4	99.24	0.3	90.96	108	103	5
Геотех	67.8	98.76	2.3	89.00	55	52	3
Геотрансгаз			76.4	88.77			
Геотэкс	0.8	41.32	8.4	41.52			
Дальпромсинтез	3.5		26.6		4	3	1
ДИАЛЛ АЛЪЯНС	10.3	17153.33	149.1		19	7	12
Диньельнефть	75.7	107.74	9.8	105.52			
Динью	48.3	67.19	5.5	61.64	18	17	1
Дружбанефть	10.8	106.82			30	29	1
Евро Альянс		0.00		0.00	2	0	2
Елабуганефть	8.6	99.85	0.0	106.90	25	21	4
Енисей	279.6	92.63	24.7	92.02	37	33	4
ЕНЭС	9.1	97.46	0.6	91.52	10	8	2
Живой исток	6.3	298.71	0.8	656.25			
Иделойл	83.0	105.40	0.4	105.14	188	175	13
Иджат	1.8	102.45	0.0	111.11	2	1	1
ИНГА	36.0	165.73	7.5	347.53	24	9	15
Ингехолдинг	2.0		0.1		2	2	0
ИНК-НефтеГазГеология	10.3	89.25	33.0		1	1	0
Институт РОСТЭК	0.8	82.64			2	2	0
Иреляхнефть	63.0	117.98	10.3	146.39			
ИТАНЕФТЬ	1.6	136.55	0.0	133.33	8	5	3
ИТЕРА	6.2	364.10	0.2	383.02	4	3	1
Кабалкнефетопром	0.8	50.19	0.1	48.80			
Калининграднефть	8.3	95.28					
Калмнефть	52.9	81.47	3.7	89.14	149	38	111
Калмпетрол	11.2	68.35	0.5	103.81	21	6	15
Камчатгазпром			100.9	1315.98			
КанБайкал Резорсез Инк.	110.6	120.21	11.4	154.87	25	22	3
Кара-Алтын	249.9	103.91	1.6	114.75	367	356	11
Карбон	0.8	124.18	0.2	123.36	6	2	4
Карбон-Ойл	19.1	104.51			48	47	1
Квантум Ойл		0.00		0.00	9	0	9
КНГ-добыча	111.1	1404.06	13.4	1173.25	22	21	1
Колванефть	257.9	109.99	38.5	109.15	16	9	7
Колвинское	82.0		1.7				
Комнедра (УПК Недра)	262.5	97.16	29.4	97.11	22	18	4
Кондурчанефть	28.4	107.41	0.1	107.30	74	64	10
Кондурчанефть (Самара)	12.3	181.85	0.1	1528.57	6	5	1
Косьюнефть	21.7	542.41	0.4	481.01	4	4	0
Кумская нефть	1.7	459.12	0.2	455.88	1	1	0
Ленск-Газ			14.7	177.38			
МакОйл	8.6	100.27	0.0	105.56	31	31	0
Матюшкинская вертикаль	64.0	84.94	3.8	88.94	27	23	4
МЕГАЛИТ	1.4				2	2	0

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Меллянефть	39.5	86.11	0.2	59.02	61	55	6
МНКТ	64.2	99.75			94	93	1
Назымская НГРЭ	19.3	70.07	4.1	92.16			
Негуснефть	257.9	86.65	71.6	75.89			
Недра-К	31.5	111.36	1.6	111.29	9	9	0
Нефтебурсервис	1.6	53.95	0.1	27.19	14	7	7
НефтУС	74.0	79.93	11.6	83.68	8	6	2
Нефть (Саратовская обл.)	6.6	93.97					
Нефтьинвест	21.7	104.32	0.6	110.69	14	9	5
Нижевожскгеология	40.8	86.04	86.3	89.55	18	12	6
Нижеомринская нефть	7.3	98.42	0.8	117.90	96	28	68
Нократойл	3.1	98.93	0.0	102.70	10	8	2
Норд Империл	61.5	124.02	37.6	140.30	48	42	6
Норильскгазпром	1.5	83.82	927.0	88.69			
Нурлатская нефтяная компания	0.7	16.02	0.0	12.50	8	2	6
Ойлгазтэт	12.8	94.27	0.6	96.62	4	3	1
Оренбургнефтеотдача	28.2	134.51	0.5	112.68	17	12	5
Охтин-Ойл	80.7	97.45	0.8	61.67	79	76	3
Петросах	33.6	98.48	24.1	91.18			
Печоранефтегаз	119.2	82.99	2.9	81.57	75	64	11
Печоранефть	52.8	69.33	4.4	69.76	18	14	4
Печорнефтегазгазпром	2.4	89.42	73.8	90.05			
Печорская энергетическая компания	10.5	85.98	0.3	90.46	9	9	0
Преображенскнефть	104.5	111.18	8.1	111.28	36	27	9
Пурнефть	30.9	97.46	10.2	104.91	29	9	20
Регион-Нефть	49.1	115.21	2.2	99.28	5	5	0
Регион-Сириус	1.0	43.59	0.0	18.46	3	2	1
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	2.5		0.0		2	1	1
Речер-Коми	41.9	81.23	0.5	81.48	20	19	1
РИТЭК-Внедрение	41.9	108.20	1.3	108.21	36	36	0
Роспан Интернешнл	340.3	101.96	1704.4	107.01			
РУСИА Петролеум	0.4	37.26	7.5	37.62			
Садакойл					2	0	2
Салым Петролеум Дев. Н.В.	4186.3	105.41	171.8	113.28	394	375	19
Самараинвестнефть	67.1	95.13	0.6	94.31	60	57	3
Самара-Нафта	1062.3	108.15	33.4	92.79	129	100	29
Санеко	257.6	92.67	10.5	90.18	54	43	11
Саратовнефтегеофизика	21.7	110.96	0.6	33.13	10	10	0
Сахалинская нефтяная компания			23.3	103.00			
Сахатранснефтегаз			2.9	113.60			
Севернефть	63.7	107.03	328.2	108.09			
Северное Сияние	49.4	98.94	5.4	100.24	13	5	8
Севосетиннефтегазпром	0.3	61.59	0.0	60.00	15	0	15
Селена	0.1	5.58					
Селена-Пермь	7.5	179.11	1.3	100.79	20	14	6
Селенгушнефть	5.3	81.36	0.0		27	20	7
Сиаль	35.3	218.94	0.4	230.00	9	8	1
СибИнвестНафта	1.1	106.06	0.1	203.33	4	1	3
СИБИНТЭК	5.0		0.1		2	2	0
Сибнефтегаз			2585.6	53.46			
Сибнефть-Чукотка			15.0	96.43			
Синко ННП	10.6	108.53	0.8	108.69	12	7	5
СМП-Нефтегаз	160.6	98.77			181	172	9
Соровскнефть	2.7	1545.66	0.1	825.00	3	0	3
СпецКрит	1.2	105.73	0.0	88.89	7	4	3
Средне-Васюганское	15.0	75.88	0.8	83.72	8	7	1
СТимул-Т	53.2	22092.95	2.9		11	6	5
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	9.8	144.67			14	0	14

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, июнь 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м <sup>3</sup>	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Таймыргаз	46.0	103.85	911.1	102.75			
ТАКС	0.4	82.00					
Тарховское	165.5	89.27	10.6	90.01	547	177	370
TATEX	228.7	103.59	3.2	119.47	404	392	12
Татнефтеотдача	223.1	95.57	3.0	112.52	274	266	8
Татнефтепром	121.0	98.00	3.8	299.77			
Татнефтепром-Зюзеевнефть	177.5	95.33	1.2	99.50	246	229	17
Татнефть-Геология	72.9	106.12	2.7	231.45	55	46	9
Татойлгаз	195.8	110.14	5.2	142.83	365	332	33
Тевризнефтегаз			3.2	89.33			
ТЕРРИГЕН		0.00		0.00	8	0	8
Технефтьинвест	1.2	65.42	0.2	64.27	11	4	7
Тиман-Печора Эксплорэйшн	17.1	126.32	3.4	132.05	5	4	1
ТНГК-Развитие	120.1	102.00			121	99	22
ТНС-Развитие	40.1	107.98	0.7	107.80	8	8	0
Томская нефтегазовая компания	1.6	29.80	0.1	28.22	6	3	3
Томскгеонефтегаз	12.4	221.77	0.8		2	2	0
Томскнефть (ВНК)	5102.8	100.24	756.3	98.84	2985	2278	707
Трансойл	63.2	97.86	0.4	104.47	119	103	16
Транс-ойл	0.2		0.0		8	1	7
Троицкнефть	118.0	100.41	0.8	100.00	141	132	9
Ульяновскнефтегаз	7.1	99.58					
Уралнефтегазпром	29.0	99.81	154.6	91.85			
Уральская Нефтяная Компания	21.0	93.38			30	30	0
Уренгойл ИНК			0.0		1	0	1
Уренгойская газовая компания			101.8				
Фроловское НГДУ	9.5	181.30	0.3	180.77			
Ханты-Мансийская НК	3.2	90.12	0.4	83.44			
Хвойное	259.8	108.41	12.7	117.68	75	63	12
ХИТ Р	33.6	178.56	0.8	341.30	9	5	4
ЦНПСЭИ	22.8	123.34	2.0	131.50	18	18	0
Чедтый нефть					5	0	5
Чепецкое НГДУ	24.4	119.15			34	33	1
ЧНД (Чумпасснефтедобыча)	9.9	72.27	1.1	74.44	3	3	0
Шешмаойл	201.3	100.01	1.2	101.40	364	345	19
Энергетическая компания РИФ	4.4	102.32	1.7	105.85			
Южно-Аксютино	0.9	109.87	0.0	125.00	2	2	0
Южно-Охтеурское	40.2	99.31	3.3	109.41	18	11	7
ЮжУралнефть	3.3	104.95	0.1	118.06	4	0	4
Юпитер-А	3.4	97.33	0.1	63.58	7	5	2
ЮУНГ	153.6	90.15	82.4	84.66	16	16	0
Якутгазпром	43.5	92.81	836.9	93.75			
Ямал СПГ	0.0	875.00	7.4	117.19			
Ямалтэк			8.3	91.27			
Ямбулойл	4.9	101.48	0.0	107.14	1	1	0
Янглур	68.3	93.29	76.8	104.15			
Яр-Ойл	1.9	68.52	0.0	78.95	1	1	0
Прочие производители, итого	19821.1	107.72	10263.6	85.36	10070	8062	2008
<b>Операторы СРП</b>							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	2971.9	90.43	8295.3	106.07	23	15	8
Тоталь РРР	709.9	99.76	86.5	107.13			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	4201.2	122.52	4377.9	95.66	43	27	16
Сахалин 1 (иностр. капитал)	3361.0	122.52	4377.9	95.66	43	27	16
Роснефть	840.2	122.52					
Роснефть-Астра	357.1	122.52					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	483.1	122.52					
Операторы СРП, итого	7882.9	106.14	12759.6	102.26	66	42	24
Всего	252480.3	101.14	356612.7	104.55	160261	135123	25138

## Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-июнь 2011 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2011 г.	% к соответств. периоду 2010 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	24563.8	100.95	2702.1	7587.7	563.0	8597.8
Туапсинский НПЗ	2244.3	99.18	0.0	711.9	0.0	1015.4
Комсомольский НПЗ	4047.4	102.99	209.9	1120.5	154.1	1581.4
Куйбышевский НПЗ	2970.8	100.47	413.7	1013.1	0.0	1176.7
Сызранский НПЗ	3320.0	98.42	500.4	1124.1	0.0	1149.8
Новокуйбышевский НПЗ	3596.4	104.78	430.8	1047.8	127.0	1079.9
Ачинский НПЗ	3459.0	104.25	463.8	1128.6	75.9	1306.7
Ангарская НХК	4925.9	97.34	683.5	1441.7	206.0	1287.9
Башнефть	10430.0	100.47	2131.1	3724.3	11.4	1277.0
Уфимский НПЗ	3001.3	86.76	597.8	1146.4	0.0	664.3
Уфанефтехим	4016.4	108.66	773.3	1677.1	0.0	237.1
Ново-Уфимский НПЗ	3412.3	105.80	760.0	900.8	11.4	375.6
Газпром нефтехим Салават	3507.0	99.59	247.8	1101.8	0.0	870.1
Сургутнефтегаз	10571.8	99.44	1181.0	2571.4	392.0	3708.1
Киришинефтеоргсинтез	10571.8	99.44	1181.0	2571.4	392.0	3708.1
ЛУКОЙЛ	22436.3	101.50	3067.0	6203.3	1115.4	5904.6
Волгограднефтепереработка	5136.4	96.21	654.9	1467.4	406.5	730.1
Пермнефтеоргсинтез	6541.1	100.50	799.9	2121.1	277.5	1219.9
Ухтанефтепереработка	2248.1	119.94	227.6	596.2	17.8	753.9
Нижегороднефтеоргсинтез	8510.7	101.51	1384.6	2018.6	413.6	3200.7
Группа Альянс	1792.1	112.61	195.5	237.8	68.8	685.1
Хабаровский НПЗ	1792.1	112.61	195.5	237.8	68.8	685.1
Славнефть	6829.7	102.86	1112.9	1893.8	366.3	2332.3
Ярославнефтеоргсинтез	6829.7	102.86	1112.9	1893.8	366.3	2332.3
РуссНефть	2510.5	100.13	334.9	725.7	123.0	947.8
Орскнефтеоргсинтез	2510.5	100.13	334.9	725.7	123.0	947.8
ТНК-ВР Холдинг	11898.1	111.41	1870.3	3140.6	500.8	3977.3
Рязанская НПК	8465.1	114.45	1405.0	2184.1	500.8	3006.8
Крекинг (Саратовский НПЗ)	3433.0	104.58	465.3	956.5	0.0	970.5
Газпром нефть	15140.1	110.51	3241.9	4439.1	1052.5	2956.7
Омский НПЗ	9860.0	107.60	2057.5	3154.2	711.6	1476.3
Московский НПЗ	5280.1	116.39	1184.4	1284.9	340.9	1480.4
КраснодарЭкоНефть	1239.8	98.84	0.0	389.0	35.3	558.2
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)	4434.4	106.79	307.2	999.6	11.2	1109.1
Газпром	2415.2	94.44	1131.4	614.0	91.0	133.9
Новошахтинский ЗНП	1328.1	159.57	0.0	0.0	0.0	684.4
Афипский НПЗ	2037.7	126.87	0.0	635.4	7.8	996.9
Итого	121134.6	103.99	17523.1	34263.5	4338.5	34739.3
Мини-НПЗ	5115.1	124.91	133.2	1245.1	37.2	1405.2
Всего	126249.7	104.70	17656.2	35508.7	4375.7	36144.5

## Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), январь-июнь 2011 г. (тыс. тонн)

Компания	Морские порты					Нефтепровод «Дружба»									По ж/д	С начала года
	Ново-росийск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Босния и Герцеговина	Китай			
Роснефть			18210.1							10968.4					29178.5	
ЛУКОЙЛ			7744.5							3664.8					11409.3	
Сургутнефтегаз			8125.1							5277.6					13402.7	
ТНК-ВР Холдинг			7291.9							6065.8					13357.7	
Газпром нефть			5259.9							1294.1					6554.0	
Татнефть			3599.5							4891.4					8490.9	
Башнефть			559.4							1240.0					1799.4	
РуссНефть			1558.9							1225.4					2784.3	
Газпром			190.7							21.6					212.3	
Операторы СРП			699.8												699.8	
Прочие недропользователи			2481.5							1184.8					3666.3	
КТК														1235.3	1235.3	
Всего российские ресурсы			55721.4							35833.9				1235.3	92790.5	
Транзит Казахстана			8748.7							1265.6					10014.3	
Транзит Азербайджана			1083.8												1083.8	
Белоруссия										792.3					792.3	
Всего,			65553.8							37891.8				1235.3	104680.9	
в том числе																
	Ново-росийск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Босния и Герцеговина	Китай	По ж/д	С начала года	
	20729.6	2402.2	7498.0	34924.0		10130.9	9414.5	2232.7	2006.9	2973.7	3267.5	360.0	7505.6	1235.3	104680.9	

## Освоение капитальных вложений, январь-июнь 2011 г. (млн руб.)

Компания	Всего	Капитальные вложения производственного назначения				Капитальные вложения непроизводственного назначения
		Разведочное бурение	Эксплуатационное бурение	Оборудование не входящее в сметы строительства	Промышленное строительство	
<b>Нефтяные компании</b>						
<b>ЛУКОЙЛ</b>	55090.0	3553.8	24503.1	5092.1	21787.4	153.6
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	26939.5	778.1	13158.7	2756.0	10093.2	153.6
Когалымнефтегаз	10549.1	324.6	5743.2	1200.2	3127.5	153.6
Лангепаснефтегаз	6248.9	113.4	3556.8	556.3	2022.3	
Покачевнефтегаз	5633.8	118.5	2947.5	571.9	1995.9	
Урайнефтегаз	4507.7	221.5	911.1	427.6	2947.5	
ЛУКОЙЛ-АИК	986.3	16.5	547.4	77.2	345.2	
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	302.8	224.9	11.5	23.7	42.7	
ЛУКОЙЛ-Коми	12137.5	673.9	4049.5	1420.1	5994.0	
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	5230.6	1299.2	2859.7	226.7	845.0	
ЛУКОЙЛ-Пермь	5197.9	309.9	2997.7	538.5	1351.8	
Находканефтегаз	4295.4	251.3	878.6	50.0	3115.5	
<b>Роснефть</b>	104911.1	1917.2	40233.7	10576.2	51977.0	207.0
Ванкорнефть	41288.9	31.9	10281.9	1796.9	28997.0	181.4
Востсибнефтегаз	2132.9	336.0	1041.5	39.8	715.5	
Дагнефтегаз	108.1	60.4	11.9	14.7	21.2	
Полярное Сияние	424.7		182.7	32.3	209.7	
РН-Дагнефть	125.1			35.6	89.5	
РН-Краснодарнефтегаз	615.5	175.7	89.5	224.3	126.0	
РН-Пурнефтегаз	5541.6	127.1	2031.3	616.0	2767.1	0.2
РН-Сахалинморнефтегаз	2044.3		1004.8	270.5	769.1	
РН-Северная нефть	2629.3	201.9	933.3	402.0	1092.1	
РН-Ставропольнефтегаз	247.7			186.4	61.3	
РН-Юганскнефтегаз	43383.9	594.8	22311.8	5300.1	15177.2	
Роснефть	418.4	32.1	9.8	79.2	273.5	23.9
Самаранефтегаз	4115.5	272.1	1613.2	874.2	1354.5	1.5
Удмуртнефть	1835.1	85.2	722.1	704.4	323.4	
<b>Газпром нефть</b>	8238.0	636.1	4028.9	2271.8	1301.2	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	8238.0	636.1	4028.9	2271.8	1301.2	
<b>Сургутнефтегаз</b>	95732.9	2058.6	68474.3	9519.7	15184.9	495.4
Сургутнефтегаз (УФО)	95732.9	2058.6	68474.3	9519.7	15184.9	495.4
<b>ТНК-ВР Холдинг</b>	48441.4	1570.0	23637.8	9763.4	13470.2	
Бугурусланнефть	387.0	4.0	61.0	250.0	72.0	
Ваньеганнефть	1025.7	0.0	696.5	182.8	146.4	
Варьеганнефтегаз	1413.9	3.3	652.3	301.2	457.0	
Верхнеконскнефтегаз	8356.3		4514.5	1096.9	2744.9	
Корпорация Югранефть	134.0		68.0	41.0	25.0	
Нижневартовское НГДП	1811.3	0.0	698.6	443.3	669.4	
Новосибирскнефтегаз	150.6			120.6	30.0	
Оренбургнефть	10229.0	391.0	6306.0	1513.0	2019.0	
Самотлорнефтегаз	8407.7	19.4	4494.8	2781.2	1112.3	
Севернонефтегаз	93.8		85.7	2.9	5.1	
ТНК-Нижневартовск	3161.0	70.0	1079.0	1520.0	492.0	
ТНК-Нягань	5073.9	7.7	1792.3	997.8	2276.1	
ТНК-Уват	8028.5	1074.6	3189.0	512.6	3252.2	
Тюменнефтегаз	168.7				168.7	
<b>Татнефть им. В.Д.Шашина</b>	5451.2	1.3	3306.6	507.6	1468.0	167.7
Татнефть им. В.Д.Шашина	5451.2	1.3	3306.6	507.6	1468.0	167.7
<b>Башнефть</b>	3629.1	264.7	823.7	1368.6	1012.7	159.3
Башнефть-Добыча	3629.1	264.7	823.7	1368.6	1012.7	159.3
<b>Славнефть</b>	12568.0	424.0	7986.0	1561.0	2597.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	12568.0	424.0	7986.0	1561.0	2597.0	
<b>РуссНефть</b>	7398.9	279.2	3562.3	710.6	2829.3	17.7
Аганнефтегазгеология	500.5	6.4	334.5	32.1	127.5	
АКИ-ОТЫР	1510.9		890.0	84.5	527.9	8.5
Белкамнефть	827.4	40.9	408.6	132.2	245.7	
Варьеганнефть	1480.4	61.6	1007.1	178.3	233.4	
Западно-Малобалыкское	166.6		0.2	64.8	92.4	9.2
Саратовнефтегаз	152.4	58.2		58.5	35.7	
Томская нефть	2310.9	63.9	702.9	54.5	1489.6	
Ульяновскнефть	449.9	48.2	218.9	105.7	77.1	
<b>Нефтяные компании, итого</b>	341460.5	10704.8	176556.4	41370.9	111627.7	1200.7
<b>Всего</b>	341460.5	10704.8	176556.4	41370.9	111627.7	1200.7

# С Днем нефтяника!



## Уважаемые коллеги, партнеры, друзья!

От всей души поздравляем тех, кто связал свою жизнь с нефтью и газом! Без вашего упорного героического труда невозможно представить жизнь современного человека. От ваших достижений зависит уровень жизни населения и бесперебойная работа промышленников всей страны.

От всего сердца хочется пожелать дальнейшего процветания и экономической стабильности вашему предприятию, здоровья, тепла и радости вам и вашим близким!

Пусть успех сопутствует вам в освоении новых месторождений, пусть увеличивается глубина переработки и объем реализации нефти, газа и продуктов.

Пусть нефть фонтаном бьет — высоко и с полной мощностью!

Пусть газ идет — помногу и без пробок!

Пусть душа поет — от радости и счастья!

С наилучшими пожеланиями от имени коллектива Группы компаний «Миррико», генеральный директор Малыхин И.А.





# Международная научно-практическая конференция и выставка СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН



25 сентября – 1 октября 2011 года, отель «Надежда» SPAБМорокой рай», г. Геленджик

Приглашаем Вас принять участие в конференции. Для представителей компаний, уже принимавших участие в мероприятиях Организаторов, подготовлены специальные условия участия.



Количество  
контрактов —  
коммерческая  
тайна

Более 52  
докладов



Более 100  
участников



#### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС, за-резкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колдобинговое бурение, оборудование и инструмент;

- системы буровых растворов, химических материалов и реагентов;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вывоз притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

#### ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:



#### ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:

Краснодар: тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)  
www.oilgasconference.ru, e-mail: oilgasconference@mail.ru

Москва: тел./факс: +7 (495) 510-57-24  
www.ngv.ru, e-mail: drilling@ngv.ru

