

**ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА:
ДЕЛА НА ГРОШ, СУМАТОХИ НА РУБЛЬ?**

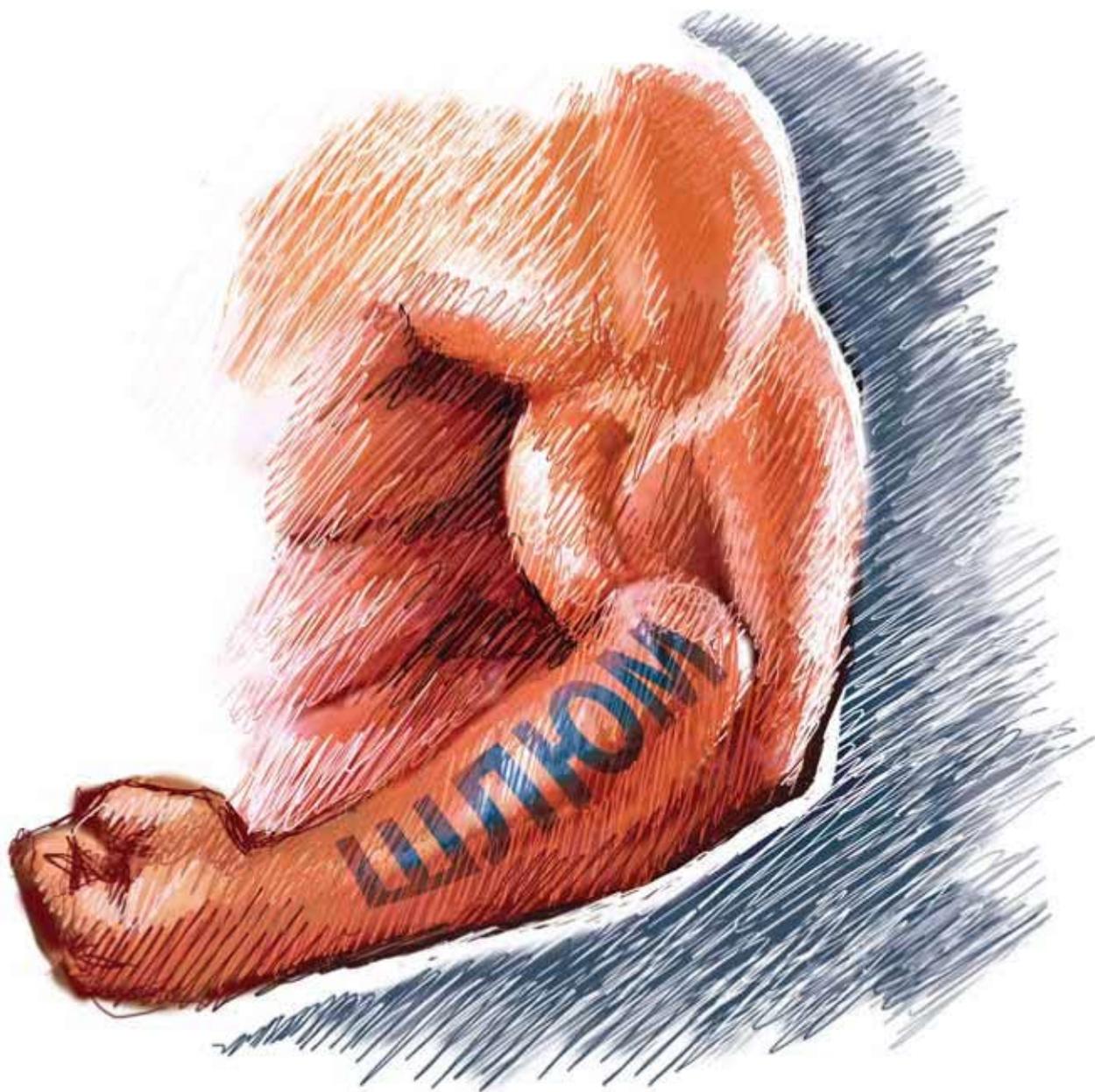
**РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ:
ЧТО ПОСЕЯЛИ, ТО И ПОЖНЕМ**

**МАЛЫЕ ИНОСТРАНЦЫ В РОССИИ:
НОВАЯ ВОЛНА?**

**ФСЭГ:
БРАТЬ НЕ ЧИСЛОМ, НО УМЕНИЕМ...**



ТюменНИИгипрогаз
спонсор номера



**ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ
У ОТЕЧЕСТВЕННОГО СЕРВИСА?**

Новый уровень энергоэффективности



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

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

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

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



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

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

4



12



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- | | |
|--|---|
| <p>Ренессанс геологоразведки? 4
ВЛАДИМИР КОНЮХОВ,
ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»
АЛЕКСАНДР РЫЛЬКОВ,
директор ЗапСибНИГНИ ТюмГНГУ</p> <p>Инновации внедряются в ТЭК 10
II Тюменский международный
инновационный форум «НЕФТЬГАЗТЭК-2011»</p> <p>Малые иностранцы в России: новая волна? 12
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»</p> <p>ТюменНИИгипрогаз:
уверенный взгляд в будущее 18
СЕРГЕЙ СКРЫЛЕВ,
генеральный директор
ООО «ТюменНИИгипрогаз»</p> <p>Новые перспективы РСVехро
на территории ЦВК «Экспоцентр» 23</p> | <p>ФСЭГ: число и умение 24
ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ,
«Нефтегазовая Вертикаль»</p> <p>«1С-Рарус» автоматизирует
управление финансами в нефтесервисе 27</p> <p>Рынок нефтепродуктов:
что посеяли, то и пожнем 28
МИХАИЛ ТУРУКАЛОВ,
независимый эксперт</p> <p>Синергия на топливном рынке:
трейдер и брокер в одном флаконе 38
АНТОН ЕРОХИН,
генеральный директор управляющей компании
ООО «УК АЕ Трейд»</p> <p>Актуальные вопросы информационной
безопасности предприятий топливно-
энергетического комплекса 42
ДМИТРИЙ ПОРОДИН, Департамент
информационной безопасности АМТ-ГРУП</p> |
|--|---|

34



28



СЕРВИС КАК ФАКТОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

- | | | | |
|---|-----------|---|-----------|
| Есть ли будущее у российского нефтегазового сервиса? | 44 | Недостаточно высокая конкурентоспособность: основные причины | 62 |
| Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали» | | АЗАТ ХАБИБУЛЛИН,
Главное управление по обеспечению добычи нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ» | |
| Нефтегазовый сервис в кругу проблем | 53 | В цену сервисных услуг — инвестиционную составляющую | 64 |
| ЮРИЙ ШАФРАНИК,
Союз нефтегазопромышленников России | | АЛЕКСЕЙ КАНАШУК,
Сибирская сервисная компания | |
| «Шелл» может увеличить экспортный потенциал России | 55 | Ростехнологии: центр нефтегазовых технологий | 66 |
| ГАРРИ БРЕКЕЛЬМАНС,
концерн «Шелл» | | ИНСАФ САЙФУЛЛИН,
ОАО «Нефтегазавтоматика» | |
| Власть плюс бизнес плюс инвестор: эффект взаимодействия | 56 | Блиц-опрос «Нефтегазовой Вертикали» | 68 |
| ПОЛ МАССАЙ,
концерн «Шелл» | | Эксперты отраслевого рынка:
С.СУТОРМИН, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
А.ХУРШУДОВ, МАНЭБ;
Р.ЗАРИПОВ, ЗАО «ИК «Битца-Инвест»;
Ю.ПОДОЛЬСКИЙ, ВНИГРИ;
С.КУЗЬМЕНКОВ, Департамент недропользования ХМАО-Югры;
М.СУББОТИН, ИМЭМО РАН;
М.ФАЗЛЕТДИНОВ, ЦБПО ЭПУ
ОАО «Сургутнефтегаз»;
С.ЮРОВ, ИК «БАРРЕЛЬ»;
А.ИГНАТЮК, ЗАО «ИК «Энергокапитал»;
А.КИНЯКИН, ИА «Финмаркет»;
Д.ДЁМИН, ЗАО «Балтийское Финансовое Агентство»;
Д.АЛЕКСАНДРОВ, ИГ «УНИВЕР» | |
| Развивать институциональное законодательство | 58 | | |
| ВАЛЕРИЙ ДРАГАНОВ,
Комитет ГД по промышленности, законодателя в сфере промышленной политики | | | |
| Усилий регионов уже не хватает | 59 | | |
| ВЛАДИМИР МАЗУР, Тюменская область | | | |
| «Я как министр ни за что не отвечаю»... | 60 | | |
| ГЕННАДИЙ ВОРОНИН,
Комитет по качеству продукции ТПП РФ | | | |
| Нужна система диалога с властью | 61 | СТАТИСТИКА | 81 |
| АЛЕКСАНДР ЗАХАРОВ, ТПП РФ | | | |

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

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

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

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

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

Разумные технологии для разумной планеты

Что означает «27 383 операции в секунду» для этого счетчика электроэнергии

Это означает, что его показания будут считываться не раз в месяц, а 24 раза в день. Потребители получают более детальную картину энергопотребления, а коммунальные предприятия – более глубокое понимание того, как используется энергия. Теперь, благодаря сотрудничеству компании eMeter с IBM и переходу на системы Power Systems™, а также разработанные в IBM приложения и программное обеспечение для управления сервисами, коммунальные предприятия смогут обрабатывать данные, поступающие с более чем 20 миллионов интеллектуальных счетчиков, которые снимают показания каждый час, что более чем в 4 раза превышает объемы данных, предусмотренные отраслевыми стандартами*. Разумный бизнес требует разумного программного обеспечения, систем и сервисов.

Сделаем планету разумнее. ibm.com/meter/ru



**Визуализация объема данных,
отсылаемых счетчиком eMeter ежегодно
из среднестатистического дома.**

Реклама

* По опубликованным результатам теста. Данные от 13 сентября 2010. IBM, логотип IBM, ibm.com, Power Systems и изобразительное обозначение являются товарными знаками International Business Machines Corporation, зарегистрированными во многих странах мира. Наименования других компаний, продуктов и услуг могут быть товарными знаками или знаками обслуживания третьих лиц. Список товарных знаков, зарегистрированных IBM на настоящий момент, представлен по адресу www.ibm.com/legal/copytrade.shtml. © 2011 International Business Machines Corporation. Все права защищены.

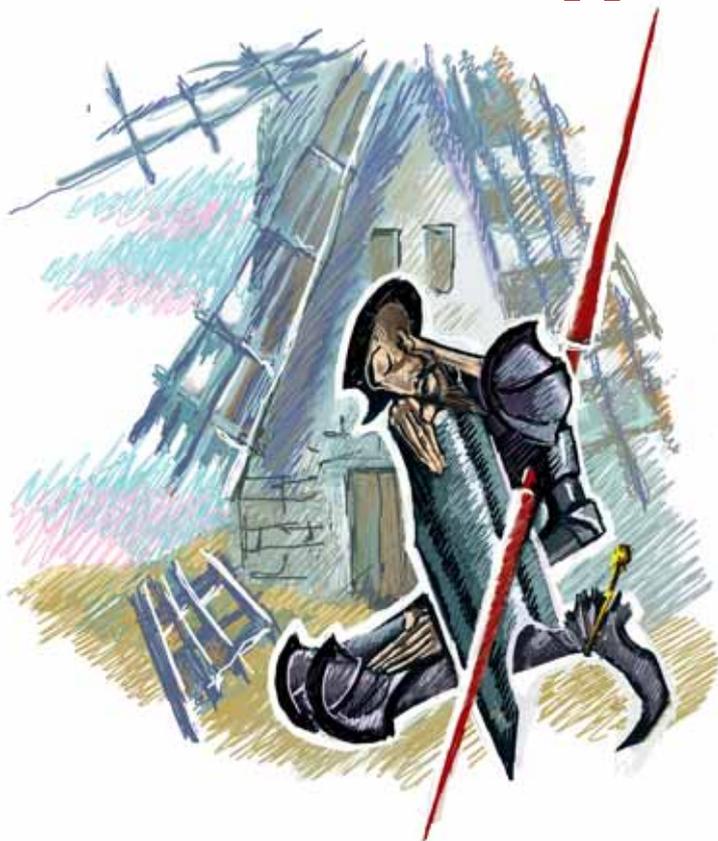
ВЛАДИМИР КОНЮХОВ

К.г.-м.н., старший научный сотрудник ПП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»

АЛЕКСАНДР РЫЛЬКОВ

К.г.-м.н., член-корреспондент РАЕН, заслуженный геолог РСФСР, директор ЗапсибНИГНИ ТюмГНГУ

РЕНЕССАНС ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ?



Не так уж и далеки те времена, когда на геологических картах начали появляться контуры уникальных месторождений нефти и газа: Самотлорское (1965), Уренгойское (1966), затем такие жемчужины, как Ямбургское (1969), Бованенковское (1971)... Симфонии нефтяных и газовых фонтанов ласкали слух и наполняли гордостью сердца граждан страны.

Обнаружению таких месторождений первыми поисковыми скважинами благоприятствовали крупные по размерам антиклинальные структуры, сравнительно легко выделяемые по материалам сейсморазведочных работ. К тому же месторождения чаще всего оказывались многозалежными с высокопроницаемыми песчаниками.

Передача их в разработку способствовала быстрому развитию добывающей отрасли. Именно они позволяли стране выдерживать добычу нефти примерно 540 млн тонн (1980–1989 годы) при соблюдении кратности прироста запасов к добыче, равной двум и даже больше. То есть был достигнут уровень, когда каждая извлеченная тонна нефти сопровождалась приростом двух тонн новых запасов. Это был пик триумфа и

Россия известна миру своими огромными нефтегазоресурсами. Но чего ждать дальше, в частности в геологоразведке, если в нашей политике и экономике, говоря словами Н.Пржевальского, великолепного ученого, мецената и настоящего патриота России, «дела на грош, суматохи на рубль»?

Губительной причиной сложившейся ситуации, на наш взгляд, является сформировавшееся потребительское отношение государства к нефтегазовой отрасли: изъятие нефтяных сверхдоходов не сопровождается ни обратными инвестициями, ни созданием экономических стимулов для модернизации производства: «ресурсное проклятие» придумали те, кто на большее не способен.

Печальным результатом действующей налоговой системы и замены национальной энергетической политики набором корпоративных стратегий стало явное снижение эффективности (в качественном и количественном отношении) и геологоразведочных работ, и добычи, и переработки, временно выигрышным же фактором остается лишь ныне высокий уровень мировых цен.

Вместе с тем, ресурсная база истощается, запасы неумолимо переходят в категорию трудноизвлекаемых, а себестоимость добычи растет и за счет неуклонного перемещения отраслевых проектов в отдаленные и сложные территории, включая Арктический шельф и Дальний Восток России. Разработка такого рода месторождений требует новых подходов, крупных инвестиций, инновационных и дорогостоящих технологий.

Такие — зарубежные — технологии есть, но у отечественного сервисного рынка, который отражает общеотраслевую ситуацию, нет даже теоретической возможности доказать, что он не глупее американского, норвежского, китайского...

Выразим общее мнение: участники рынка хотели бы получить от руководства страны четкий сигнал: есть ли будущее у отечественной нефтегазовой отрасли?

И если есть ветер, то почему нет мельниц?

геологов, и нефтяников. Но вскоре последовало резкое снижение производства.

Прошлое и настоящее геологоразведки

За прошедшие десятилетия существенно ухудшились геолого-экономические условия добычи нефти: выработаны наиболее богатые и обустроенные месторождения. К сожалению, снижение уровней добычи связано не только с выработанностью таких месторождений, но и определенными недостатками в методологии и методике их разработки (пример тому — тот же Самотлор).

Если в конце 1980-х, например, в Западно-Сибирском нефтегазовом комплексе дебит одной скважины превышал 135 тонн, то в 2000-м он снизился до 10 тонн. При этом количество всех скважин увеличилось с 4 тыс. до 76 тыс., а число неработающих из них возросло на порядок. Как видим, возможности поступательного развития отрасли за счет старых объектов близки к исчерпанию. Снижение объемов добычи нефти отрицательно сказалось и на смежных с нею производствах.

Геологи бьют тревогу: а что будет завтра? Месторождений, равнозначных тем, которые находятся в разработке, мы не открываем, новые часто связаны с мелкими структурами и сложнопостроенными породами-коллекторами.

Так, по данным В.Орлова, председателя Комитета СФ по природным ресурсам, средний коэффициент восполнения минерально-сырьевой базы в период 1991–2005 годов в стране снизился до 0,6. Что касается прямого восполнения добычи нефти, то даже в главном ресурсном регионе страны — ХМАО — это было достигнуто в 2000–2001 годах, когда рассматриваемый показатель составил единицу, то есть только половину от уровня благополучных лет.

Нефтяникам нужна нефть, но желательна богатая. Обычно бурят одну поисковую скважину, другую и только третья по счету в лучшем случае оказывается продуктивной, а бывает четвертая

или пятая. Стоимость одного погонного метра такой скважины равна примерно 40 тыс. рублей. Если же поисковая скважина намечается на морском шельфе, то один метр обойдется в 800 тыс. рублей. Понятно, что бурение первых скважин требует значительных затрат.

Существенное их снижение будет только в случае обнаружения крупных скоплений углеводородов (УВ), с одной стороны, и точности выбора точек заложения скважин — с другой.

Примерно с 1963 года старые запасы УВ в стране стали переоценивать в сторону увеличения. Так, сенатора В.Орлова обеспокоили попытки переоценки запасов по новой классификации (внедрение ее намечалось в 2009 году, но отложено до 2012 года). Тогда они по промышленной категории С₁ сокращаются на 40–45% за счет перехода в более высокую категорию В, а в основном — в категорию С₂. В итоге, промышленные запасы снижаются на одну треть, хотя сумма их всех с учетом категории С₂ сохраняется.

Если исходить из фактических объемов поисково-разведочного бурения и многолетней оценки его эффективности, то прирост запасов, в частности, за последний период (2003–2008 годы) должен быть в интервале 1,5–1,8, а не 3,4 млрд тонн, отраженных в государственном балансе. Это значит, что до 50% декларируемого прироста может оказаться непромышленным, а то и просто виртуальным.

Манипуляции с запасами ни к чему хорошему не приведут, ведь многие из них будут низкого качества и при этом рассредоточены по мелким месторождениям. К тому же выявляемые ныне будут вовлекаться в разработку не ранее, чем через 10–12 лет, когда придется вплотную разбираться с такими сложнопостроенными объектами.

Нашей деформированной, если не сказать еще более резко, в 1990-е годы геологоразведке, существенно ослабленной текущим мировым кризисом, необходимо выстраивать свою политику с прицелом не только на ближай-



шие годы, но и на далекое будущее. Любой кризис — предвестник назревших преобразований.

За прошедшие десятилетия существенно ухудшились геолого-экономические условия добычи нефти: выработаны наиболее богатые месторождения

Мы сегодня, образно говоря, подошли к своему Рубикону, после которого ключевую роль в повышении эффективности работ должны играть, прежде всего, инновационные достижения. В последние годы в стране отмечаются перемены к лучшему, но в то же время инновационная среда в целом еще развита достаточно слабо.

Существенное снижение затрат на ГРП будет только в случае обнаружения крупных скоплений углеводородов и точности выбора точек заложения скважин

Сколько еще пройдет времени для восстановления прежнего интеллектуального потенциала? Что и говорить, если число ежегодных научных публикаций в расчете на 100 ученых у нас одно из самых низких в мире (5,4); для сравнения: в Индии — 16, не говоря о таких странах, как Великобритания (58) и др.

В РАМКАХ ЕДИНОГО ОБЪЕКТА

По открытым Мытаяхинскому, Восточно-Мытаяхинскому и Северо-Лабатьюганскому месторождениям (Западная Сибирь) до начала работ скудная информация о нефтеносности недр имела только о последнем: из поисковых скважин (№6, 1989 и №10, 1971), пробуренных друг от друга на значительном расстоянии (27 км), при испытании пласта АС₁₁ были получены непромышленные и промышленные притоки нефти соответственно. Дать прогноз, что они вскрыли одну залежь, было трудно, поскольку не исключалась их отдельная локализация.

Нами в ретроспективном плане был проведен анализ степени изученности недр этой территории, т.е. фактически спустя 20 лет. Выяснилось, что на Мытаяхинской площади было пробурено три скважины, вскрывшие небольшую залежь в пласте Ю₂, которая остается недоразведанной (прежде всего не установлены ее границы). Близкая картина и по второй площади, где в пласте АС₁₁ до 92% запасов нефти отнесено к категории С₂.

Эти залежи суммарно по категории С₁+С₂ оцениваются как мелкое месторождение (извлекаемое менее 10 млн тонн). По Северо-Лабатьюганской площади оказалось, что упоминавшиеся скважины вскрыли одну и ту же залежь и еще две в пластах Ю₀ и Ю_{2,3}; их запасы в целом равноценны уже крупному месторождению (более 30 млн тонн).

Как видим, по результатам самых начальных работ наземной геохимической съемки была подтверждена крупная зона нефтенакпления, где первые два месторождения разрабатываться, по крайней мере, в ближайшее время не будут.

Как сократить путь к успеху?

В нашей стране еще сохранился творческий потенциал, способный развивать науку и в геолого-поисковом секторе — первооснове благополучия нефтегазовой

науки, имеет прямое отношение и к использованию в производстве.

Прав был великий француз (Луи Пастер: «Нельзя делить науку на теоретическую и прикладную, есть наука и ее приложения»), утверждая, что не провести четко границу, где заканчивается теория и начинается практическая деятельность. Но вот положение дел с геологической наукой в стране сложилось катастрофическое. Бюджетные ассигнования на нее мизерные.

Основные объемы научных исследований, конечно, проводятся в соответствующих центрах компаний, но ориентированы новые разработки, как правило, на решение текущих задач, напрямую связанных с особенностями геологии той территории, которой владеет тот или иной недропользователь.

Вот эта своего рода узость методологического и методического подходов и является камнем преткновения для получения более значимых фундаментальных решений. Последние, как об этом свидетельствует мировой опыт, могут быть получены только при изучении всего нефтегазоносного бассейна, со всеми его генетическими особенностями строе-

ния, спецификой развития в геологическом времени.

Не каждая компания, особенно это характерно для России, решится на затрату денежных средств для изучения проблем, способных дать (или не дать) положительные результаты в ближайшие или отдаленные годы.

Только государство способно организовать и реализовать такой фундаментальный проект по прямому поиску новых месторождений нефти и газа путем резкого увеличения затрат на геологическую науку. Время, когда геологи говорили о том, что существующее положение дел может привести к тупику, прошло, тупик практически уже наступил. Но у нашего руководства пока нет четкой позиции относительно понимания грядущих осложнений в важнейшей для страны отрасли.

Авторами технологических инноваций чаще всего являются сотрудники НИИ, предлагающие перспективы их практического использования. Но исследователю предстоит мучительно долго доказывать в одном бюрократическом месте новизну своего проекта, в другом — патентоспособность разработки и т.п. В итоге оптимизм очень скоро сменяется отчаянием.

Казалось бы, есть реальная проработка, есть опытные образцы (например, в виде технологий прямого обнаружения залежей УВ), так что нефтедобывающим компаниям остается только брать их, как говорится, на блюдечке с голубой каемочкой. Ан нет! Попасть в зону внимания крупного недропользователя трудно. Он не хочет вкладывать деньги в длительные проекты с отдачей через несколько лет.

Разработчик новшеств, по сути, творец нового, и создавать ему препятствия — непозволительное торможение прогресса. Малый и средний бизнесы более мобильны в освоении новых технологий, поэтому им необходима финансовая поддержка со стороны государства до этапа внедрения его в серию: вплоть до обеспечения заказами.

Почему-то у нас многие полагают, что любая инновация обязательно должна быть суперудач-

Внедрение поисковых инноваций — единственное направление, ведущее к успеху самым коротким путем. Необходима разработка теории поиска скоплений УВ

отрасли. Если нет новых подготовленных месторождений, то начинают падать объемы добычи.

Внедрение поисковых инноваций — единственное направление, ведущее к успешному ре-

Узость методологического и методического подходов и является камнем преткновения для получения более значимых фундаментальных решений

зультату самым коротким путем. Необходима разработка теории поиска скоплений УВ на современном уровне. Понятно, что все то, что будет достигнуто на фундаментальных «площадках»

ной. Тогда как на Западе венчурные капиталисты считают: если даже одна из десяти инноваций станет удачной, то ее вполне достаточно для успеха — она окупит все затраты.

Доказательной базой любого изобретения всегда служат эксперименты. Такой случай из жизни малого предприятия ЭКСИС описан в *НГВ #07'09*, когда тюменская технология — газоразведка по снегу — показала возможность быстро, дешево и с достаточно высокой вероятностью выявлять нефтеносные участки до бурения скважин (см. «В рамках единого объекта»).

Разработка мелких месторождений при действующей налоговой практике для крупных компаний нерентабельна из-за дополнительных затрат, в частности, на добычную инфраструктуру (систем сбора, транспортировки сырья и т.п.). Заметим, что в России на их долю с начальными извлекаемыми запасами нефти менее 10 млн тонн — согласно госбалансу — приходится более 14%; далее будет возрастать и соответственно усиливаться острота проблемы.

Вернуться к уровню рентабельности работ на небольших месторождениях ныне вполне возможно, если включить часть из них в одну группу, с таким расчетом, чтобы их суммарные извлекаемые запасы были равноценны рангу крупного место-

рождения. В таком случае изучение всех залежей могло бы осуществляться как бы в рамках единого объекта. Конечно, все это можно реализовывать после проведения исследований, подтверждающих прогноз об объединении отдельных залежей в крупную зону нефтегазонакопления.

Предлагаемый методический подход наиболее рационален для тех зон, где кучно сосредоточены несколько месторождений — от небольших до средних, которые в плане частично перекрываются или соприкасаются друг с другом. Необходимо лишь рационально провести границы лицензионного участка (ЛУ), чтобы намечаемые месторождения не выходили за его пределы.

Компания-недропользователь кровно заинтересована как можно раньше начать освоение месторождений. Поэтому в результате совмещения разведки, составления технологической схемы разработки, а то и поиска новых глубоководных залежей, несомненно, ускорится процесс ввода месторождений в разработку. А это — главное — будет способствовать увеличению объемов добычи нефти. В итоге у НК появится интерес к приобретению таких привлекательных лицензий.

При указанном подходе таким могло быть формирование кластера месторождений: Мытаяхинского, Вост.-Мытаяхинского, а

также соседних Южно-Мытаяхинского, Южно-Санлорского и Шишкюганского. В настоящее время Мытаяхинское и последние два месторождения находятся в не-

Больше того, положение дел с геологической наукой в стране сложилось катастрофическое. Бюджетные ассигнования на нее мизерные

распределенном фонде. Более целесообразно было бы включение их в границы Южно-Мытаяхинского ЛУ при его формировании.

Вернуться к уровню рентабельности работ на небольших месторождениях ныне вполне возможно, если включить часть из них в одну группу

Примером изучения перспективной территории в одно и то же время разведочными и эксплуатационными скважинами является упоминавшееся крупное Северо-Лабатьюганское месторождение, входящее в одноименный ЛУ.

Оправдывает себя и метод квантово-оптической фильтрации космических снимков: его эффективность проверена на многих месторождениях нефти

В Восточной Сибири метод квантово-оптической фильтрации космических снимков прекрасно осуществляется томским НПК «ТОМКО», хотя путь к успеху там тоже был не легким (см. *НГВ #04'09*). Жизненность метода проверялась на многих хорошо изученных месторождениях нефти.

Но попасть в зону внимания крупного недропользователя трудно. Он не хочет вкладывать деньги в длительные проекты с отдачей через несколько лет

Он зарекомендовал себя на Трубецком участке, который многие годы считался бесперспективным. Однако первая пробуренная скважина вскрыла несколько продуктивных пластов. Предварительная оценка запасов показа-

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ
15 лет

www.ngv.ru

ла, что по газу залежи относятся к средним месторождениям, а по нефти — к крупным. Отметим, что эти данные характеризуют только 1/3 часть выявленного нефтегазового поля. Не исключено, что при дальнейших работах масштаб месторождения может возрасти до уникального (более 300 млн тонн).

Нет финансирования и со стороны государства; нет денег — нет ресурсов, нет ресурсов — нет добычи

Отметим еще такой момент, касающийся проверки эффективности указанного метода, в частности, на морских территориях. Его авторы отмечают, что он был опробован на всемирно известном нефтяном месторождении Белый Тигр на шельфе Южно-Китайского моря. Своеобразие месторождения заключается в том, что коллекторами являются граниты: за счет наличия в них зон повышенной трещиноватости притоки достигают 1500 тонн в сутки.

Источники средств в стране есть. Надо только ответственно задуматься о будущем России

Поиски подобных месторождений по мере истощения традиционных поисковых объектов в осадочном чехле, несомненно, бу-

Вопрос за немногим — создать разработчикам соответствующие условия и заинтересованность в проведении новаций

дут возрастать и в породах фундамента Западной Сибири. Может возникнуть вопрос: а почему не провести подобные исследования на шельфе акваторий северных морей Западной Сибири — наше-

«Когда идет ветер, глупец строит щит, а мудрец — мельницу». У нас в современной России — ни того ни другого...

го долгосрочного стратегического резерва?

Ресурсно-геологические предпосылки жидких УВ там весьма велики. По некоторым даже са-

мым скромным оценкам доля нефти только в собственно Карском море составляет от НСР углеводородов до 20%. Вопрос за немногим — создать разработчикам соответствующие условия и заинтересованность в проведении новаций в указанном бассейне.

Ближайшая панорама

Восточная мудрость гласит: «Когда идет ветер, глупец строит щит, а мудрец — мельницу». У нас в современной России — ни того ни другого. Экономике сегодня нужно модернизировать на базе науки, внедрять такие современные исследования туда, где они дадут наибольший результат. Беда в том, что это не очень волнует новую элиту, директоров, чиновников.

Президент Д.Медведев недавно сказал: «Мы будем действовать последовательно, терпеливо. Мы преодолеем кризис, отсталость, коррупцию». Смущает, что «последовательно и терпеливо»: ныне промедление — смерти подобно. Решительное движение должно происходить по всему фронту. Понятно, что нужны средства. Где их взять?

Давно пора разобраться с утечкой денег за рубеж. Только в 2008 году из страны потоком ушло более \$200 млрд, в обратную сторону — лишь долларовый ручей. Смог же президент Б.Обама дать добро на принятие закона, запрещающего такой отток. Россия на такой шаг не идет; спрашивается, чи деньги утекают на Запад?

Необходимо принять прогрессивный налог. Нельзя брать 13% с бедного человека и с того, кто «зарабатывает» в месяц миллионы долларов. Должен же быть здравый смысл, например, у руководства «Газпрома», когда в 2009 году, несмотря на кризис и при неблестящих результатах деятельности, выплаты себе любимым возросли на 25%? Писатель, историк Николай Карамзин был бы в ужасе: не просто «воруют», грабят!

Борьба с коррупцией идет вяло. К примеру, в мировом рейтинге Россия по «чистоте чиновничьих рук» занимает 146-е место, а Сингапур стоит на 3-ем. Чем не пример?

Наконец, часть денег следует взять в Центробанке из золотовалютных резервов, которые можно потратить, прежде всего, на ультрасовременные иностранные технологии. Например, норвежские, «продвинутые» на море. Не следует засиживаться в позе роденовского «Мыслителя» и думать, где же поставить запятую в предложении: покупать нельзя ждать. Другого выбора у нас нет. Иначе необходимых темпов роста не будет.

Ресурсные возможности в стране велики, но достоверность их запасов наиболее низкая в акваториях северных морей. Чтобы перевести ресурсы в запасы, необходимо провести разведочные работы, на которые у «государственных» компаний — «Газпрома» или «Роснефти» — нет средств.

Да, привлечение иностранных инвесторов — дело нужное. Но если в ресурсах шельфа мы уверены, то для решения проблемы видится и такой вариант, как выделение специального госкредита новообразованному холдингу «Росгеология» на приобретение современного технологического оборудования с последующим — обязательно с участием ответственных специалистов — бурением поисковых скважин на шельфе, например, Карского моря. Не сделав этого, долго еще будем рассуждать о предполагаемых там богатствах и переносить сугубо ориентировочные оценки УВ-сырья из одной стратегии в другую.

Источники средств в стране есть. Надо только ответственно задуматься о будущем России. Сколь сильно повлияет на судьбы страны президент РСПП, который бьется за то, чтобы благотворительные вложения освободились от налога на доходы? Или масса некомпетентных чиновников, пусть с гарвардским образованием, ныне считающихся «эффективными менеджерами», но на деле озбоченных лишь собственным благосостоянием?

Административными мерами и поручениями невозможно провести успешную, опережающую модернизацию экономики, нужен благоприятный инвестиционный, общественный и научный климат... 



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

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ ППД
- АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ
- НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СРЕД
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ПОПУТНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ВОДЫ
- ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОПОЖАРНОГО НАЗНАЧЕНИЯ
- АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ БЛОКИ

**ОАО «Нефтемаш» переименовано
в ОАО «ГМС Нефтемаш» с 26 августа 2010 г.**

Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44
приемная: тел. (3452) 43-01-03
отдел маркетинга: тел./факс (3452) 42-06-22, 43-22-39
отдел сбыта: тел. (3452) 43-99-10, факс (3452) 43-22-13
e-mail: girs@neftemashtmn.ru
www.hms-neftemash.ru www.grouphms.ru





ИННОВАЦИИ ВНЕДРЯЮТСЯ В ТЭК

На развитие социально-экономической сферы оказывают влияние многие факторы. Один из них — залежи природных ископаемых. Тюменская земля богата недрами. Наш природный капитал составляют нефть, газ, лесные и водные ресурсы. Большое количество добывающих предприятий расположено на севере области, однако в настоящее время геологами ведутся разведочные работы и на юге региона.

Геологоразведка, добыча, транспортировка, переработка извлекаемых ископаемых и сопутствующих веществ часто рассматриваются на научно-практических конференциях. Однако в соответствии с энергетической стратегией государства, связанной со снижением энергоёмкости внутреннего валового продукта и переходом на альтернативные источники топлива, немаловажным вопросом становится поиск и внедрение инноваций в отрасли, привлечение инвестиций для реализации проектов.

Развитие топливно-энергетического комплекса в этом направлении соединяет в себе работу научно-исследовательских институтов, нефтяных предприятий, органов государственной власти, инвестиционных компаний, по-

скольку только совместная работа способна принести результат.

В связи с этим тема «Роль науки и инновации в развитии ТЭК» стала основной темой II Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК-2011», который состоялся в Тюмени с 20 по 21 сентября 2011 года.

Традиционно в сентябре Тюмень принимает компании нефтегазового профиля на специализированной выставке «Нефть и Газ. Топливо-энергетический комплекс». В это же время проходит и инновационный форум. Таким образом, в Тюмени создана площадка для обмена опытом между представителями нефтяных компаний, науки, органов государственной власти, инвестиционных и венчурных предприятий, а также совместного поиска ответов на злободневные вопросы.

Форум «НЕФТЬГАЗТЭК-2011» собрал более 500 участников. Работа проводилась по нескольким секциям: научно-практическая конференция «Проблемы изучения недр Западной Сибири», секция «Стратегии инновационного развития бизнеса. Малый бизнес инновационной экономики», круглый стол «Механизмы создания территориальных инновационных кластеров и их роль в стимулировании инновационной активности», сессия «Экология природопользования», круглый стол «Полигоны как механизм создания новых технологий добычи нефти», академическая сессия «О кадрах и инновационном обучении для ТЭК», секция «Инвестиционные тренды в нефтегазовой отрасли».

В рамках форума был проведен краш-тест инновационных проектов, подготовленных резидентами Тюменского технопарка, Технопарка ТюмГУ и другими техническими компаниями. Комиссия рассмотрела презентации разработчиков и отметила, что с точки зрения инвестиций целесообразно объединение инвестиционных проектов в отрас-



левые или территориальные портфели с целью снижения стоимости привлеченных финансовых ресурсов и удлинения сроков финансирования, расширения доступа к ресурсам для предприятий среднего и малого инновационного бизнеса.

Также эксперты поделились своими достижениями в геолого-разведке месторождений (ГК «СибНАЦ»), опытом использования новых технологий при разведке и разработке нефтегазовых объектов (ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»), поднимались вопросы изучения недр с использованием геолого-геофизических данных с целью снижения рисков поисково-разведочно-го бурения.

Особое внимание участники форума уделили секции «Экология природопользования». Геннадий Мингалимович Каюмов, начальник управления по ОТ, ПБ и ООС ООО «ТНК-Уват», в своем докладе рассказал о технологии

утилизации попутного нефтяного газа и о перспективах строительства газогенерирующих станций на своих месторождениях, а также о технологии закачки буровых отходов и нефтешлама в пласт. Помимо вопросов утилизации продуктов нефтегазовой промышленности была рассмотрена разработка системы обращения с отходами на территории МО Приуральский район, которая включает в себя создание полигона для ТБО, переработку медицинских и других видов отходов. Этот вопрос также важен для рассмотрения, поскольку не только деятельность в нефтегазовом секторе влияет на состояние среды, но и жизнедеятельность человека. В рамках секции поднимались вопросы проведения экологического мониторинга и создания регламента работы в этом направлении, а также предложено создание единой информационной базы данных, которая объединяет компонентную картографо-ин-

формационную систему; природоохранную картографо-информационную систему, ресурсную картографо-информационную систему и оценочно-рекомендательную картографо-информационную систему.

На секции «Полигоны как механизм создания новых технологий добычи нефти» поднимались вопросы создания таких полигонов на юге Тюменской области с возможностью/при условии софинансирования государства, либо в предоставлении преференций для нефтяных компаний, занятых в этом процессе.

В результате, два дня проведенного форума показали, что такой формат мероприятия настраивает на плодотворную работу, а также способствует решению важных вопросов. Начатая в 2010 году традиция проведения Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬ-ГАЗТЭК» будет продолжена и в дальнейшем. 📄



МАЛЫЕ ИНОСТРАНЦЫ В РОССИИ: НОВАЯ ВОЛНА?

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



Помимо крупных транснациональных корпораций, участвующих в масштабных нефтегазовых проектах в России, в сегменте upstream работают, по крайней мере, 15 небольших иностранных компаний. Это новое пришествие иностранцев в Россию, начавшееся с 2004 года и продолжающееся в настоящее время. В качестве механизма вхождения в российский бизнес обычно используется приобретение российских предприятий и/или их активов. По регионам России новые иностранцы распределяются достаточно равномерно, с некоторым преимуществом Томской области и Тимано-Печорской провинции в Коми. Суммарные запасы 15 компаний составляют 450 млн тонн, в 2010 году было добыто 5,7 млн тонн нефти.

Ориентируясь на опыт Североморской провинции, можно ожидать, что старение ресурсной базы в России востребует увеличение роли малых и средних недропользователей в разведке и добыче нефти и приток небольших иностранных компаний будет расти.

Старение ресурсной базы нефтегазовой отрасли становится все более актуальной проблемой для России. Как показывает мировой опыт, на этом этапе резко усиливается роль малых независимых компаний. Обычно при этом ссылаются на США, где, по слухам, нефть добывают чуть ли не ведрами в

собственном дворе. Более свежий пример — Северное море.

Смена поколений

Североморская провинция как будто специально создана в качестве модели жизненного цикла нефтегазоносного региона. Для начала на ней продемонстрирова-

ли, что при наличии благоприятных геологических показателей даже после бурения 200 пустых скважин не следует терять надежду найти нефть. Затем на глазах одного поколения регион прошел весь путь от первого открытия более 40 лет назад до пика добычи в 1999–2000 годах и сползания по кривой вниз последние 10 лет.

Если Северное море рассматривать как полигон отработки механизмов продления жизни увядающего региона, то в первую очередь нужно отметить смену поколений недропользователей. В британском секторе Северного моря этот процесс начался с конца 1990-х. Следует отдать должное правительству, которое быстро уловило тенденцию снижения интереса к региону.

Главным индикатором было сокращение капиталовложений, особенно в поисково-разведочные работы, проявившееся с 1998 года. В 2000 году была создана группа особого назначения Pilot, которая осуществляет связь между правительственными регулирующими органами и инвесторами в вопросах разработки мероприятий по привлечению инвестиций в отрасль.

В качестве ориентира определено поддержание инвестиций в нефтегазовый сектор на уровне не менее 3 млрд фунтов стерлингов в год и добычи не менее 3 млн баррелей н.э. в год. Судя по графикам, представленным в ежегодном отчете Pilot, в части инвестиционной задачи была выполнена: после спада в период 1999–2004 годов начиная с 2005 года объем капиталовложений растет.

Именно на этот период и приходится увеличение доли участия независимых недропользователей. Процесс смены поколений продолжается и сейчас: в конце сентября этого года стало известно, что независимая компания Apache покупает несколько активов ExxonMobil за \$1,75 млрд.

Однако по добыче достичь поставленной цели не удалось: темп снижения оказался более стремительным, чем ожидалось. Тем не менее, нефтегазовый сектор Великобритании сегодня обеспечивает 60% энергетических потребностей страны и остается преимуществен-

Пять независимых компаний в британском секторе Северного моря

	Год вхождения в регион	Добыча нефти в 2010 г., млн т	Доля в суммарной добыче Великобритании
Nexen (Канада)	2004	5,2	8,8%
Talisman (Канада)	до 2000	3,8	6,4%
Apache (США)	2003	4,0	6,8%
Canadian Resources (Канада)	2000	1,6	2,7%
Maersk (Дания)	2005	1,5	2,5%
Всего		16,1	27,3%

ным сектором экономики по объему инвестиций. Более того, серия неожиданных открытий и рост инвестиций как в британском, так и в норвежском секторах Северного моря позволяют некоторым аналитикам говорить, что регион ожидает новый нефтегазовый бум.

Об этом же свидетельствуют два последних тендера, на которые было выставлено примерно по 300 блоков. Основную партию в «ренессансе» Северного моря исполняют независимые компании. Например, на последнем 26-м тендере на морские участки в 2010 году было выдано 144 лицензии на 268 блоков Северного моря.

Из них 21 лицензия была выдана мейджорам (по пять — BP и ConocoPhillips, четыре — Shell, по три — Statoil и Total и одну лицензию ExxonMobil), а остальные 123 отошли независимым компаниям. Всего лицензии получили 83 компании, из них семь пришли в регион впервые.

Для иллюстрации роли независимых компаний в Северном море можно привести еще несколько показателей. Например, два из пяти самых больших по объему добычи месторождений, в том числе

крупнейшее Buzard, осваиваются независимыми компаниями.

Из трех введенных в 2011 году новых месторождений два оперируют канадская Taqa и британская Enquest. Два из шести новых перспективных проектов — Breaugh и Bentley — тоже осваивают независимые компании Sterling Resources и Xcite. Честь открытого в 2010 году комплекса месторождений Catcher, крупнейшего открытия в стране за последнее десятилетие, принадлежит независимым компаниям — Premier Oil и Encore.

То же самое с последовавшим за ним в 2011 году месторождением Cladhan — его открыла компания Sterling. Предыдущим рекордным открытием было месторождение Buzard, ныне дающее максимальную добычу нефти в стране. Оно было открыто в 2001 году канадской компанией EnCana и считалось крупнейшим открытием на Северном море за 25 лет.

Наконец, почти треть всей добычи нефти на Северном море в 2010 году обеспечили пять независимых компаний (см. «Пять независимых компаний в британском секторе Северного моря»).

Все они, кроме Talisman, пришли в регион начиная с 2000 года.

В России

Если Северное море принять за модель, то похожее развитие событий следует ждать и в России: по мере оскудения месторождений крупные компании постепенно перемещаются на более жирные земли, в том числе за рубежом, и на их место приходят средние и малые недропользователи, в том числе иностранные.

Североморская провинция как будто создана в качестве модели: ныне основную партию в «ренессансе» Северного моря исполняют независимые компании

Понятно, что в России, в силу других территориальных и ресурсных масштабов, этот процесс будет не линейным, как на Северном море, а с катами, постепенным, и потому менее заметным.

Почти треть нефти на Северном море в 2010 году обеспечили пять независимых компаний

В определенном смысле процесс уже пошел. Первый сигнал — повышенный интерес российских ВИНК к зарубежным проектам, отчетливо проявившийся в последние три-четыре года. Как минимум 12 российских компаний участвуют в проектах разведки, разработки и добычи нефти и газа во всех регионах мира за исключением Северной Америки.

По мере оскудения месторождений крупные компании постепенно перемещаются на более жирные земли

Лидером по количеству проектов за пределами России всегда был ЛУКОЙЛ. В последние годы не менее активно проявляет интерес к иностранным проектам «Газпром», часто через свое нефтяное подразделение «Газпром нефть». В период 2007–2011 годов в Африке заработали около десяти новых проектов с российским участием, в том числе на

ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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



www.ngv.ru



глубоководном шельфе Гвинейского залива.

В течение последних трех лет «Роснефть», «Газпром нефть» и ТНК-ВР вышли на проекты в регионе Ближнего Востока и в Азии. В 2008 году «Газпром нефть», «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и ТНК-ВР создали консорциум ННК для работы в Венесуэле.

Спектр зарубежного участия российских ВИНК продолжает расширяться в 2011 году (см. «Новые зарубежные проекты российских компаний в 2011 г.»). В июне «Зарубежнефть» подписа-

ла планы в стратегию развития компании до 2020 года.

В дополнение к участию в консорциуме ННК компания ТНК-ВР в 2011 году закрыла сделку по приобретению активов в Венесуэле и подписала соглашения во Вьетнаме и Бразилии. Агентство Reuters цитирует одного из менеджеров ТНК-ВР, сказавшего, что «в среднесрочной перспективе темпы роста добычи нефти останутся стабильными, на 1–2% в год. В основном увеличение произойдет за счет международных проектов... Текущие проекты в Венесуэле и Вьетнаме — наш первый шаг».

Одновременно в России появились новые иностранные компании. Речь пойдет не о Shell, ExxonMobil, BP и прочих мейджорах, которые здесь уже целую вечность и о приключениях которых в России не знает только ленивый, а о небольших иностранных компаниях, независимых от крупных корпораций.

В настоящее время в российском upstream можно насчитать порядка 15 средних и маленьких компаний с действительно иностранным капиталом (без учета псевдоиностранных офшорных компаний с капиталом российского происхождения). В отличие от мейджоров, это «герои областного значения», они редко фигурируют в центральных СМИ и рейтингах аналитиков (до тех пор, пока ими не заинтересуются надзорные ведомства или крупные компании).

Деятельность малых иностранцев находится на периферии внимания федерального руководства, зато они пользуются большой поддержкой регионального начальства — появление иностранных недропользователей поднимает престиж и свидетельствует об инвестиционной привлекательности области.

Интересно, что все 15 компаний, за исключением одной (Cap-Baikal), появились в России недавно, с 2004 года (см. «Малые иностранные компании в России»). Это совпадение позволяет заподозрить начало нового этапа вхождения иностранного малого бизнеса в нефтегазовый сектор России.

Как попали в Россию, где и что делают?

Кроме Imperial Energy, которую в 2009 году купила индийская ONGC Videsh Limited (OVL), остальные 14 малых иностранцев — независимые компании. Большой частью, за исключением американской Hess (бывшая Amerada Hess), канадской Can-Baikal Resources и Alliance Oil Company Ltd (Бермуды), они зарегистрированы в Европе, преимущественно в Великобритании (некоторые на офшорных островах Королевства), а также в Ирландии, Швеции, Нидерландах.

Акции большинства компаний торгуются на альтернативном инвестиционном рынке (AIM) Лондонской фондовой биржи, создан-

Первый сигнал такого перемещения — повышенный интерес российских ВИНК к зарубежным проектам

ла меморандум о взаимопонимании с Ираном, предусматривающий реализацию геологоразведочных проектов в этой стране.

И в России появились новые иностранные компании: можно насчитать порядка 15 средних и маленьких с действительно иностранным капиталом

Глава ЛУКОЙЛа недавно сообщил о возможности вхождения в разведочные проекты в США и Вьетнаме, а глава «Русс-Нефти» отметил, что в настоящее время компания начинает «предметно» заниматься разведкой в Мавритании. ТНК-ВР впервые включила зарубежные

Расширение зарубежного участия российских компаний в 2011 г.

Компания	Страна	Примечания
Газпром	Бангладеш	Завершены переговоры с национальной компанией Petrobangla о совместной разведке четырех месторождений
	Уругвай	Обсуждается возможность участия в поисках и разведке УВ с национальной нефтегазовой компанией ANCAP
ЛУКОЙЛ	Вьетнам	ЛУКОЙЛ купил у частной компании Quad Energy 50% в проекте Hanoi Through
	Румыния	Консорциум в составе «ЛУКОЙЛ Оверсиз» (80%) и Vanco International (20%) в феврале подписал концессионные соглашения на разведку и разработку двух блоков в румынском секторе Черного моря с Национальным агентством по минеральным ресурсам Румынии
ТНК-ВР	Вьетнам	В апреле подписаны соглашения о покупке доли ВР на шельфовом блоке 06.1
	Бразилия	ТНК-ВР подписала с Petra Energia договор о приобретении 45% в проекте в регионе Солимоинс
	Венесуэла	В июне завершена сделка по покупке активов в Венесуэле (16,7% в PetroMonagas, 40% в Petroperija и 26,7% в Boqueron) с суммарной добычей нефти 6,5 млн тонн в год
Зарубежнефть	Иордания	В январе 2011 года между министерствами энергетики России и Иордании подписан протокол о реализации энергетических проектов. Приоритетное направление — нефтеносные сланцы

ном для развивающихся компаний. Акции шведской Petrogrand и зарегистрированной на Бермудах Alliance Oil выставляются на бирже OMX First, North в Стокгольме, американской Hess — на NYSE в Нью-Йорке.

По регионам России компании распределены более-менее равномерно, с некоторым предпочтением Томской области и Тимано-Печорской провинции (Республика Коми), в каждой из которых находятся по пять представителей: Alliance Oil и Vitol присутствуют в обоих районах, Imperial Energy, Petrogrand и PetroNeft — в Томской области, Concorde Oil and Gas, Exillon Energy, Lundin Petroleum — в Коми.

Четыре компании ведут деятельность в Волго-Уральском регионе: Alliance Oil Company, Bayfield Energy (Астраханская область), американская Hess (Самарская область) и Matra Petroleum (Оренбургская область). Канадские компании CanBaikal Resources и Heritage Oil, а также британская Exillon Energy работают в ХМАО.

Три компании являются обладателями экзотических активов: JXX Oil & Gas plc P. в Адыгее, PetroKamchatka на Камчатке, Lundin Petroleum осваивает Лаганский блок на шельфе Каспия.

Из всех возможных способов получения активов в России почти все компании использовали покупку целиком или преимущественной доли российского предприятия (в случае Vitol — действовавшего в России иностранного предприятия Arawak), или, как частный случай, слияние двух компаний.

Например, в результате слияния Alliance Oil Co. с West Siberian Resources (бывшая Vostok Oil) в 2008 году возникла новая компания под тем же названием Alliance Oil Co. Исключение составляет только канадская CanBaikal Resources, образованная в 1996 году несколькими канадскими специалистами. В 1997 году на первом российском тендере для иностранных компаний она выиграла лицензию на разведку и добычу углеводородов на Унтыгейском блоке в ХМАО. Позднее CanBaikal Resources через покупку акций

вошла в состав российской группы Petrotek Holding.

Самый недавний пример — Bayfield Energy. Компания была основана в 2008 году бывшими топ-менеджерами Burren Energy, после приобретения Burren итальянской ENI. Помимо России, основными проектами Bayfield являются блок Galeota в Тринидаде и Тобаго и Pletmos в ЮАР. В России компания появилась в феврале 2011 года после приобретения 74%-ной доли в Астраханской нефтегазовой компании, бывшей дочерней компанией Burren, которой принадлежит 100% в Каралатском блоке в дельте Волги.

За исключением Bayfield Energy, которая только приступает к работам на практически не изученном блоке, все компании имеют оцененные запасы или ресурсы. Суммарные запасы составляют примерно 450 млн тонн, в том числе 2052 млн баррелей (279 млн тонн), оцененных по категории 2P (proved и probable) плюс 171 млн тонн компаний Hess и Petrogrand, оцененных по российской категории C₁+C₂. Помимо этого, в 167 млн тонн определяет геологические ресурсы своих трех блоков компания PetroKamchatka.

Промышленную добычу нефти ведут 10 из 15 компаний. В 2010 году суммарный объем составил порядка 5,8 млн тонн. Из них по 2 млн тонн в год каждая добывают Alliance Oil и Hess.

Не так страшен черт...

Довольно часто можно встретить сообщения об интересе новых компаний к России и расширению зоны присутствия уже работающих стране. Например, недавно стало известно, что PetroKamchatka предполагает купить шесть лицензий в Коми путем обмена акций с зарегистрированной на Кипре Advastor Services Ltd.

К нам спешит и сам Рокфеллер: по сообщению «Ъ», британский частный инвестфонд British Empire Special Situations PLC, финансируемый членом семьи Рокфеллеров Стивеном Кларком Рокфеллером, хочет купить газовые активы АЛРОСА — «Геотрансгаз» и Уренгойскую газовую компанию

и готов заплатить за них \$1 млрд. Фонд уже проводит due diligence предприятий, надеясь завершить сделку до февраля 2012 года.

Суммарные запасы «иностранцев» составляют примерно 450 млн тонн, в том числе 2052 млн барр (279 млн тонн), оцененных по категории 2P (proved и probable)

Другой новый аспект — интерес к газу. Некоторые из малых иностранцев, традиционно занимающиеся добычей нефти, начинают интересоваться газовыми активами в России.

В 2010 году суммарный объем промышленной добычи нефти составил порядка 5,8 млн тонн. Из них по 2 млн тонн в год каждая добывают Alliance Oil и Hess

Так что перспектива просматривается, и список малых иностранцев, скорее всего, будет

Представительство в РФ и СНГ
Кавотэк СИАЙЭС, ООО

CAVOTEC
Inspired Engineering

- Автоматизированные установки слива-налива нефтепродуктов и сжиженного газа, установки тактового налива (On-Spot) — **Cavotec Meyerinck**;
- Комплексные решения по огнезащите технологического оборудования **PROTEGO®**: трубные огнепреградители, дыхательные и вентиляционные клапаны, резервуарное оборудование;
- Системы дистанционного управления **Cavotec Micro-control** во взрывобезопасном исполнении;
- Электрические разъёмы **Cavotec Connectors** для эксплуатации во всех климатических условиях;
- Кабельные и шланговые барабаны, токосъёмники **Cavotec Alfo, Cavotec Specimas**;
- Кабельные цепи **Brevetti Stendalto**;
- Системы автоматической швартовки **Cavotec MoorMaster**.



142703, Московская обл.,
г. Видное, ул. Школьная, д. 84а, оф.206
тел.: +7 (495) 663-91-97, +7 (495) 663-91-99, факс: +7 (495) 663 91 98
e-mail: info.ru@cavotec.com



Малые иностранные компании в России

Компания	Начало работы	Район деятельности	Активы	Запасы	Добыча
1 Alliance Oil Company Ltd (Бермуды)	2005	Томская область; Р. Коми; Волго-Уральский регион	21 м-ние	2P: 622,3 млн барр (85 млн т)	41300 барр/д (2 млн т/г.). План 2011 — 20 млн барр (2,7 млн т)
2 Bayfield Energy (Великобритания)	2011	Астраханская область	Каралатский блок в Северо-Каспийской провинции	нет оценки	нет
3 CanBaikal Resources (Канада)	1997	ХМАО	2 м-ния	2P: 20,8 млн барр (2,8 млн т)	143 тыс. т в 2009 г.
4 Concorde Oil and Gas (Великобритания)	2005	Республика Коми	2 м-ния	2P: 15,6 млн барр (2,1 млн т)	34 тыс. т в 2009 г.
5 Exillon Energy (Великобритания)	2008	Республика Коми; ХМАО	10 м-ний	2P: 239 млн барр (32,5 млн т)	8100 барр/д (400 тыс. т/г) в 2010
6 Heritage Oil (Канада)	2005	ХМАО	Западно-Чумпасское м-ние	2P: 60,6 млн барр (14,5 млн т)	542 барр/д (27 тыс. т/г) в 2010 г.
7 Hess (США)	2005	Волго-Урал	60 м-ний	C ₁ +C ₂ : 86 млн т	2 млн т/г
8 IMPERIAL ENERGY (Великобритания)	2004	Томская область	7 участков	2P: 946 млн барр н.э. 2009 г. (22,6 млн т)	753 тыс. т (2010) 403 тыс. т (I кв 2011)
9 JKC Oil & Gas plc (Великобритания)	2007	Республика Адыгея	Кошехабльское м-ние	267 млрд ф ³ газа (7,7 млрд м ³), 0,3 млн барр нефти	Нет
10 Lundin Petroleum (Швеция)	2004	Республика Коми; Каспий	3 лиценз. участка	16,7 млн барр н.э. (2,3 млн т)	3,6 барр/день (2010)
11 Matra Petroleum (Великобритания)	2007	Оренбургская область	Соколовское м-ние	23,7 млн барр (3,2 млн т)	Нет
12 Petrogrand AB (Швеция) (ранее Malka AB)	2005	Томская область	2 м-ния	85 млн т (C ₃)	Нет
13 PetroKamchatka Plc (Bailliwick of Jersey)	2005	Камчатка	7 лиценз. участков	Геологические ресурсы: 1,2 млрд барр (167 млн т)	Нет
14 PetroNeft Resources (Ирландия)	2005	Томская область	2 лиценз. участка	2P: 97 млн барр (13 млн т)	4000 барр/день (март 2011)
15 Vitol (Arawak) (Нидерланды-Швейцария)	2004	Республика Коми; Томская область	8 м-ний	2P: 10 млн барр н.э. (1,4 млн т)	4023 барр/день/200 тыс. т/г (2010)

расти. В середине 1990-х иностранных компаний в России было в несколько раз больше. Но

Как ни трудно поверить, что в России что-то может меняться к лучшему, но, может быть, это действительно так?

тогда к нам слетались «на новенького», на удачу, с «широко

Можно заподозрить начало нового этапа вхождения иностранного малого бизнеса в нефтегазовый сектор России

закрытыми глазами». Иных уж нет, а те далече... СП рассыпались, других подобрали «стар-

шие», многие из них оказались в «РуссНефти».

Теперь о налоговых, правовых и попросту «понятийных» условиях деловой среды в России широко и подробно известно, так что нынешние иностранцы идут сюда с открытыми глазами. Перефразируя на русский манер слова главы одной из этих компаний, «не так страшен черт (т.е. Россия), как его малюют». Известны и другие высказывания, например, что в некоторых отношениях работать в России становится легче.

Как ни трудно поверить, что в России что-то может меняться к лучшему, но, может быть, это действительно так? В последнее время правительство РФ предложило несколько изменений в налого-

обложении нефтегазового сектора, сформулированных в виде проектов федеральных законов. Одно из них — это представленный правительством в Думу законопроект, который предполагает стимулирование разработки малых месторождений.

Документ предусматривает установление к ставке НДПИ для участков недр с извлекаемыми запасами от 0 до 5 млн тонн нефти расчетного понижающего коэффициента, учитывающего величину извлекаемых запасов участка недр и степень выработанности месторождения. В июне этого года Комитет Госдумы по бюджету и налогам рекомендовал нижней палате парламента принять закон в первом чтении... 

КОРПОРАТИВНЫЕ
СЕТИ СВЯЗИ
И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ



ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ
И КОМПЛЕКСНЫЕ
ТЕЛЕВИЗИОННЫЕ
СИСТЕМЫ



УНИФИЦИРОВАННЫЕ
КОММУНИКАЦИИ И
IP-ТЕЛЕФОНИЯ



ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ



МОНИТОРИНГ
И УПРАВЛЕНИЕ
IT-ИНФРАСТРУКТУРОЙ



ВИДЕОКОНФЕРЕНЦСВЯЗЬ



СИТУАЦИОННЫЕ
ЦЕНТРЫ



СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ И
ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

+7 (495) 725-7660

www.amt.ru

Реклама



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ: УВЕРЕННЫЙ ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ



3 февраля 1966 года приказом Министерства газовой промышленности СССР №145 был создан Тюменский филиал ВНИИГАЗ, который после ряда преобразований обрел самостоятельность и современное имя — ООО «ТюменНИИГипрогаз». О пройденном пути и планах на будущее рассказывает генеральный директор компании Сергей Александрович СКРЫЛЕВ.

ТюменНИИГипрогаз сегодня — это современный научно-проектно-производственный комплекс, который эффективно решает задачи, стоящие перед предприятиями нефтегазовой отрасли в Западной и Восточной Сибири. В 2002 году нашему Обществу был присвоен статус головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западной Сибири. Однако сегодня мы все более активно работаем в восточных регионах — Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия). ТюменНИИГипрогаз является дочерним обществом со 100%-ным участием ОАО «Газпром», но при этом среди наших партнеров достаточно много и независимых недропользователей.

ТюменНИИГипрогаз был создан в период становления Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Медвежье, Уренгой,

Ямбург — наши специалисты принимали участие в изучении и проектировании крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений региона. Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Заполярное (2001 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — все эти месторождения запускались по проектам ТюменНИИГипрогаза. Продукция Экспериментального завода нашего Общества поставляется по всей России, а нанотехнология подготовки воды «Водопад» получила признание на самом высоком уровне.

В основе этого успеха лежит непрерывный поиск. Так, залежи, расположенные ниже сеномана, ставят перед нами целый ряд совершенно новых проблем. Но мы уже доказали на практике, что эти задачи имеют решение. Именно ТюменНИИГипрогаз разработал технологические схемы и проекты, на основе которых началась промышленная разработка газоконденсатных залежей ачимовской толщи на Уренгойском месторождении.

Можно выделить два главных конкурентных преимущества нашей компании. Во-первых, высокое качество проектов, промышленной продукции и предоставляемых услуг. За 45 лет сформировалась настоящая школа — со своими традициями и принципами, накоплен огромный опыт и багаж знаний. Во-вторых, ТюменНИИГи-

прогаз может решать весь комплекс задач: от поиска, оценки и разведки месторождений до проектирования их разработки и обустройства, строительства скважин и изготовления оборудования. Это не только удобно для заказчика, но и позволяет значительно сократить период освоения месторождений. Кроме того, за нашими плечами почти полвека успешной работы, имя и авторитет, завоеванные реальными делами.

Одним из главных достижений этого года стало для нас завершение работ по подготовке уникального проектного документа — «Единой технологической схемы разработки ачимовских отложений Уренгойского месторождения». Достаточно сказать, что общие запасы углеводородного сырья в этом объекте оцениваются почти в 10 млрд тонн условного топлива — к 2020 году здесь будет добываться десятая часть российского газа. Документ согласован на НТС всех трех недропользователей и в государственных органах. Отметив высокий уровень этой работы, заказчики определили ТюменНИИГипрогаз в качестве головной компании по научному сопровождению разработки ачимовских залежей Уренгойского региона.

В дни нашего юбилея я хочу поблагодарить партнеров ТюменНИИГипрогаза — тех, кто был с нами рядом все эти годы. И я уверен, что впереди у нас еще очень много работы. 



Уважаемые работники и ветераны ООО «ТюменНИИгипрогаз»!

Сердечно поздравляю вас с 45-летием со дня основания Общества!

За прошедшие годы оно превратилось в крупнейший научно-исследовательский и проектный центр Западной Сибири. По вашим проектам обустраивались и разрабатывались легендарные месторождения, названия которых узнаваемы и в России, и за рубежом. Вы работали на Медвежьем и Уренгое, Ямбурге и Вынгапуре, Комсомольском и Губкинском.

Специалисты ТюменНИИгипрогаза стояли у истоков наклонно-направленного и кустового бурения в газовой отрасли. По вашим проектам была построена самая мощная в России установка комплексной подготовки газа, ежегодно принимающая 32 млрд кубических метров голубого топлива. Смелые решения проектировщиков ТюменНИИгипрогаза по объединению Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений позволили создать первый в Сибири газодобывающий комплекс.

Сегодня газовики Ямала штурмуют по вашим проектам отложения ачимовской толщи, впереди — освоение юрских и туронских залежей. Вы уже вышли на полуостров Ямал, успешно работаете на Бованенково, Крузенштерновском и Харасавэе.

От ямальского газа во многом зависит настоящее и будущее нашей страны. Уверен, что с вашей помощью мы сможем проложить дорогу к этому стратегическому ресурсу России.

С уважением, Д.Н. Кобылкин,
Губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа

ООО «Газпром добыча Иркутск»



Наше сотрудничество с ООО «ТюменНИИгипрогаз» началось в январе 2003 года.

Общество выполняет для нас мониторинговые исследования по созданию и сопровождению постоянно действующей модели Чиканского ГКМ и подсчет запасов углеводородов; составление рабочей проектной документации на строительство поисковых и разведочных скважин; систематизацию, учет и хранение керна по скважинам Чиканского ГКМ и ряд друг работ.

Мы выбираем ООО «ТюменНИИгипрогаз» в качестве партнера в связи с высоким уровнем и качеством научно-технической продукции Общества, своевременным выполнением работ, мобильностью и коммуникабельностью специалистов, а также географической доступностью института.

В дальнейшем мы планируем совместную работу над новыми проектами, в первую очередь, связанными с разработкой Ковыктинского и Чиканского ГКМ, а также Хандинского лицензионного участка.

В юбилейном году я желаю руководству ООО «ТюменНИИгипрогаз» и всему коллективу Общества дальнейших творческих успехов в благородном деле освоения газовых кладовых Сибири для блага российского народа. Здоровья вам, счастья и благополучия!

Андрей Олегович Татаринов,
генеральный директор ООО «Газпром добыча Иркутск»

ООО «Газпром добыча Надым»



История нашей компании неразрывно связана с историей ООО «ТюменНИИгипрогаз», которое с 1971 года выполняет проектные работы по обустройству и разработке крупнейших месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, проводит геологические исследования, проектирует объекты производственной и социальной инфраструктуры.

Сегодня Экспериментальным заводом Общества осуществляется поставка технологических сепарационных блоков, факельных установок и установок для сжигания промышленных стоков для УКПГ Ныдинского участка Медвежьего НГКМ.

Мы выбираем ООО «ТюменНИИгипрогаз», поскольку Общество уверенно реализует модель комплексного подхода к освоению месторождений и может обеспечить заказчика всеми необходимыми проектами по разработке и обустройству газовых и газоконденсатных месторождений, подготовить проекты на строительство скважин, разработать и изготовить технологическое оборудование в блочном исполнении полной заводской готовности.

Сотрудничество с ООО «ТюменНИИгипрогаз», безусловно, будет продолжаться. В настоящее время Обществом разрабатывается проектно-сметная документация по реконструкции водоочистных сооружений в п. Пангоды. До 2016 года планируется разработка груп-

повых рабочих проектов по строительству и реконструкции эксплуатационных скважин на Бованенковском, Харасавэйском, Юбилейном месторождениях, а также проектирование объектов коммунального хозяйства в п. Пангоды.

В год 45-летия Общества я хочу пожелать тюменским партнерам и дальше принимать активное участие в работе по освоению месторождений полуострова Ямал, сохраняя высокий уровень экономической эффективности научных разработок. Надеюсь, что в ближайшее время количество ваших заказчиков, а также объем и ассортимент продукции Экспериментального завода возрастут, по меньшей мере, в два раза!

Сергей Николаевич Меньшиков,
генеральный директор ООО «Газпром добыча Надым»

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Наше сотрудничество продолжается уже более 30 лет, и все это время ООО «ТюменНИИгипрогаз» является основной проектной организацией для нашей компании.

Благодаря высокому профессионализму специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз» своевременно и с высоким качеством выполнено обустройство Комсомольского, Вынгайхинского и Етыпуровского месторождений, построены и введены в эксплуатацию объекты Вынгапуровского и Западно-Таркосалинского газовых месторождений, а также ряд объектов социальной инфраструктуры.

Мы выбираем ООО «ТюменНИИгипрогаз» в качестве партнера, потому что уверены, что все поставленные задачи будут выполнены на самом высоком уровне, с надлежащим качеством и в срок.

Разумеется, мы планируем и в дальнейшем сотрудничать с ООО «ТюменНИИгипрогаз» как основной проектной организацией. В настоящее время мы вместе работаем над рядом проектов, таких как дообустройство Етыпуровского и нижнемеловых залежей Западно-Таркосалинского ГМ, реконструкция ДКС Комсомольского и Вынгайхинского газовых промыслов, обустройство юрских отложений Западно-Таркосалинского ГМ, создание системы распределенного компримирования на Вынгапуровском ГМ.

От имени коллектива ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и от себя лично сердечно поздравляю весь коллектив ООО «ТюменНИИгипрогаз» с юбилеем! Это отличный повод выразить вам благодарность за многолетнее плодотворное сотрудничество. Желаю вам успехов в вашем очень значимом для нашей страны деле, крепкого здоровья и оптимизма, мира и благополучия. И пусть этот юбилейный год будет не чертой, подводящей итоги, а стартом для новых трудовых свершений!

Константин Владимирович Степовой,
генеральный директор ООО «Газпром добыча Ноябрьск»



ООО «Газпром добыча Уренгой»

ООО «ТюменНИИгипрогаз» занимался Уренгойским месторождением еще на стадии геологоразведочных работ и начала проектирования разработки нижнемеловых залежей. И в том, что сегодня Уренгойское месторождение дает значительную часть добычи российского газа, есть большая заслуга коллектива ООО «ТюменНИИгипрогаз». Поэтому наше сотрудничество ведет отсчет с первых дней существования ООО «Газпром добыча Уренгой».

Одним из последних значимых проектов является «Обустройство второго опытного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ на период опытно-промышленной эксплуатации». Реализуются проекты доразведки месторождений, выполняются проекты на бурение скважин.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» — это сложившийся коллектив высококвалифицированных, опытных специалистов и грамотных руководителей. Предприятие имеет современную технику и оборудование. Мы планируем сотрудничать с ООО «ТюменНИИгипрогаз» еще долгие годы.

За 45 лет коллектив Общества прошел через большие испытания и одержал множество побед. На его плечах лежит большая ответственность, ведь от того, как составлен проект, зависит дальнейшая жизнь месторождения, рациональное использование богатства недр. И он всегда достойно справляется с поставленной задачей. В год 45-летия желаю всем сотрудникам и руководству ООО «ТюменНИИгипрогаз» крепкого здоровья, счастья, удачи, благополучия, творческих успехов и четкой отлаженной работы.

Рим Султанович Сулейманов,
генеральный директор ООО «Газпром добыча Уренгой»



ООО «Газпром добыча Ямбург»



Сотрудничество с ООО «ТюменНИИгипрогаз» началось в 1985 году, когда мы приступили к бурению скважин на Ямбургском месторождении. Для нас это ведущий партнёр в области проектирования разработки сеноманских газовых залежей Заполярного, Тазовского и нижнемеловых отложений Ямбургского месторождений.

В тесном сотрудничестве с нашими специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработало Генеральную схему развития ООО «Газпром добыча Ямбург» на перспективу до 2030 года. Реализация этого документа позволит нам обеспечить добычу углеводородов на уровне 230-250 млрд м³/год. Помимо этого ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполняет ряд работ в области геологии, гидрогеологии, строительства скважин, мониторинга окружающей среды и др. Ежегодно создаются и корректируются проектные документы по разработке газовых залежей. Экспериментальным заводом с 1987 года поставлялись коллекторы «Надым-1» для специальных исследований скважин на вынос жидкости и механических примесей.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» зарекомендовало себя как надежный партнер, имеющий многолетний положительный опыт работы. Все работы выполняются качественно и в срок, предложения партнеров учитываются и оперативно реализуются.

Мы планируем продолжить совместную работу по всем направлениям. В настоящее время ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполняет «Комплексный проект разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения». Продолжится сотрудничество по разработке проектно-строительной документации на строительство скважин. Заключены договоры на корректировку проектов геологоразведочных работ на меловые и юрские отложения в пределах Парусового, Северо-Парусового и Южно-Парусового месторождений с учетом материалов интерпретации данных сейсмо-разведочных работ МОГТ 3D.

Я желаю нашим партнерам сохранить высокий научно-технический потенциал, профессионализм, фирменное качество и оперативность работ, которые в условиях рыночной экономики успешно сочетаются с современным деловым подходом.

Олег Петрович Андреев,
генеральный директор ООО «Газпром добыча Ямбург»

ООО «ТюменНИИгипрогаз»: горизонты партнерства



НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ PCVEXPO НА ТЕРРИТОРИИ ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

В 2010 году Международная выставочная компания MVK вошла в состав Группы компаний ITE, ведущего международного выставочного организатора, образовав тем самым крупнейшую выставочную компанию на российском выставочном рынке. Для совершенствования качества услуг и реализации мировых стандартов в компании MVK разработана долгосрочная программа развития, направленная на повышение эффективности участия в выставках. В рамках программы предусмотрено внедрение новых подходов к организации выставок, увеличение количества посетителей, упрощение процедуры участия для экспонентов, а также консолидация выставок MVK на традиционной для группы ITE площадке — ЦВК «Экспоцентр».

В 2012 году одна из ведущих выставок в портфеле группы компаний ITE — Форум PCVExpo — пройдет на территории ЦВК «Экспоцентр». Выставка запланирована на 23–26 октября 2012 года, павильон №7.

PCVExpo — глобальный форум ведущих производителей и потребителей промышленных насосов, компрессорной техники, пневматики, пневмоинструмента, трубопроводной арматуры, приводов, двигателей и уплотнений — по праву закрепил за собой репутацию «зеркала мирового промышленного рынка». Ежегодно в выставке принимают участие более 300 компаний из 20 стран мира. О мировом авторитете Форума свидетельствует поддержка таких организаций, как Европейский комитет по вопросам арматуростроения (CEIR) и Европейская ассоциация производителей насосов (Eurorump). PCVExpo традиционно поддерживают российские органы государственной власти: Министерство промышленности и торговли, Правительство Москвы.

Перенос Форума на новую площадку в 2012 году откроет новую главу в развитии проекта. ЦВК «Экспоцентр» является самым известным в России и Восточной Европе выставочным комплексом. Ежегодно на территории Экспоцентра проводится более 100 международных выставок и 600 конгрессов, симпозиумов, конференций, которые посещают свыше 2 млн специалистов.

Выставочный комплекс является действующим членом Ассоциации организаторов национальных и коллектив-

ных экспозиций на международных торговых ярмарках и выставках (InterEXPO), Международной ассоциации конгрессов и конференций (ICCA), Международной ассоциации конгрессных центров (AIPC), а также учредителем и членом Российского Союза выставок и ярмарок (РСВЯ).

ЦВК «Экспоцентр» находится в центре Москвы, в непосредственной близости от зданий Правительства России, Правительства Москвы, большинства министерств и ведомств, Центра международной торговли. Перенос PCVExpo в Экспоцентр способствует улучшению коммуникативной составляющей — это возможность провести больше деловых встреч за короткое время командировки, что особенно важно для региональных и зарубежных экспонентов.

Мы попросили представителей компаний, которые уже принимали участие в выставках группы компаний ITE на территории Экспоцентра, в частности в выставке «Нефть и газ», поделиться своим впечатлением о площадке. «Экспоцентр один из немногих выставочных комплексов в России, который входит во Всемирную ассоциацию выставочной индустрии (UFI), что подтверждает высокое качество организации и соответствие проводимых мероприятий мировому уровню», — отмечает Георгий Медовников, начальник отдела маркетинга Торгового дома «Указ». По мнению Марии Давыдовой, менеджера выставочных проектов ОАО «Группа ГМС», «удобство расположения комплекса в центре, а именно возмож-

ность добраться до него и от станции метро «Улица 1905 года» и от открывшейся недавно станции «Выставочная», развитая транспортная инфраструктура, отлаженная система проезда к монтажным воротам, без излишней бюрократии, и отсутствие дополнительных расходов по сравнению с другими выставочными центрами делают эту площадку уникальной».

«Мы постоянно работаем над дальнейшим ростом и расширением выставки PCVExpo. В частности, мы убеждены в том, что перевод Форума на новую площадку позволит участникам продемонстрировать свою продукцию максимальному количеству посетителей, что означает повышение деловой активности и наибольший возврат инвестиций, связанных с участием в выставке», — делится планами Наталья Медведева, директор выставки PCVExpo.

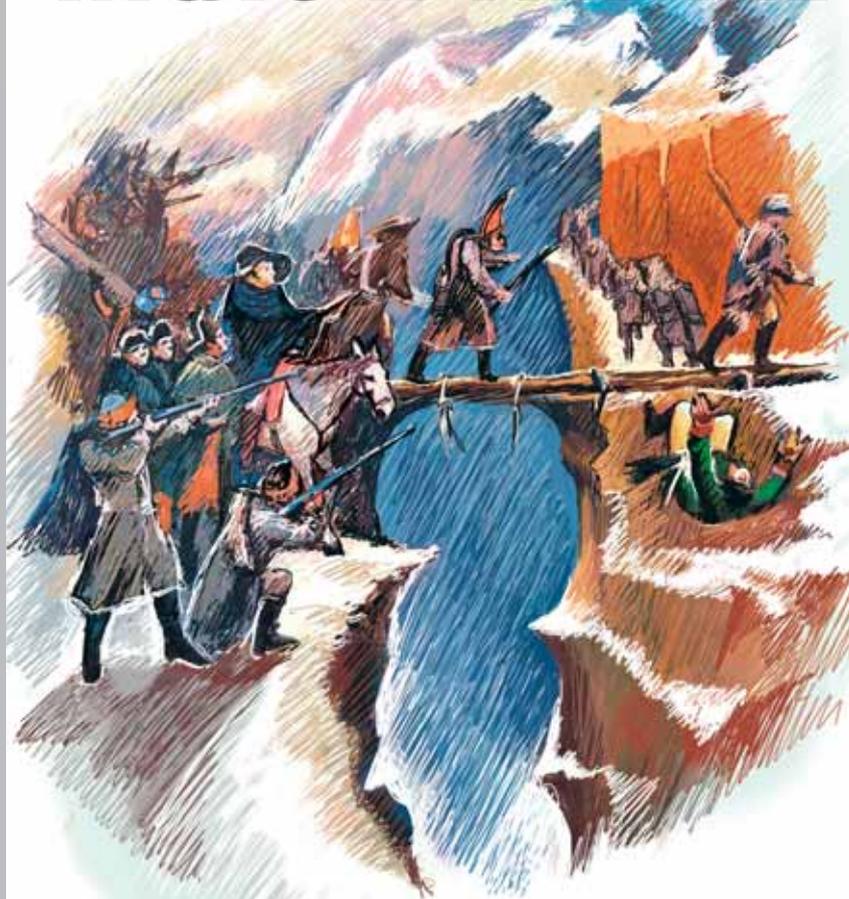
Программа развития выставок MVK также включает:

- Использование новых технологичных сервисов для привлечения посетителей;
- Новый уровень рекламных и PR-кампаний;
- Предоставление полезных сервисов для бизнес-коммуникаций;
- Совершенствование уровня организации выставки (упрощение процедуры въезда/выезда, монтажа/демонтажа и др. технических сервисов) и многое-многое другое.

Данная программа успешно реализуется на выставках MVK в течение всего 2011 года. На всех выставках, которые уже прошли за это время, четко видна тенденция увеличения количества посетителей и повышения уровня сервиса. 

Примите участие в работе главного промышленного события осени — Форума «PCVExpo / Насосы. Компрессоры. Арматура», который состоится 23–26 октября 2012 года в ЦВК «Экспоцентр», павильон №7.

ФСЭГ: ЧИСЛО И УМЕНИЕ



ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ
«Нефтегазовая Вертикаль»

В сентябре текущего года прошла очередная рабочая встреча А.Миллера и генерального секретаря Форума стран-экспортеров газа Л.Бохановского. Обсуждали работу организации, но главное, договорились разработать стратегию ее деятельности на пятилетний период. Впереди ноябрьская Доха, где пройдет саммит ФСЭГ на уровне руководителей стран-членов...

«Газпром», разумеется, стратегическими приоритетами хотел бы считать повышение роли долгосрочных контрактов и контрактных цен на газ, например, за счет привязки их к нефти, равно как и получить какие-то кооперационные инструменты для потенциального противодействия Третьему энергетическому пакету ЕС.

Не факт, что это понравится иным странам-участницам Форума, в число которых к тому же войдут США: предстоящее увеличение численного состава Форума чуть ли не вдвое лидирующие позиции России в организации наверняка дезавуирует. Впрочем, еще и потому, что наша стратегия, основанная на трубопроводной догме, умением гибко реагировать на рыночные изменения не обладает. В Дохе премьеры-президенты, за простою расстав галстуки по карманам, в очередной раз напомнят о том, что никаких личных претензий к России они не имеют, это всего лишь бизнес...

А.Миллер и Л.Бохановский встречались и ранее, но последняя встреча просто протокольной не была. Стратегию ФСЭГ обещают представить к ноябрю текущего года, с тем чтобы, возможно, презентовать ее в Дохе, где пройдет первый саммит стран-членов Форума на уровне уже не министров, но глав государств.

Разрабатывает стратегию специально сформированная для этого группа экспертов. Им есть где развернуться: на долю стран-членов Форума, по состоянию на конец 2010 года, приходилось 72% мировых запасов газа, 64% мировой торговли, включая СПГ, и 43% мировой добычи (см. «Доля стран ФСЭГ...»).

Перед Дохой

Что отразит стратегия, помимо основ, заложенных в сам фундамент Форума (консолидация мирового газового сообщества, координация действий стран-участниц и привлечение инвестиций)?

Пока понятно только одно: согласно информации норвежской медиа-группы NHST (Norges Handels og Sj fartstidende Media Group), повестка дня предстоящего саммита будет содержать три основных вопроса.

Первый — расширение круга участников ФСЭГ как за счет новых членов, так и за счет стран-наблюдателей, что Л.Бохановский определил как одну из основных задач новой стратегии.

Второй — сохранение роли долгосрочных контрактов для укрепления позиций стран-производителей, ориентированных на трубопроводы, при сдерживании развития спот-торговли, которая принципиальна для СПГ-продавцов. Это — с одной стороны. А с другой — будут предприняты усилия по согласованию цен долгосрочных контрактов между странами Форума с привязкой цен газовых контрактов к ценам на нефть.

Цель понятна — повышение контрактных цен. Лидер ФСЭГ уже сказал, что «контрактные цены на газ должны быть значительно больше». Хотя сразу прорисовалось противоречие: если хо-

Доля стран ФСЭГ в мировых запасах, мировой добыче и мировой торговле газом, 2010 г., %*

Страны-члены	Доля в мировых запасах	Доля в мировой добыче	Доля в мировой торговле
Россия	26,7	19,0	23,0
Алжир	2,5	2,7	6,6
Боливия	0,4	0,5	1,3
Венесуэла	2,8	0,9	0,5
Египет	1,2	1,9	1,0
Иран	16,6	4,3	0,5
Катар	14,2	3,6	6,3
Ливия	0,9	0,5	1,1
Нигерия	3,0	0,9	2,3
Тринидад и Тобаго	0,2	1,3	2,0
Экваториальная Гвинея	0,1	0,2	0,6
Страны-наблюдатели			
Казахстан	1,4	1,1	2,0
Нидерланды	0,8	2,6	6,1
Норвегия	1,1	3,3	11,0
Всего	71,9	42,8	64,3

* объем мировых запасов газа — 177982,0 млрд м³, объем мировой добычи газа — 3201,29 млрд м³, объем мировой торговли газом — 2982,0 млрд м³ (данные CEDIGAZ, EIA)

чешь консолидировать позиции, зачем противопоставлять интересы разных производителей, тем более что в числе стран Форума есть те, кто одновременно производят и трубопроводный газ, и СПГ, имея при этом как спот-поставки, так и долгосрочные контракты?

Третья — Третий энергетический пакет ЕС. Как известно, пакет вступил в силу в марте 2011 года. В пике России, прежде всего. По словам Л.Бохановского, ФСЭГ намерен и здесь сказать свое слово, так как «энергопакет не выгоден «Газпрому»».

Главу Форума поддержал и С.Шматко; он «рад, что министры стран Форума поддержали наши предложения о том, что изменения, которые планируются в европейском законодательстве в части либерализации газового рынка в рамках Третьего энергопакета, должны требовать дополнительных консультаций с поставщиками газа в Европу».

Официальная часть повестки дня будет происходить на фоне «неофициальных» изменений на мировых газовых рынках. А их немало.

США, полностью отказавшись от импорта СПГ, перешли к реализации планов по поставкам своего «сланцевого» СПГ в Евро-

пу, изменив прогнозы предложения на европейском рынке. В американском фарватере — самобытная Канада. О «брюсселях и парижках» мечтают арабские производители.

А Катар как основной мировой производитель СПГ уже нашел новых потребителей в Европе, Индии и Китае, составив прямую конкуренцию России и в ЕС, и в АТР. Набирает обороты Австралия. Китай по-прежнему не проявляет горячего желания договариваться с РФ о закупках трубопроводного газа, расширяя его импорт отовсюду, включая страны Средней Азии.

Европа «зеленеет», рассчитывая на бум возобновляемых энергоисточников, и устами Ангелы Меркель не подтверждает существенного прогнозного роста потребления газа на континенте. Канцлер в сентябре этого года фактически повторила недавние прогнозы Е.Оп о том, что к 2020 году рост потребления газа в Евросоюзе составит чуть более 100 млрд м³, из которых менее половины придется на трубопроводный газ, остальное — на СПГ (см. «Nabucco vs Южный поток: не нужны оба», НГВ #11'11).

Горькой пилюлей для России стало «ангельское» заявление о том, что третья ветка СЕГ, о воз-

можном строительстве которой наш премьер заявил в июле этого года, Европе не нужна. Еще горше — масштабная выемка газ-промовской документации: кто знает, что там написано? Газовая война уже со всей Европой? Не потянем...

Саммит ФСЭГ: расширение круга участников ФСЭГ как за счет новых членов, так и за счет стран-наблюдателей

У России — целый ряд довольно серьезных проблем, но насколько их разрешение подвластно Форуму? Его решения обязательной юридической силы не имеют, а в состав входят прямые конкуренты по части экспортных рынков...

Число

Но вот где проблем у Форума не будет точно, так это с численностью.

Саммит ФСЭГ: сохранение роли долгосрочных контрактов, в том числе, за счет возможной привязки цены газа к цене на нефть

Кукушкой в гнезде могут стать США. По данным NHST Media Group, в конце октября 2010 года Департамент энергетики обратился с предложением рассмотреть возможное членство Соединенных Штатов в Форуме. По словам Л.Бохановского, «переговоры ведутся», но детали не разглашаются.

Саммит ФСЭГ: «легитимность» Третьего энергетического пакета ЕС без консультаций со странами-производителями

Вспомним, что изначально идея создания ФСЭГ вызывала резко отрицательную реакцию, как в Штатах, так и в ЕС. Но с переходом США к экспорту СПГ и превращением страны в мирового лидера по разработке и экспорту сланцевого газа позиции изменились. Американцы быстро перешли, что отныне им полезно

понимать и рулить ситуацией с Форумом, так сказать, изнутри.

Одну «стратегическую задачу» ФСЭГ, считай, уже решил: численный состав организации, никого и ни к чему не обязывающей, возрастет

И похоже, что кукушка прокукует именно в Дохе: Форум сам ратует за всемерное расширение своих рядов.

С трубопроводной догмой и долгосрочными контрактами Россию и Алжир дальше собственных границ не пустят

ФСЭГ, по словам Л.Бохановского, инициативно затеял переговоры еще и с Канадой, и с Австралией, хотя эти страны с предложениями о вхождении в организацию не обращались. Не обошел своим вниманием Форум и Малайзию с Индонезией и Брунеем.

Легитимность своего поведения на газовом рынке ЕС доказал обысками и выемками конфиденциальных документов «Газпрома»

Больше того, с апреля 2010 года (10-я министерская встреча ФСЭГ) Форум готов видеть в числе своих членов Казахстан, Туркменистан и Азербайджан. Казахстан уже является наблюдателем, но дальше этого пока не идет.

Чему научит Россию кооперационный вал требований снизить контрактные цены «Газпрома»?

Официальный Ашхабад вообще делает вид, что про Форум никогда не слышал. У лидера страны свой взгляд на газовый мир: «каждая страна-производитель газа имеет право самостоятельно определять цену на него, основываясь на себестоимости добычи». Ему координировать нечего и не с кем.

Напротив, Азербайджан охотно заявил, что «рассмотрит возможность поэтапного вхождения страны в Форум, на первых порах в качестве наблюдателя».

Итак, одну «стратегическую задачу» ФСЭГ, считай, уже решил, не сегодня-завтра численный состав организации, никого и ни к чему не обязывающей, возрастет вдвое.

Куда интереснее вопрос, обернется ли число умением?

Умение

Конечно, нет, воскликнут скептики. Так, по мнению Ровшана Ибрагимова, директора бакинского Центра энергетических исследований, «ФСЭГ является структурой с туманными перспективами и непонятными функциями».

Действительно, тут не один рак, не два лебедя и даже не три щуки... Да и высказывания действительных членов и газовых академиков Форума накануне Дохи оптимистического настроения не создают. У каждого — свой интерес, поди тут, покоординируй.

«Газпром», к примеру, всегда делал ставку именно на долгосрочные контракты, не упуская случая подчеркнуть их достоинства. Ему вторил С.Шматко: «Мы считаем достаточно неконструктивной и недолговечной ситуацию, которая сложилась в конкуренции долгосрочного и спотового рынка газа».

Хочешь не хочешь, и Л.Бохановскому приходится лить воду на эту мельницу: «Ориентация на спот-цены кажется недальновидностью». Правда, ему вторит Шахиб Хелиль, министр энергетики и добывающей промышленности Алжира и лидер ОПЕК в одном флаконе, предлагая сократить спот-поставки газа. Он же советует привязать цены долгосрочных контрактов на газ к мировым ценам на нефть, а не к корзине нефтепродуктов: «когда цена на нефть растет, цены на газ стагнируют».

Россия с такой позицией согласна, многие иные, похоже, нет. Так что, чем больше численность, тем меньше шансов укрепить роль долгосрочных контрактов, не говоря уже о повышении контрактных цен.

В таком стремлении «Газпрома» можно предполагать парадоксальную «лояльность» американцев; им как раз хотелось бы, чтобы Россия настаивала на по-

вышении инвестиционной составляющей контрактной цены: полагается возможность загнать «сланцевый» СПГ в Европу чуть подешевле трубопроводного и получить дополнительную маржу на цене, а это миллиардные в кубках поставки на новый — и не мечтали — европейский рынок.

Вряд ли от Дохи следует ожидать чего-то супернеожиданного: новый состав обойдется меморандумом о намерениях стабилизировать рынки, не более того. Да и стратегия Форума де-факто будет набором страновых, облеченных в дипломатические выражения документов. Всем газовым сестрам должно достаться по серьге.

Вопрос — какую стратегию надо было бы выдерживать России? Ответ в нашем умении, прежде всего, ее выбрать. И если «Газпром» ее уже «трубопроводно» выбрал, то что должна была бы выбрать Россия в национальных интересах?

Как минимум, пересмотреть собственную стратегию (и лучше с участием НОВАТЭКа и ИТЕРЫ, Shell и ExxonMobil), с максимальной выгодой адаптировав ее к данности Третьего энергопакета, к выверенным мировым прогнозам спроса и предложения, где флюгерным трендом выступает СПГ, но не труба...

Пока же свое умение демонстрируют наши газополитические оппоненты. Со всей конфиденциальной, если не сказать больше, информацией «Газпрома» теперь без лени познакомятся европейские комиссары, что-то попадет в Сеть и СМИ, что-то останется для болезненных укоров на встречах без галстуков.

Сдирижированный вал требований снизить контрактные цены нас чему-то научит? Хотелось бы в качестве реакции видеть на практике не только ускоренный переход внутреннего рынка России на равнодоходные с Европой цены, а в теории — не только некие достоинства новомодного «евроазиатского рынка». Куда там: с трубопроводной догмой Россию дальше ее собственных границ не пустят.

Доха покажет, где число и кто умеет... 

«1С-РАРУС» АВТОМАТИЗИРУЕТ УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСАМИ В НЕФТЕСЕРВИСЕ

За пять последних лет компанией «1С-Рарус» были созданы корпоративные системы управления для таких известных компаний, как «СГК-Бурение», «Интегра», «ЛУКОЙЛ-Транс», «Газпромнефть-Нефтесервис». Новой страницей в истории автоматизации нефтесервисных предприятий стал проект в ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».



ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» совместно с компанией «1С-Рарус» реализовала новую стратегию управления финансами.

ТИМОФЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ КОЗЮРА, НАЧАЛЬНИК ФИНАНСОВОГО УПРАВЛЕНИЯ

Для поддержки роста компании нам требовалась учетно-информационная система, позволяющая быстро решать управленческие задачи на основе обработки и систематизации огромного количества учетной информации.

Мы провели анализ предлагаемых на рынке информационных систем и выбрали платформу «1С:Предприятие 8», как наиболее удобную для решения таких задач в сжатые сроки, с богатым и гибким функционалом и относительно невысокой стоимостью владения.

В результате тендера партнером по проекту была выбрана компания «1С-Рарус», имеющая значительный опыт автоматизации территориально распределенных компаний и холдингов.

Руководство ЗАО «ССК» сформулировало ключевые требования к информационной системе:

- Ведение регламентированного учета по РСБУ и НК РФ семи филиалов и одного дочернего общества ЗАО «ССК» в едином информационном пространстве;
- Формирование внешней бухгалтерской и налоговой отчетности по ЗАО «ССК» и дочернему обществу, а также консолидированной отчетности;
- Формирование внешней отчетности по международным стандартам учета;
- Ведение корпоративного управленческого учета;
- Ведение электронного документооборота;
- Интеграция со сторонними информационными системами;
- Сокращение трудозатрат на подготовку всех видов отчетности компании.

Гибкость платформы «1С:Предприятие» и опыт консультантов «1С-Рарус» позволили в кратчайшие сроки создать и запустить корпоративную систему управления финансами.

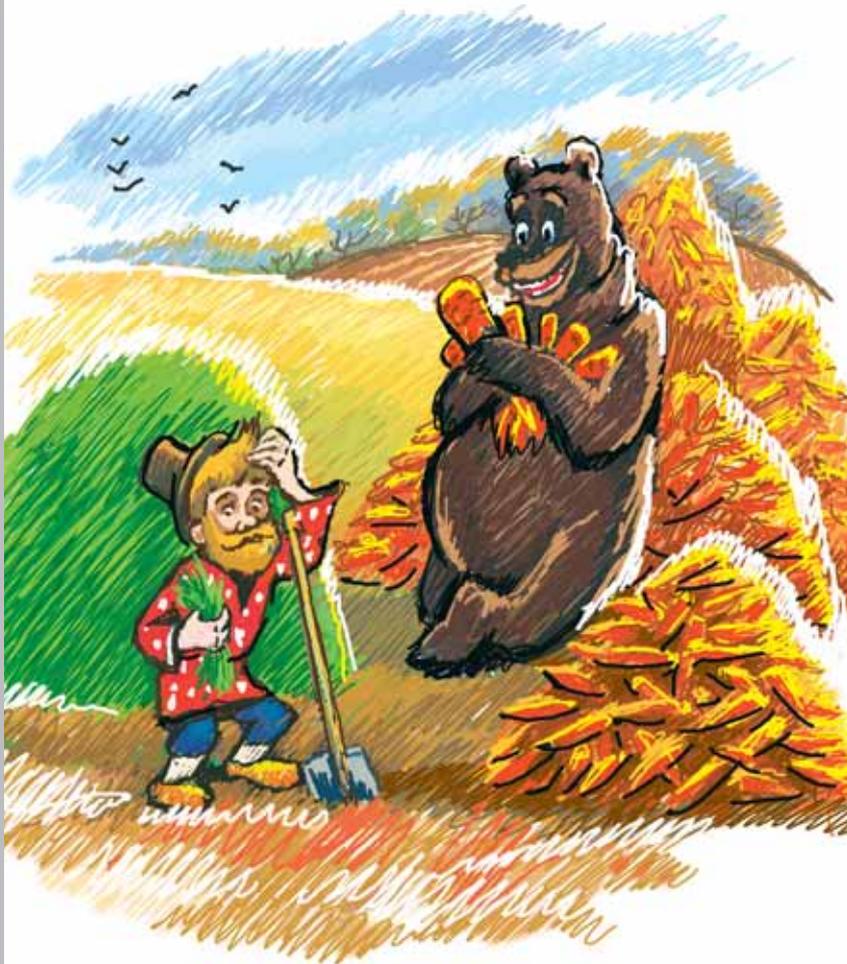
Автоматизация ЗАО «ССК» позволила:

- Топ-менеджменту компании получать достоверную и своевременную информацию о финансовом состоянии холдинга и принимать эффективные управленческие решения;
- Централизованно управлять денежными потоками, в том числе в филиалах и дочернем обществе, благодаря внедрению системы бюджетирования денежных средств;
- Оперативно контролировать и управлять дебиторской и кредиторской задолженностью;
- Унифицировать стандарты ведения бухгалтерского и налогового учета во всех подразделениях холдинга, исключить дублирование информации и повысить ее достоверность;
- Снизить на 20% трудозатраты сотрудников на получение индивидуальной и консолидированной отчетности;
- Формировать за 30 секунд консолидированный баланс всего холдинга;
- Обеспечить безопасность и целостность данных путем создания системы защиты документов по правам доступа. 📄

ИРИНА ИВАНОВНА ОЛОНЦЕВА, ФИНАНСОВЫЙ ДИРЕКТОР ЗАО «ССК»

Благодаря созданию единой информационной системы мы решили важную задачу по централизации регламентированного учета всех филиалов компании и дочернего общества. Теперь мы контролируем и планируем денежные потоки, основываясь на достоверных данных учета хозяйственных операций. Единая информационная система позволила сделать учет более прозрачным и управляемым, что значительно снизило издержки предприятия.

РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ: ЧТО ПОСЕЯЛИ, ТО И ПОЖНЕМ



МИХАИЛ ТУРУКАЛОВ
Независимый эксперт
(специально для «Нефтегазовой Вертикали»)

Текущий год оказался урожайным на топливные кризисы. Судите сами: взлет цен на зимнее дизельное топливо в начале года, дефицит автомобильного бензина весной-летом и, наконец, керосиновый и дизельный кризисы в сентябре. Если бы проблемы не следовали одна за другой с интервалом в несколько месяцев, их следовало бы анализировать отдельно. Это не наш случай.

Российский рынок нефтепродуктов медленно, но верно угасает. Пожалуй, в этом и заключается одна из основных причин всех происходящих топливных кризисов.

Экспортный паритет является одним из главных принципов ценообразования на российском рынке нефтепродуктов. В этой связи повышение внутренних цен вслед за ростом экспортного паритета — абсолютно нормальная рыночная ситуация. Борьба с ней, искусственно сдерживая цены, означает идти против рынка и провоцировать топливные кризисы.

Ограниченное предложение нефтепродуктов на спотовом рынке без сокращения поставок на внутренний рынок — это уже топливный кризис. В такой ситуации продажи нефтепродуктов оптом с НПЗ сокращаются, а оптовые цены растут. Физического дефицита на внутреннем рынке не ощущается: топлива достаточно и на нефтебазах ВИНК, и на за-

Четыре топливных кризиса за год. Это много или мало? И вообще, как такое возможно в крупнейшей нефтедобывающей стране, экспортирующей колоссальные объемы нефти и нефтепродуктов? Вникая в суть происходящего, неизбежно приходишь к выводу, что отраслевые рынки развернули свой бег и теперь «развиваются» в сторону схлопывания.

И поскольку нежелание и неумение эти рынки регулировать властью стали оправдываться «ресурсным проклятием», «проклятому» бизнесу была заказана одна дорога: извлечение максимальной прибыли здесь и сейчас. Проблемы копились незаметно, но итогом, в частности, стал дефицит качественных топлив на внутреннем рынке. Да и откуда им при таком подходе взяться?

Правительство, призывая к отходу от сырьевой экономки, стимулирует экспорт с консолидацией нефтяной отрасли в крупные и конкурентоспособные на мировом рынке компании. Побочным эффектом этого процесса стала олигополия в добыче, переработке и сбыте.

Кроме того, правительство привыкло «вручную» снижать цены на нефтепродукты и решать любые возникающие на рынке проблемы разовыми акциями и бессистемными мерами. В итоге рынок нефтепродуктов умирает. В России уже нет рынка авиакеросина, а в скором времени то же самое может произойти с рынками бензина и дизельного топлива.

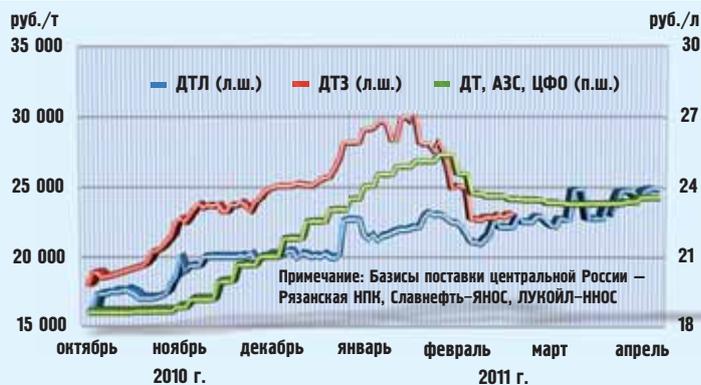
В ситуации, когда власть постоянно вмешивается в ценообразование и не в состоянии дать отрасли прозрачные и прогнозируемые на длительную перспективу правила игры, самым верным для бизнеса решением будет консолидировать как можно больше маржи в сбыте. Для этого ВИНК замкнут собственный сбыт на экспорте, прямых контрактах, мелкооптовой и розничной торговле. Спотовый рынок в этой системе — лишнее звено. Кризис умер, да здравствует кризис...

ДИЗЕЛЬНЫЙ КРИЗИС ЗИМОЙ '2010-2011

Через проблем на российском рынке нефтепродуктов началась с дизельного кризиса в IV квартале 2010 года — январе 2011 года.

В начале октября 2010 года зимний дизель производства НПЗ центральной России продавался на бирже по ценам 18500–19500 руб./т (см. «Биржевые и розничные цены на дизельное топливо»). В начале февраля 2011 года нефтяные компании предлагали это же топливо по 28100–30800 руб./т. Цена зимнего дизеля взлетела почти на 60% по сравнению с началом октября.

Биржевые и розничные цены на дизельное топливо



Источник: СП6МТСБ, Росстат

В начале октября дизельное топливо на заправках Центрального ФО в среднем стоило 19,03 руб./л, а в начале февраля 2011 года — 25,36 руб./л, согласно данным Росстата. За четыре месяца цена выросла на 33%.

В отличие от последующих кризисов, на рынке не было ощутимого физического дефицита топлива. По данным Минэнерго, в IV квартале 2010 года и январе 2011 года на внутренний рынок отгружено 10,9 млн тонн дизельного топлива — это почти на 18% больше по сравнению с IV кварталом 2009 года и январем 2010 года.

Основными причинами дизельного кризиса стали рост мировых цен на нефть и нефтепродукты и связанное с этим увеличение экспортного паритета, а также ограниченное предложение зимнего дизеля на спотовом рынке и биржевых торгах. При этом сбытовые предприятия нефтяных компаний не испытывали трудностей с ресурсом.

Предложение авиакеросина на свободном рынке также было ограничено. По словам участников рынка, купить керосин с целью производства кустарного зимнего дизеля зимой '2010–2011 было гораздо сложнее, чем в предыдущие годы. В результате повысился спрос на заводской зимний дизель, а разница в ценах зимнего и летнего сортов топлива достигла рекордных уровней. Так, 31 января ТНК-ВР предлагала на бирже летнее дизельное топливо по 22500 руб./т, а зимнее — по 31000 руб./т.

Дизельный кризис завершился быстро и решительно. На совещании 9 февраля Владимир Путин подверг критике политику нефтяных компаний на рынке дизельного топлива, и цены сразу пошли вниз. Вот только о последствиях «ручного» регулирования цен тогда никто не подумал.

правках. Для потребителей этот кризис проявляется в значительном росте розничных цен.

Товарный дефицит — это худший сценарий топливного кризиса, так как поставки нефтепродуктов на внутренний рынок не

покрывают спрос. Оптовые продажи топлив с многих НПЗ прекращаются, а спустя несколько недель дефицит распространяется на мелкооптовый и розничный сегменты. Цены взлетают во всех сегментах рынка, на заправках

могут вводиться ограничения по объему отпуска топлива в одни руки, возможна и остановка работы некоторых сетей АЗС.

А теперь вернемся к нашим топливным кризисам.

Спусковой крючок

Триггером для цепочки неприятностей стала напряженность на рынке зимнего дизеля зимой '2010–2011, которая относится к легкой разновидности кризисов. Мировые цены на нефть и дизельное топливо выросли, а АЗС с наступлением холодов перешли на продажу заводского зимнего дизеля. Последний оказался слишком дорогим (как в абсолютном выражении, так и в сравнении с летним дизелем), и в результате розничные цены значительно выросли.

«Мануальная терапия» неэффективна на рынке нефтепродуктов: последствиями таких вмешательств являются новые, более тяжелые топливные кризисы

ФАС еще под Новый 2011 год возмутилась происходящим на рынке безобразиями. В феврале премьер-министр В.Путин взял бразды правления в свои руки, потребовав от нефтяников снизить цены на топливо. Дизельный кризис миновал в одночасье, хотя вмешательство премьера могло и не понадобиться. В феврале спрос на зимние сорта дизельного топлива сокращается, и цены идут вниз безо всякой помощи «сверху».

Постоянным вмешательством в работу рынка нефтепродуктов правительство вынуждает ВИНК искать способы восстановления рентабельности продаж

Нефтяники уронили цены не только на зимнюю солянку: подешевели и бензины, и авиакеросин. Ненадолго. В апреле «прорвало» на рынке автобензина, в августе — на рынке авиакеросина.

В обоих случаях «ручное» сдерживание цен стало одной из основных причин последующих

топливных кризисов. В случае с бензином с середины февраля по апрель экспорт был значительно прибыльнее продажи в России.

Ситуация с авиакеросином имела свои отличия. На рынке авиатоплива мы наблюдали отрыв российских цен от мировых, а позже опосредованное воздействие отраслевого регулирования. Правительство обязало нефтяников сформировать резервы зимнего дизеля, чтобы обеспечить себе рычаги влияния на этот рынок во время думских выборов и президентской предвыборной кампании.

Нефтепродукты будут производиться ВИНК «впритык», то есть, для продажи через собственные сети АЗС, мелким оптом и в рамках прямых контрактов

Однако в правительстве недооценили тот факт, что рост производства зимнего дизельного топлива неминуемо приводит к сокращению выработки авиакеросина. В августе Минэнерго объявило о согласии нефтяников создать резерв зимней солянки к ноябрю, и уже в августе производство керосина снизилось почти на 40 тыс. тонн по сравнению с июлем. Но пассажирские

Рынок сокращается до биржи, а та оказывается «высушенной» по объемам предложения нефтяных компаний

авиаперевозки идут на спад не раньше осени.

Вывод: «мануальная терапия» неэффективна на рынке нефтепродуктов. Пытаясь бороться с топливными кризисами, правительство регулярно прибегает к неоправданно деструктивным мерам. Ближайшими последствиями таких вмешательств в работу рынка являются новые, более тяжелые топливные кризисы. События текущего года полностью это подтверждают.

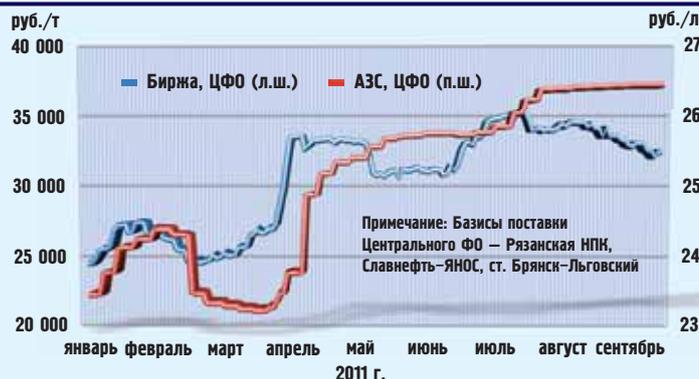
Из стороны в сторону

Настоятельные просьбы снизить цены — это один, но не един-

БЕНЗИНОВЫЙ КРИЗИС ВЕСНОЙ-ЛЕТОМ

Причинами бензинового кризиса являются два фактора: неспособность нефтеперерабатывающей отрасли перейти на производство для внутреннего рынка топлива по нормам Евро-3 и вмешательство в работу рынка нефтепродуктов в начале февраля, когда нефтяников сначала «попросили» снизить цены, а затем запретили их повышать вслед за ростом мировых котировок.

Биржевые и розничные цены на бензин Регуляр-92 в Центральном ФО



Источник: СПбМТСБ, Росстат

Результатом технологической отсталости российской нефтепереработки стал вынужденный экспорт автомобильного бензина. Производители с января по август не могли продавать на внутреннем рынке бензин Евро-2, в результате это топливо отгружалось за рубеж. Крупными экспортёрами автобензина были Куйбышевский НПЗ и Ангарская НХК «Роснефти», КИ-НЕФ, Астраханский ГПЗ, «Газпром нефтехим Салават» и «Орскнефтеоргсинтез». Все названные предприятия испытывали те или иные сложности с переходом на Евро-3.

Экспорт автомобильного бензина



Источник: Минэнерго

«Просьба» В.Путина снизить цены на нефтепродукты, адресованная главам нефтяных компаний в начале февраля, была исполнена незамедлительно. В конце января — начале февраля биржевые цены на бензин Регуляр-92 на базисах Центрального ФО (Рязанская НПК, Славнефть-ЯНОС и ст. Брянск-Льговский) находились на уровне 26900–27700 руб./т, а после февральского совещания они снизились до 25000–25200 руб./т (см. «Биржевые и розничные цены на бензин Регуляр-92 в Центральном ФО»).

ственный подход к «ручному» регулированию рынка нефтепро-

дуктов. Разовые акции и бессистемные метания регуляторов из

VI ежегодный международный конгресс и выставка

Oil TERMINAL 2011

Транспортировка, хранение и перевалка нефти, сжиженных газов и нефтепродуктов
24-25 ноября 2011 Санкт-Петербург

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Серебряные спонсоры:



Бронзовый спонсор:



Официальный спонсор Конференции:



Спонсор коктейльного приема:

✗ Port of Amsterdam



Спонсор Дня Трейдеров:



В ПРОГРАММЕ КОНГРЕССА 2011:

- **Государственное регулирование** рынка сырой нефти, СУГ и нефтепродуктов.
- Влияние мировых событий на перераспределение **экспортных потоков и на загрузку перевалочных мощностей в России.**
- **Качество нефти и нефтепродуктов** на рынках Европы и мира. Конкурентоспособность российских продуктов.
- **Вопросы налогообложения и таможенного оформления** экспорта нефти, СУГ и нефтепродуктов (Законодательство СНГ, Европы).
- **Планы крупных нефтяных компаний** по наращиванию добычи, переработки и транспортировки энергоресурсов. Выходы на новые рынки.
- Практического опыта **управления и эксплуатации терминалов.** Морской фрахт.
- **Строительство и расширение** портов, терминалов, наземной инфраструктуры вокруг данных объектов (трубопровод, ж/д подъезды) по направлениям: Северо-Запад, Дальний Восток, Северный морской путь, Азово-Черноморское побережье, Каспий и др.

23 НОЯБРЯ 2011 – СОСТОИТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ В «СПЕЦНЕФТЕПОРТ ПРИМОРСК»

26 НОЯБРЯ 2011 – СОСТОИТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ В «ПЕТЕРБУРГСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ»

300+ делегатов

50+ спикеров

35+ экспонентов Выставки «Нефтебазы и нефтяные терминалы»

12+ спонсоров

ГЕОГРАФИЯ УЧАСТНИКОВ:
Участники из 24 стран мира

СРЕДИ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИКОВ 2010 ГОДА ПРЕДСТАВИТЕЛИ:

52 нефтетрейдерских компаний

37 нефтеналивных терминалов

15 портов России и Европы

12 НПЗ и нефтебаз

11 федеральных органов власти

9 транспортных компаний

www.oilterminal.org

VOSTOCK CAPITAL

тел. в Москве: +7495 5437919
тел. в Лондоне: +44 2073943090
fax: +44 2072311600

e-mail: info@vostockcapital.com
www.oilterminal.org
www.vostockcapital.com

стороны в сторону являются еще более серьезной проблемой.

В случае с бензином разовой акцией можно считать введение заградительных экспортных пошлин на автобензин и нефть. Принятие поправок к топливному техрегламенту — это уход в сторону от ранее утвержденной госполитики в области экологии. Вероятный дизельный кризис зимой '2011–2012 пытаются предотвратить заблаговременным резервированием зимней солянки — вот еще одна разовая акция.

Последствия разовых акций и бессистемных шагов делятся на плохие и катастрофические. К первой группе относятся неожиданные ухудшения условий работы участников рынка нефтепродуктов, а также различные кризисные явления на рынке.

Следует ожидать и сокращения рядов независимых трейдеров: с рынка могут уйти региональные торговые компании

Катастрофические последствия заключаются в том, что правительство начинает пасовать перед нефтяными компаниями по принципиальным вопросам. Уже сточение требований к качеству реализуемых на внутреннем рынке нефтепродуктов откладывалось уже дважды.

Вряд ли сейчас стоит уповать на новую налоговую систему и соглашения об обязательной модернизации НПЗ. Прецедент гарантированного получения отсрочки к техрегламенту создан, и истребовать их в третий раз будет намного легче.

Второй пример из области биржевой торговли. В каждом топливном кризисе мы наблюдаем серьезное сокращение предложения и продаж нефтепродуктов на биржевых торгах и рост реализации адресными сделками.

По словам представителей нефтяных компаний, продажи приходится сокращать из-за необходимости гарантированного снабжения нефтепродуктами потребителей. И не важно, что раньше власть требовала продажи на биржевых торгах 10% по-

В начале февраля Регуляр-92 на заправках Центрального ФО стоил 24,46 руб./л, а с третьей декады февраля по первую декаду апреля цена составляла 23,37–23,60 руб./л, согласно данным Росстата.

Несколько месяцев поддерживалась нехарактерная для российского рынка ситуация, когда экспорт автобензина был прибыльнее его реализации внутри страны. По расчетам Минэнерго, 30 марта экспорт бензина Регуляр-92 принес бы производителям на 3533 руб./т больше по сравнению с продажей на рынке России, а 30 апреля — на 2753 руб./т больше.

Вместе с ценами нефтяные компании снизили объемы продаж автобензина на внутреннем рынке. По данным Минэнерго, в феврале-апреле 2010 года отгрузки автобензина на внутренний рынок составили 7,64 млн тонн, а за аналогичный период 2011 года лишь 6,66 млн тонн, или почти на 13% меньше.

Объем экспорта автобензина за февраль-апрель 2010 года составил 0,82 млн тонн, а за аналогичный период текущего года 1,8 млн тонн (см. «Экспорт автомобильного бензина»). Экспорт автобензина взлетел примерно в 2,2 раза в годовом выражении.

Жесточайший товарный дефицит вызвал «первую волну» бензинового кризиса. В конце марта — начале апреля Регуляр-92 торговался на СП6МТСБ на уровне 27000–27200 руб./т, а к концу апреля цены сделок превысили 33500 руб./т.

Первыми пострадали владельцы независимых заправок. Им пришлось закупать дорогой бензин с НПЗ или мелким оптом, а искусственное сдерживание розничных цен вывело их бизнес за рамки рентабельности.

Нефтяным компаниям поначалу было проще исполнять негласное требование правительства о поддержании низких розничных цен, но во второй половине апреля начались проблемы и у ВИНК. Их собственные сбыты, не всегда полностью обеспеченные топливом, попросту не справились с наплывом спроса на высокооктановый бензин. В начале апреля нефтяные компании ограничили оптовую реализацию бензинов, а затем в ряде регионов бензин де-факто исчез из мелкооптовой продажи.

В конце апреля бензиновый кризис докатился до розницы. Примерно в двух десятках регионов был зафиксирован взлет цен на заправках либо ввод ограничений по объему отпуска топлива. Согласно данным Росстата, 25 апреля Регуляр-92 на заправках ЦФО стоил 23,88 руб./л, а 3 мая — 24,92 руб./л, что соответствует росту цены на 4,4% за неделю. Розничные цены стабилизировались только в середине июня на уровне 25,70–25,75 руб./л.

В конце апреля правительство предприняло ряд экстренных мер по стабилизации рынка автобензина: введение заградительных экспортных пошлин, договоренность с нефтяниками об увеличении отгрузок топлива на внутренний рынок и разрешение повысить розничные цены.

Согласно данным Минэнерго, в мае-июле текущего года на внутренний рынок отгружено 8,71 млн тонн автомобильного бензина, что на 5,6% превышает отгрузки за аналогичный период прошлого года.

Спотовый рынок не увидел эти объемы. В мае-августе на СП6МТСБ в среднем за месяц реализовывалось порядка 225 тыс. тонн автобензина. Это существенно меньше продаж в марте и апреле. Кроме того, с мая крупные объемы бензина реализуются «адресными» сделками.

Результатом ограниченного предложения стал новый рост цен. В конце июля — начале августа биржевая цена бензина Регуляр-92 превышала 35000 руб./т. Повышение розничных цен не заставило себя ждать. Регуляр-92 начал дорожать на заправках ЦФО в двадцатых числах июля, а стабилизировались цены с середины августа на уровне 26,35–26,40 руб./л.

К концу сентября биржевые цены на бензин понизились до 32000–32500 руб./т на фоне возврата на внутренний рынок топлива Евро-2 и сезонного снижения спроса. Однако поводов к снижению розничных цен нет: как ожидается, с 2012 года акцизы на бензины вырастут примерно на 1700 руб./т. Это может привести к повышению оптовой цены где-то на 2000 руб./т с учетом начисления 18% НДС. Да и потребление высокооктанового бензина растет опережающими темпами по сравнению с производством.

ставляемых на внутренний рынок нефтепродуктов, а сейчас планка

повышена до 15% объема производства.



Конференция «Применение решений SAP в компаниях нефтегазового сектора», приуроченная к 10-летию системы SAP в ТАТНЕФТИ



ОАО «Татнефть» и компания SAP приглашают нефтегазовое сообщество принять участие в конференции «Применение решений SAP в компаниях нефтегазового сектора», приуроченной к 10-летию системы SAP в ТАТНЕФТИ.

Мероприятие состоится 17 ноября, по адресу: г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75, административное здание ОАО «Татнефть».

В рамках конференции будут работать дискуссионные секции по следующим темам:

- управление инвестициями;
- управление основными данными;
- современные тенденции в управлении персоналом;
- организация поддержки SAP и управление изменениями.

Регистрация заявок на участие завершается 10 ноября.

Количество мест ограничено. Программа мероприятия и регистрация доступны по адресу:

<http://sap-events.ru/oil/bs>.



The Best-Run Businesses Run SAP™

Ближайшие последствия

В топливные кризисы ситуация на биржевом рынке усугубляется дефицитом. Заводы, с которых реально что-либо купить, можно пересчитать по пальцам одной руки. Рынок сокращается до биржи, а та оказывается «высушенной» по объемам предложения. Оптовым трейдерам нечем торговать, а независимые сети АЗС испытывают серьезные трудности с закупкой ресурсов и рентабельностью бизнеса.

Победителями из большинства топливных кризисов выходят крупные нефтяные компании, чему есть объективные причины. Вертикальная интеграция бизнеса позволяет компенсировать негативное влияние искусственного сдерживания розничных цен.

Российский рынок нефтепродуктов медленно, но верно угасает. Пожалуй, в этом и заключается одна из основных причин всех происходящих топливных кризисов

Бензиновый кризис 2011 года поможет ВИНК увеличить численность собственных сетей АЗС, причем «за недорого». С лета СМИ пестрят заголовками о росте числа выставленных на продажу сетей заправок и снижении цен на такие активы.

К аналогичным последствиям может привести осенний дизельный кризис. Следует ожидать и сокращения рядов независимых трейдеров: с рынка могут уйти региональные торговые компании, которые ранее работали в основном с «трубным» дизелем. Их уход позволит нефтяным компаниям получить еще часть оптовой маржи.

Не исключено, что и на рынке авиакеросина изменится расстановка сил. Высшие чиновники снова заговорили о монополизме топливозаправочных компаний в аэропортах и необходимости строительства альтернативных ТЗК. Неаффилированным с нефтяными компаниями ТЗК нужно быть начеку, ведь именно производители топлив в конеч-

КЕРОСИНОВЫЙ КРИЗИС В АВГУСТЕ-СЕНТЯБРЕ

Кризис на рынке авиакеросина разразился в конце августа. 2 сентября Росавиация распространила сообщение, что двумя днями ранее топливозаправочные компании московских аэропортов уведомили ведомство о наличии запасов авиатоплива менее чем на трое суток. Екатеринбургский аэропорт Кольцово zakonтрактовал на сентябрь лишь 6 тыс. тонн авиакеросина из необходимого 14 тыс. тонн, а поставка остального объема не была подтверждена.

Экспорт авиакеросина



Источник: Объемы экспорта — ИГ «Петромаркет», цены — Минэнерго США

Росавиация объяснила проблемы «сокращением производства авиационного керосина, а также возможным отвлечением его объемов на производство зимнего дизельного топлива». По данным Минэнерго, производство топлива в августе снизилось почти на 40 тыс. тонн по сравнению с июлем и составило 911,3 тыс. тонн. Спрос на авиакеросин максимален в летние месяцы, поэтому снижение производства в августе является преждевременным.

Реализация авиакеросина на СПбМТСБ



Источник: СПбМТСБ, «оценки Нефтегазовой Вертикали»

Представитель Минэнерго ранее заявлял, что нефтяные компании обязались зарезервировать к ноябрю 515 тыс. тонн зимнего дизельного топлива самостоятельно и на базе «Роснефтегаза». Зимний дизель характеризуется повышенным содержанием керосиновых фракций, и их отвлечение на производство ДТЗ могло привести к снижению выработки авиатоплива уже в августе.

С сентября включился еще один фактор — сезонные профилактические ремонты на НПЗ в Перми, Сызрани, Нижнекамске и Рязани, которые могут привести к сокращению производства авиакеросина.

ном итоге усилят свои позиции на «розничном» рынке авиакеросина.

Консолидация рынка нефтепродуктов ожидается по всем

фронтам. Возможно, ФАС в очередной раз оштрафует нефтяные компании, но не беда. Будущая прибыль многократно окупит эти издержки.

Среди прочих причин кризиса озвучивались увеличение закупок авиакеросина Министерством обороны и временные перебои в железнодорожных поставках топлива с Ярославского НПЗ в аэропорт Шереметьево.

Цена авиакеросина на МАУ



Источник: СПБМТСБ

По данным ИГ «Петромаркет», внутреннее потребление авиакеросина в январе-июле 2011 года увеличилось на 10,1% в годовом выражении. Авиаперевозки пассажиров за тот же период выросли на 11,7%, согласно данным Росавиации. Динамика пассажирских авиаперевозок и потребления авиакеросина сопоставима, следовательно, рынок в январе-июле был относительно сбалансированным.

За 7 месяцев 2011 года экспорт авиакеросина сократился на 35,5% и составил 486 тыс. тонн (см. «Экспорт авиакеросина»). При этом в январе-марте 2011 года за рубеж отгружались минимальные объемы авиатоплива, в апреле экспорт вырос и сохранялся на высоком уровне в мае-июле. Сезонное увеличение спроса на авиакеросин со стороны внутреннего рынка происходило на фоне повышенных объемов экспорта топлива.

Причина снова в февральском вмешательстве премьер-министра в работу рынка нефтепродуктов. В течение первой половины февраля сделки с авиакеросином на СПБМТСБ на базисах МАУ заключались по ценам 24300–24400 руб./т, а в апреле средняя цена топлива составила 24140 руб./т. Ситуация на мировом рынке отличалась: средняя цена авиакеросина в Северо-Западной Европе за первую половину февраля составила \$941/т, а за апрель — \$1115/т.

Предложение авиакеросина на спотовом рынке в августе-сентябре резко сократилось (см. «Реализация авиакеросина на СПБМТСБ»). В августе продажи авиакеросина на бирже СПБМТСБ упали на 32,4% по сравнению с июлем и составили 141,1 тыс. тонн, а в сентябре реализовано лишь 130,16 тыс. тонн топлива. Кроме того, в августе и сентябре крупные объемы авиакеросина проданы адресными сделками.

Дефицит топлива привел к взлету биржевых цен (см. «Цена авиакеросина на МАУ»). С января по июль 2011 года авиакеросин на базисах МАУ реализовывался по ценам 23300–25800 руб./т, а средняя цена за этот период составила 24300 руб./т. В течение второй декады августа цена авиакеросина на базисах МАУ составляла 26000–27300 руб./т, а в конце сентября сделки заключены по 31390–33700 руб./т.

30 сентября участник торгов на СПБМТСБ безуспешно пытался купить 2,4 тыс. тонн авиакеросина с поставкой в аэропорты МАУ по цене 33700 руб./т. Сделок не было из-за отсутствия предложений.

Долгосрочные последствия

Какими могут стать долгосрочные последствия топлив-

ных кризисов, а также применения привычных для нашего правительства методов борьбы с ними? Отвечая на этот вопрос, нет никакого смысла гадать. До-

статочно посмотреть на российский рынок авиакеросина, который перестал быть рынком в общепринятом понимании этого слова.

Авиакеросин первым попал под пристальное внимание ФАС. Все мы помним разнос, который устроил В.Путин нефтяникам за цены на авиакеросин летом 2008 года, но тогда большую часть ответственности удалось свалить на монополизм ТЭК. Происходящее с авиакеросином сейчас — это результат непрофессионального вмешательства антимонопольного ведомства и правительства в работу рынка.

Недалек тот день, когда основным принципом ценообразования станет импортный паритет, а он по определению выше экспортного...

После совещания у В.Путина летом 2008 года авиакеросин мгновенно подешевел на спотовом рынке и на условиях заправки «в крыло». А постоянное внимание ФАС к рынку авиатоплива заставляло нефтяные компании десять раз подумать, прежде чем повышать цены. На рынке произошло еще одно изменение: с 2008 года значительно расширили свой бизнес «дочки» ВИНК, занимающиеся реализацией авиакеросина.

По данным участников рынка, «ЛУКОЙЛ-Аэро» в 2010 году продал весь авиакеросин, поставленный на внутренний рынок с корпоративных НПЗ. «Газпром-нефть-Аэро» и «РН-Аэро» продают свыше 90% топлива, поставляемого на российский рынок с заводов материнских компаний, говорят трейдеры. Сбытовая политика «керосиновых дочек» направлена на увеличение реализации топлива авиакомпаниям и минимизацию продаж на спотовом рынке.

«Рынок авиакеросина сузился. Все продажи авиакомпаниям ведут «дочки» ВИНКов, а трейдерам почти ничего не остается. Объемы могут выделить только для лакокрасочной промышленности, и то по «бочке» в месяц», — сетует представитель торговой компании.

Консолидацию рынка авиакеросина можно расценивать как

ответную реакцию отрасли на зарегулированность. Если внимание регуляторов к рынку авиакеросина настолько велико, что от этого страдает эффективность продаж, производители стремятся восстановить ее всеми силами. Этого можно достичь, производя авиакеросина ровно столько, сколько требуется на самые эффективные каналы реализации.

Авиакеросин нужно производить для коммерческого рынка и для федеральных структур. Еще какой-то минимум топлива следует производить для экспортных поставок, это должно обеспечить внутреннему рынку некий запас стабильности.

Производить авиакеросин для продажи на свободном рынке противопоказано: зимой это топливо, скорее всего, уйдет не в адрес авиации, а на смешение с летним дизельным топливом. Нефтяные компании не заинтересованы в ценовой конкуренции между заводским и кустарным зимним дизелем.

Ставки слишком высоки: в России ежегодно потребляется свыше 32 млн тонн дизельного топлива и чуть более 8 млн тонн авиакеросина. Нельзя допускать возможности ухудшения конъюнктуры рынка зимнего дизтоплива, емкость которого существенно превышает емкость рынка авиакеросина.

В этом направлении и развивался рынок авиакеросина в последние годы. По данным Минэнерго, в 2010 году 86% произведенного авиатоплива отгружено на внутренний рынок — это максимальная доля внутреннего рынка в отгрузках за пятилетку с 2006-го по 2010 год. В январе-июле 2011 года на внутренний рынок отгружено 91% произведенного авиакеросина. Баланс спроса и предложения стал ювелирно выверенным.

Или другой пример. В 2006 году произведено 9,1 млн тонн авиакеросина и примерно столько же топлива в 2010 году, свидетельствуют данные Минэнерго. Пассажирские авиаперевозки составили 39,5 млн человек в 2006 году и 56,9 млн человек в 2010 году, что соответствует росту почти в полтора раза.

ДИЗЕЛЬНЫЙ КРИЗИС В СЕНТЯБРЕ

В конце августа летнее дизельное топливо продавалось на СПбМТСБ по ценам 23000–23500 руб./т, а месяц спустя — не дешевле 26200–26400 руб./т (базисы в европейской части России). За месяц топливо подорожало примерно на 14%. Возможно, сейчас мы наблюдаем начало еще одного топливного кризиса.

В сентябре «Транснефть» прекратила поставки на внутренний рынок «трубного» дизеля с содержанием серы 0,1%. В прошлом году поставки «трубного» топлива российским потребителям составили порядка 5,4 млн тонн, или около 17% внутреннего потребления, по данным трейдеров. Отток дизельного топлива с внутреннего рынка из-за прекращения поставок «трубного» дизеля составляет примерно 450 тыс. тонн в месяц.

«Трубным» дизелем снабжались Тамбовская, Белгородская и Воронежская области с ЛПДС Никольское, Лиски, Стальной Конь и Становая, пишет в обзоре рынка Виктор Костюков из компании «Алгоритм. Топливный интегратор». Именно в этих регионах цена дизельного топлива выросла до 28000 руб./т. По мнению эксперта, это не предел и цены могут приблизиться к 30000 руб./т.

Вторая проблема заключается в недостаточных объемах производства низкосернистых марок дизельного топлива (то есть, с содержанием серы 0,05% и ниже). Согласно данным Минэнерго и оценкам участников рынка, в 2010 году в России произведено примерно 28 млн тонн низкосернистого дизельного топлива, а внутреннее потребление всех марок дизтоплива составило около 32 млн тонн. По прошлому году разрыв получается на уровне 4 млн тонн.

Участники рынка не видят особых проблем со стороны производства. «Перейти на производство дизельного топлива с содержанием серы 500 ppm несложно, но есть два нюанса. Во-первых, «Транснефть» должна подогреть систему нефтепродуктопроводов к транспортировке низкосернистого топлива без потери качества. Во-вторых, если порядка 80% сдаваемого в трубу дизеля прокачивается на экспорт, то зарубежные потребители должны быть готовы к закупке продукции более высокого качества. Российских производителей интересует, какую «премию» согласятся платить зарубежные покупатели газойля с серой до 500 ppm», — рассуждает трейдер.

Большинство участников рынка склоняются к мнению, что нынешний дизельный кризис в большей степени обусловлен логистикой, нежели состоянием НПЗ. Технический регламент ужесточили, но оказалось, что прокачивать низкосернистое топливо на внутренний рынок не получается. Нерасторопность нефтяных компаний и «Транснефти» и отсутствие контроля со стороны заинтересованных министерств вылились в дефицит летнего дизеля и рост цен.

Трейдеры полагают, что взлет цен на дизельное топливо отчасти является попыткой производителей вернуть на внутренний рынок «трубный» дизель с содержанием серы до 1000 ppm, как это удалось с бензином Евро-2. «Ни при каких обстоятельствах правительству не следует идти на уступки. Конечно, рынок заплатит повышенной ценой за нынешний дефицит, и уже платит. С другой стороны, на российских НПЗ достаточно мощностей, чтобы обеспечить внутренний рынок дизельным топливом с серой до 500 ppm и заполнить экспортную трубу», — говорит В.Костюков.

Оценивая опасность этого дизельного кризиса, следует учитывать взаимосвязь цен на разные сорта топлива. Взлет цен на летний дизель толкает вверх цены на ДЗп. Так, 30 сентября ДЗп производства Рязанской НПК и ЯНОСа продано на СПбМТСБ по 27600–28000 руб./т, Нижегородского НПЗ — по 28200–28500 руб./т. С наступлением холодов такую же поддержку получают цены на зимнее дизельное топливо.

Вывод: постоянным вмешательством в работу рынка нефтепродуктов правительство вынуж-

дает нефтяные компании искать способы восстановления рентабельности продаж. На рынке

авиакеросина уже достигнут необходимый баланс производства и поставок.

В ближайшее время мы увидим выход на аналогичный баланс по автомобильному бензину и зимнему дизельному топливу. Эти продукты будут производиться «впритык», то есть, для продажи через собственные сети АЗС, мелким оптом и в рамках прямых контрактов. Конъюнктура рынка летнего дизеля, по всей видимости, будет «регуливаться» экспортом и требованием техрегламента продавать в России исключительно низкосернистые сорта топлива.

Споты рынок получит лишь минимальные объемы топлив. Производителям же удастся восстановить рентабельность в сегменте «Переработка и сбыт» за счет роста объемов розничных и мелкооптовых продаж и скупки привлекаемых бытовых активов.

Может ли быть иначе?

Нет, с вероятностью 99,9%. В нашей стране уже длительное время поддерживается укрупнение бизнеса в нефтянке и создание конкурентоспособных на мировом рынке компаний. Вертикальная интеграция бизнеса и олигополия в добыче, переработке и сбыте являются неминуемыми спутниками процесса выращивания Russian Oil Majors. Можно сглаживать последствия этого процесса, но любые разговоры о создании конкурентного рынка при такой структуре отрасли — это лукавство.

К сожалению, наши регуляторы не занимаются даже сглаживанием негативных последствий на рынке. Их действия направлены на трансформацию рынка в его подобие с обязательным элементом бюрократизированности в виде «телефонного права». Спорить бессмысленно: сколько

раз за последние годы цены «просили» снизить и не повышать, причем эти «просьбы!» неукоснительно выполнялись! Дальнейшие сценарии развития событий и последствия изложены выше.

Пожалуй, самое опасное в нашей ситуации — это более высокие темпы роста спроса на качественные моторные топлива в сравнении с динамикой их производства на российских НПЗ. Еще немного, и импорт высокооктанового бензина и авиакеросина окажется значительным. Спрос на топлива будут поддерживать экономический рост в России и заниженные внутренние цены, однако процесс модернизации НПЗ будет заблокирован «ручным» регулированием цен. Если этот сценарий реализуется, то недалек тот день, когда основным принципом ценообразования станет импортный паритет, а он по определению выше экспортного. 



AHConferences
www.ahconferences.com

III КОНФЕРЕНЦИЯ IT В ТЭК

19 октября 2011,
Москва,
отель «Марриотт
Тверская»

СЕРЕБРЯНЫЕ
СПОНСОРЫ:



Информзащита
Системный интегратор



КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА:

- Тенденции и перспективы информатизации российского сектора ТЭК
- **NEW!** Интеграция технологических систем и бизнес-приложений в условиях консолидации энергокомпаний
- Системы учета электроэнергии: новые потребности на быстроменяющемся рынке
- **NEW!** Роль IT при переходе к использованию альтернативной энергетики
- Динамика рынка IT в энергетике
- Стандартизация IT-решений для российской энергетики

- **NEW!** Концепция создания государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК)
- Оценка эффективности IT-проектов в нефтегазовом и энергетическом секторе (опыт практиков)
- **NEW!** Системы обеспечения безопасности на предприятиях ТЭК
- **ФОКУС-ТЕМА:** Инновационные IT-проекты в российской энергетике: элементы Smart Grid – уже сегодня (на основе опыта IT-практиков)
- **НОВОЕ В ФОРМАТЕ КОНФЕРЕНЦИИ!** Панельная дискуссия «Перспективы построения концепции Smart Grid в российских реалиях»

Информационные
партнеры:

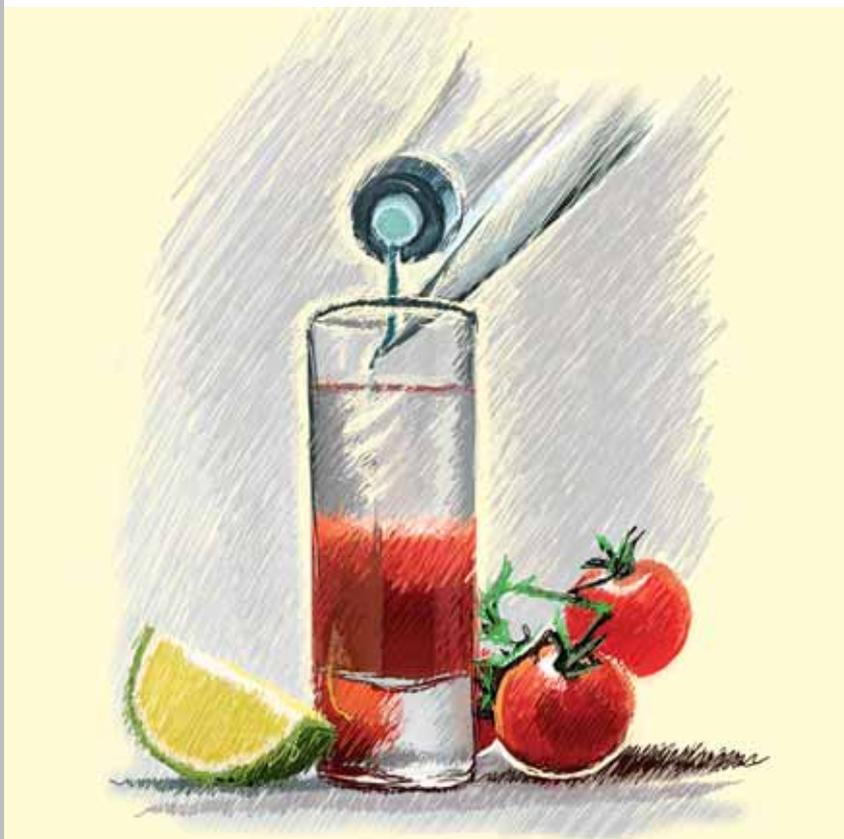


ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЕГИСТРАЦИЯ НА МЕРОПРИЯТИЕ:
Тел./факс: + 7(495) 790-7815 • E-mail: it@ahconferences.com • www.ahconferences.com



СИНЕРГИЯ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ: ТРЕЙДЕР И БРОКЕР В ОДНОМ ФЛАКОНЕ

АНТОН ЕРОХИН
Генеральный директор
ООО «Управляющая компания АЕ Трейд»
www.ae-trade.ru



шенному участнику рынка порой сложно разобраться в механизмах появившихся площадок.

Одновременно таким клиентам хочется стабильности и хоть какой-то прогнозируемости, которые и призвана дать биржевая торговля. Решение проблем видится в синергии компаний, предлагающих услуги на топливном рынке — трейдеров и брокеров, занимающихся поставками физического товара.

Интересы потребителя

Рассмотрим подробнее интересы покупателя нефтепродуктов. Их круг достаточно широк — это индивидуальные предприниматели, владеющие, например, несколькими городскими легковыми или грузовыми такси, коммунальные предприятия, крупные металлургические и энергетические холдинги, производители химической продукции, сельхозпроизводители...

Чего хотят такие потребители при закупке нефтепродуктов? В первую очередь, это желание отсрочки платежа либо кредитования на приемлемых условиях. Понятно, что потребителю крайне некомфортно отвлекать средства от основной деятельности.

Также в рамках оптимизации финансовой деятельности покупатель топлива заинтересован в фиксации стоимости нефтепродуктов на какой-либо обозримый срок. Не менее важен и такой фактор, как гибкость в графике и объемах поставок: в какой-то период нужны более крупные партии нефтепродуктов, в какой-то — более мелкие объемы.

Между тем, складские возможности ограничены, кроме того, в разное время года объемы потребления различаются. Безусловно, «конечник» хочет полу-

Еще три года назад о биржевых операциях с российскими нефтепродуктами ходили только слухи, попытки наладить биржевую торговлю были сравнительно робкими. Понадобился мощный административный импульс плюс усилия профессионалов рынка, которые привели к тому, что в конце 2010 года значительный процент от внутреннего оборота топлива крупнейших нефтяных компаний оказался на отечественных биржах.

Организованные торги на площадках обеспечили большую прозрачность рынка при всех издержках, за которые критикуют биржевую торговлю. Но есть и другая сторона медали.

Далеко не всем конечным потребителям выгодно иметь собственный биржевой бюджет. И тогда к их услугам компании, сочетающие функции и брокера, и трейдера. Данный формат весьма актуален в условиях усложнения форм торговли, с одной стороны, и ценовых «качелей» — с другой. Взаимовыгодное сотрудничество сторон, имеющих совершенно разные интересы при операциях на рынке нефтепродуктов, становится возможным.

Для конечного потребителя топлива новые формы торговли порой выливаются в серьезную головную боль — ко

всем трудностям и подводным камням внебиржевого физического рынка добавляются биржевые проблемы. В самом деле, неиску-

АНТОН ВИКТОРОВИЧ ЕРОХИН

Родился 22 мая 1982 года в г. Москве.

Окончил Московский государственный институт международных отношений (университет) МИД России в 2004 году по специальности «коммерция», специализация «бухгалтерский учет и аудит». Получил дополнительное профессиональное образование в Международном центре нефтегазового бизнес-образования по программе «Маркетинг и трейдинг нефтепродуктов»

С 2002-го по 2004 год проработал в трейдерских коммерческих организациях по торговле нефтепродуктами. С 2004-го по 2008 год на предприятиях группы ЛУКОЙЛ, (менеджер, начальник отдела ценовой политики ООО «ЛЛК-Интернешнл»). В 2008 году работал руководителем проекта «Маркетинг закупок сырья» ГД ОК РУСАЛ. В 2009-м — коммерческий директор ООО «АЕ Трейд Холдинг».

С 2010 года — генеральный директор управляющей компании ООО «УК АЕ Трейд».

чить гарантию качества нефтепродуктов, которое на «свободном» рынке зачастую страдает.

Точка зрения поставщика

Но насколько эти вполне законные желания совпадают с возможностями производителя, например крупного НПЗ, принадлежащего ВИНК? Как правило, интересы переработчика диаметрально противоположны.

Поставщику хочется получить 100%-ную предоплату, реализовать топливо крупными партиями, вести отгрузку в соответствии с графиком производства, в который далеко не всегда вписываются планы многочисленных покупателей.

В целом можно сказать, что проблемы потребителей не особо интересуют заводы — нужен постоянный рынок сбыта, и точка. Традиционно золотую середину находят нефтетрейдеры, работающие в различных регионах страны. Торговые компании решают многие вопросы: предоставляют кредиты, обеспечивают гарантии, работают с ВИНК, в общем, минимизируют риски.

На бирже

С развитием бирж и переходом на них все большего объема нефтепродуктов жизнь покупателя должна стать проще: есть единые центры торговли в масшта-

бах России, где поставщики надежны, а базисы ликвидны. Однако для покупателя, который захотел обратиться на биржу, все не так просто.

Например, организации нужно стабильно получать не более 120 тонн нефтепродуктов в месяц. Обратившись на биржевую площадку, он обнаружит, что необходимо выполнить целый ряд требований. В частности, внести определенный взнос за регистрацию, постоянно держать на площадке гарантийное обеспечение (в размере 5% от сделки), завести расчетный счет в клиринговой компании.

Заниматься всем этим потребителю (в том числе выделять специальный штат) просто некогда и накладно. Функцию посредников предлагают товарные брокеры — организации, знающие механизм торгов, аккредитованные на бирже, готовые постоянно выбирать достаточно крупные объемы и формирующие вокруг себя постоянный пул потребителей.

Брокеры работают по договору поставки, адаптированному для покупателя, а с биржей, и соответственно с ВИНК, поставляющими продукт, используя стандартизированные биржевые механизмы. Биржевой брокер постоянно следит за лотами (которые у некоторых продавцов начинаются со 180 тонн), чтобы не проморгать нужные объемы по нужной цене, и т.д.

Эффективность брокерских услуг проходит испытание на прочность при обеспечении кон-

Чего хочет «конечник»? Приемлемых условий кредитования, фиксации стоимости нефтепродуктов, гибкости в графике и объемах поставок

кретных поставок. Например, брокеру дана заявка приобрести за месяц 1000 тонн дизтоплива. Брокер видит, что с удобного по территории завода выставлен соответствующий лот и выполняет задание. Теперь, согласно биржевому контракту, завод осуществляет отгрузку в течение 30 дней.

Поставщику хочется получить 100%-ную предоплату, реализовать топливо крупными партиями, вести отгрузку в соответствии с собственным графиком производства

Однако выясняется, что у покупателя маленькая нефтебаза и он заинтересован получать продукт долями — по 240 тонн в неделю. А если покупателю нужно, например, получить разные партии нефтепродуктов в разные недели, варьируя объемы, к примеру, от 120 до 240 тонн, то задача еще более усложняется: нужно необходимое количество вагонов, требуется «пролезть» в график отгрузок либо подключить дополнительные резервы.

Функцию посредников на спотовом рынке предлагают товарные брокеры, обеспечивающие клиенту весь спектр сопутствующих услуг

Все это можно решить, только обратившись к трейдерам на физическом рынке, что, как правило, и делают брокеры. Таким образом, выстраивается цепочка поставок: производитель—биржа—брокер—трейдер—потребитель.

Изымаем лишнее звено

Не является ли данная схема слишком сложной? Если нефтетрейдер это, по сути дела, компания, обеспечивающая сервис



Объемы биржевой реализации нефтепродуктов, 2010–2011 гг.



Цены на автомобильный бензин биржевого и внебиржевого рынка, 2010–2011 гг.



для клиента, то она вполне в состоянии обеспечить и специализированный брокерский сервис. Напротив, брокеры, пришедшие с финансовых рынков, как правило, не обладают полным спектром возможностей и набором инструментов, которые могут предложить своим клиентам брокеры из нефтетрейдерского бизнеса.

Синергию для конечного потребителя создают те компании, которые сочетают функции и брокера, и трейдера

Зачастую нефтетрейдерские брокеры работают по более простой схеме, делая акцент на ускоренное исполнение своих обязательств, а «финансовые брокеры» усложняют работу с клиентом, развивая бумажную волокиту, в процессе которой заказчику может быть навязаны еще и скрытые комиссионные.

Рассмотрим еще одно направление эффективного действия нефтетрейдера-брокера. Как мы отмечали выше, ни НПЗ, ни нефтяные компании не любят мелких потребителей — большому заводу ежемесячно нужно гарантированно сбывать десятки тысяч тонн нефтепродуктов.

Нефтетрейдеры же готовы их стабильно забирать, находя в регионе своей деятельности мощности по хранению и оперативно осуществляя операции по обмену — если в данном месяце объем не нужен одному «конечнику», то он перенаправляется к другому. Часто в поставках нефтепродуктов фиксируются узкие места в контроле и учете, возникают недоливы.

Как правило, проблемы такого рода чувствительны для потребителя, но гораздо менее болезненны для трейдера — он фиксирует такие случаи ежедневно, у него свои выстроенные отношения с нефтяными компаниями и сегодняшний недолив в рабочем порядке компенсируется при последующей отгрузке.

Свобода маневра

Нельзя не отметить, что биржевой канал сбыта в нашей стране пока нельзя назвать достаточно надежным. Это подтвердилось нынешним летом, когда в период топливного кризиса с организованных площадок пропал бензин — ВИНК старались резервировать объемы для своих сбытовых подразделений.

И вот тут многие трейдеры смогли задействовать свои каналы и все-таки получать топливо для своих клиентов. И наоборот, иногда свободные объемы можно найти как раз на площадке — в этом случае «конечник» может подстраховаться за счет брокера, и это будет более эффективно, если брокер является нефтетрейдером.

Ведь последний обладает опытом работы в регионах и постоянно «мониторит» ситуацию: где наблюдается дефицит, а где продукта достаточно, знает график остановок заводов на профилак-

тику, в общем, чувствует пульс рынка.

За счет этого легче обеспечить для клиента и маневры по цене. Например, если на бирже появился необходимый лот, но цена высока, то брокер (он же трейдер) может профессионально порекомендовать клиенту сценарий поведения.

А еще — новые инструменты

Опираясь на пульс физического рынка, можно эффективно использовать новые инструменты торговли, появляющиеся на биржах, например, редукционные — аукционеры готовы побороться. Редукцион иницирует покупатель, когда чувствует, что может купить топливо несколько ниже средних цен.

Часто это крупный потребитель такой, как например «Северсталь», за объемы которого поставщики готовы побороться. Конечно, редукционные возможно проводить, когда на рынке достаточно того продукта, который требуется. Покупатель подает заявку биржевому товарному брокеру — это необходимо сделать не менее чем за неделю, тот назначает и регистрирует дату и время редукциона.

Через биржу о предстоящем редукционе оповещаются потенциальные участники торгов (а их порядка 1500 юридических лиц), в том числе поставщики топлива — ВИНК. При этом биржевой брокер, если он является и трейдером, может установить удобный для покупателя базис отгрузки товара в удобной точке уже без необходимости дополнительной оплаты за доставку.

Как правило, участие в торгах принимают несколько продавцов. Сам аукцион идет в течение одной биржевой сессии или около 20 минут, при этом стартовую цену удается снизить на 1,5–10%. Удобства для покупателя: он заранее выставляет цену, по которой готов приобрести товар, а проведение редукциона на бирже обеспечивает гарантию исполнения обязательств и качества поставляемого продукта.

Oracle Day в Москве
Деловой инновационный форум
2 ноября 2011 года

Платиновый спонсор



Генеральные спонсоры



Золотые спонсоры



Информационные спонсоры



Первый программно-аппаратный форум Oracle • Анонсы Oracle Open World 2011 в Сан-Франциско • Oracle на Oracle • Мировые инновации и российский опыт • Exadata и Exalogic • Базы данных и опции • Application Unlimited • Oracle Fusion Middleware • Оптимизированные программно-аппаратные решения • Серверы и системы хранения • Cloud Computing • Все ключевые отрасли экономики • Топ-менеджеры Oracle и предприятий России и СНГ • Программные и аппаратные системы, созданные для совместной работы

www.oracle.com/goto/oracleday2011_ru • тел.: +7 495 647 0970

More expertise.
More innovation.
More insight.

Все лучшее
от Oracle
за один день

ORACLE®

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В последнее время проблемы безопасности топливно-энергетического комплекса Российской Федерации стали объектом пристального внимания на государственном уровне. Одним из аспектов этого внимания являются вопросы информационной безопасности систем и технологических сетей автоматизированных систем управления технологическими процессами.



Летом этого года принят новый Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (256-ФЗ от 21.07.2011 г.). В целом предметом регулирования данного закона является антитеррористическая защищенность объектов топливно-энергетического комплекса, однако требования по информационной безопасности систем и телекоммуникационных сетей вошли в одну из статей документа. Одновременно с 256-ФЗ был принят Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (257-ФЗ от 21.07.2011 г.), который устанавливает уголовную и административную ответственность должностных лиц за нарушение требований безопасности объектов топливно-энергетического комплекса.

Подходы к обеспечению информационной безопасности и технические требования обеспечения безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами регламентируются комплектом документов, выпущенных регулятором по вопросам информационной безопасности в РФ — Федеральной службой по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России). Согласно терминологии ФСТЭК, фактически любая система АСУ ТП, управляющая критически важным объектом или опасным в экологическом плане производством (топливно-энергетического комплекса, транспортной отрасли, атомной промышленности и т.д.), относится к ключевым системам информационной инфраструктуры, или сокращенно КСИИ.

Комплект ФСТЭК по КСИИ включает в себя следующий перечень документов:

- Общие требования по обеспечению безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры;
- Рекомендации по обеспечению безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры;
- Базовая модель угроз безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры;
- Методика определения актуальных угроз безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры.

Документы ФСТЭК регламентируют технические требования не только к средствам защиты информации, но и к организации процессов управления информационной безопасностью систем АСУ ТП. Например, разработка плана действия в чрезвычайных ситуациях и регламента управления инцидентами также являются неотъемлемой частью обеспечения информационной безопасности систем АСУ ТП. В целом комплект документов по КСИИ представляет собой хорошо структурированный перечень требований и рекомендаций, построенных на основе анализа угроз и степени критичности защищаемой АСУ ТП, отнесенной к КСИИ. Документами предусмотрена классификация систем по назначению и уровням важности.

Требования к защите КСИИ предъявляются на основе отнесения ее к определенному уровню важности и типу. Классификация по КСИИ должна производиться на основании требований документа «Система признаков критически важных объектов и критериев отнесения функционирующих в их со-

ставе информационно-телекоммуникационных систем к числу защищаемых от деструктивных информационных воздействий», утвержденного секретарем Совета безопасности Российской Федерации.

Вопросы защиты автоматизированных систем управления технологическими процессами важных инфраструктурных объектов актуальны не только в нашей стране. Подтверждением тому является большое количество новых стандартов и лучших практик по информационной безопасности АСУ ТП, выпущенных международными институтами по стандартизации, отраслевыми или государственными организациями.

Причинами подобной активности является высокая степень риска террористической угрозы в современном мире и уязвимость систем АСУ ТП перед современными кибератаками. А успешные атаки на подобные системы на критических объектах могут приводить не только к локальным сбоям в сети предприятия, но и к тяжелым последствиям для региона или государства в целом.

В качестве примера уязвимости систем АСУ ТП можно привести широко обсуждаемый инцидент с атакой иранских ядерных объектов вирусом Stuxnet. Сетевой червь Stuxnet распространялся, используя уязвимости операционных систем Microsoft. При этом целью данного вредоносного кода были системы управления технологическими процессами производства компании Siemens.

Текущая ситуация в России с обеспечением информационной безопасности в технологических сетях АСУ ТП тоже не внушает оптимизма. Уязвимостей в технологических сетях наших предприятий и организаций более чем достаточно. На некоторых объектах

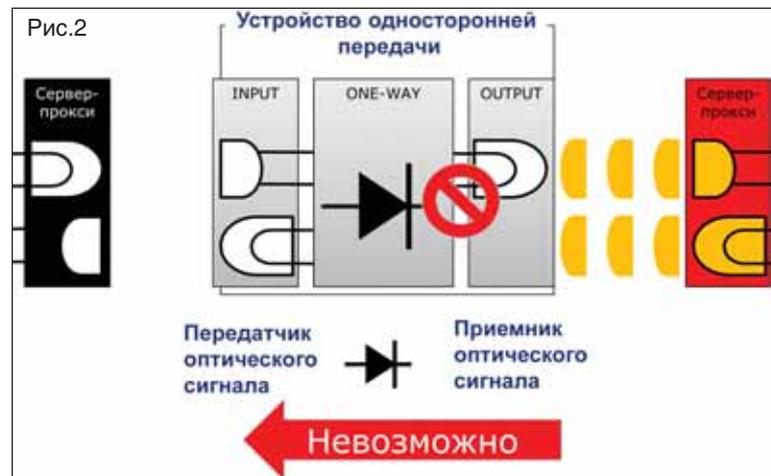
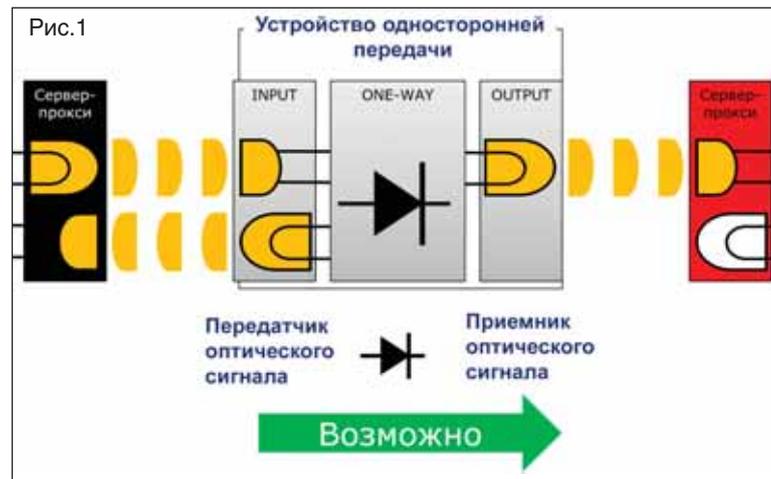
технологические сети являются частью единой офисной сети с подключением к сетям общего пользования. При этом оборудование систем АСУ ТП не имеет практически никаких средств защиты и обновления операционных систем проводятся крайне редко (либо вообще не проводятся). Такое положение делает комплексы АСУ ТП легкой мишенью для атак.

Однако для современных предприятий сложно представить совершенно изолированные сети АСУ ТП. Одной из сегодняшних реалий успешного ведения бизнеса для крупного предприятия является четкая и оперативная вертикаль управления. В том числе, и контроль технологических процессов на региональных предприятиях руководством из центрального офиса. Для реализации безопасного взаимодействия сетей АСУ ТП с корпоративной сетью в центральном офисе предприятия существует специализированное решение одностороннего межсетевых взаимодействия. Решение позволяет передавать данные из технологической сети АСУ ТП в корпоративную сеть, в том числе и оперативную информацию мониторинга по протоколам OPC (рис.1).

Данные могут передаваться только в одном направлении: из сети с большей степенью критичности в сеть с меньшей степенью критичности. Это позволяет надежно закрыть канал проникновения вредоносного кода в системы АСУ ТП из внешних сетей (рис.2).

Обратное направление информационных потоков невозможно, поскольку физически отсутствует оптический канал приема сигнала на устройстве односторонней передачи. Таким образом, техническое решение одностороннего взаимодействия позволяет обеспечить централизованный оперативный контроль всех производственных процессов территориально-распределенного предприятия при отсутствии угроз проникновения вредоносного кода в системы АСУ ТП через корпоративную сеть и Интернет.

Проблемы в области информационной безопасности технологических сетей АСУ ТП вызваны как объективными, так и субъективными причинами. К объективным можно отнести проблемы, связанные с



возможным влиянием средств защиты информации на задержки и время реакции систем АСУ ТП. Многообразие систем АСУ ТП, использование уникальных отечественных разработок, созданных ранее с использованием технологий файлового обмена, действительно иногда не позволяет использовать средства защиты на серверном оборудовании АСУ ТП. Несмотря на подобные факты, большинство систем АСУ ТП не конфликтует со средствами защиты при правильной их установке и конфигурации.

К сожалению, отечественные разработчики систем АСУ ТП не проводят тестирований на совместимость со средствами защиты. Поэтому тестирование совместимости систем ложится на плечи системного интегратора, который внедряет систему обеспечения информационной безопасности. Чтобы обеспечить уверенность в успешном внедрении средств защиты, проводится предварительная отра-

ботка применяемых технических решений на полигоне и организация предварительной приемки с приглашением представителей заказчика.

Главным требованием внедрения средств информационной безопасности КСИИ является обеспечение доступности систем АСУ ТП, т.к. чаще всего технологическая информация не является конфиденциальной. Поэтому сохранение уровня отказоустойчивости существующих систем АСУ ТП в технологических сетях и использование средств защиты в режиме горячего резервирования являются одним из приоритетов при создании системы обеспечения информационной безопасности. Сегментирование технологических и информационных сетей с учетом критичности управляемого технологического процесса, уровня важности систем и существующих технологий информационного обмена является также одним из ключевых факторов построения надежной системы защиты. ■

ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА?



Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Губительной причиной сложившейся ситуации, а сервис является ее отражением, является сформировавшееся потребительское отношение государства к нефтегазовой отрасли: изъятие нефтяных сверхдоходов не сопровождается ни обратными инвестициями, ни созданием экономических стимулов для модернизации производства: «ресурсное проклятие» придумали те, кто на большее не способен.

Государственная политика

Страна не раз и не два пыталась сформировать свою Энергетическую стратегию, но радужные картинки прекрасного завтра с миллиардами тонн и триллионами кубов на большее, чем протоколы о намерениях, не тянули: печальный результат замены национальной энергетической политики набором корпоративных стратегий.

При этом ни одна из стратегий не основывалась на балансе — существующего и прогнозного — спроса и предложения внутреннего рынка, не говоря уже о мировых; планировали от достигнутого, свято веря в ресурсную неисчерпаемость. Под громким названием не было ни воспроизводства сырьевой базы, ни средств на капиталовложения, ни — главное — соответствующего инвестиционного режима.

Ключевыми факторами отраслевой конкурентоспособности России на внешних рынках являются: (1) государственная политика и регулирование; (2) рынки сбыта и мировая ценовая конъюнктура; (3) воспроизводство минерально-сырьевой базы и рентабельность 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.

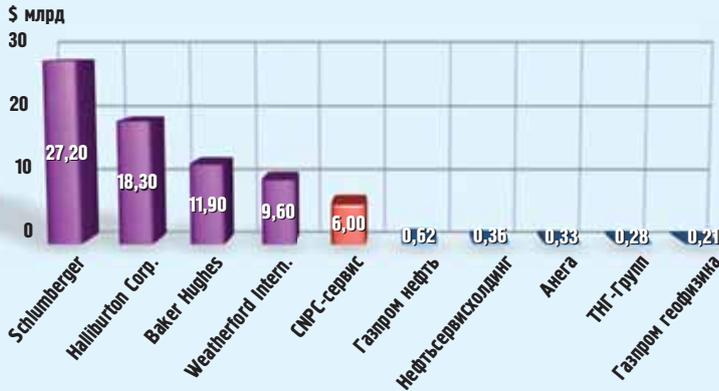
Из всех перечисленных факторов «за нас» играют ныне лишь высокие мировые цены на углеводородное сырье, да определенный опыт ВИНК, все остальные — способствуют падению конкурентоспособности.

Проблема состояния и перспектив развития нефтегазового сервиса страны — по итогам заседания Межведомственной комиссии по безопасности в экономической и социальной сфере Совета безопасности РФ — была признана угрозой национальной безопасности России еще в конце ноября 2007 года.

За прошедшие годы отраслевой сервис не только не стал заказчиком и локомотивом модернизации российской экономики, но продолжает терять свои позиции даже на внутреннем рынке, объем которого составляет \$27–30 млрд с тенденцией ежегодного роста...

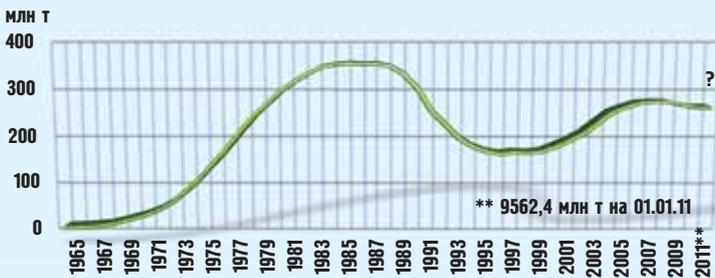
В настоящем обзоре обобщены публикации «Вертикали» только за последние год, но и их вполне хватает для «приговора»: российскому нефтегазовому сервису без государственной поддержки не выжить. Но не денег он просит — хватило бы и льготного инвестиционного режима. Проблема явно правительственного уровня, но будет ли она решена?

Соотношение выручки компаний нефтегазового сервиса США, Китая и России*



* см. «Будет ли интегрирован нефтегазовый сервис России?», НГВ #17'11

Динамика добычи нефти на территории ХМАО-Югры*



* см. «Разработка нефтяных месторождений ХМАО-Югры: состояние и пути совершенствования», НГВ #23–24'10

попали. Больше того, в стране не нашлось ни одного ведомства, которое бы формировало промышленную политику сервисных рынков, а самотеком их «развития» воспользовались иностранные компании.

Изъятие нефтяных сверхдоходов не сопровождается ни обратными инвестициями, ни созданием экономических стимулов для модернизации производства

Главной угрозой для российского сервиса стал ускоряющийся процесс поглощения наиболее

В Энергостратегиях любого года выпуска нет и упоминания о роли, значении и перспективах развития сервисных рынков

значимых отечественных участников рынка американскими корпорациями Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford.

В стране не нашлось ни одного ведомства, которое бы формировало промышленную политику сервисных рынков

У российских сервисников дела еще хуже: бедой обернулось их мимолетное упоминание во

всех энергостратегиях — сервисные рынки в орбиту государственного регулирования вообще не

Соотношение сил в неравной конкурентной борьбе российских и иностранных сервисных компа-

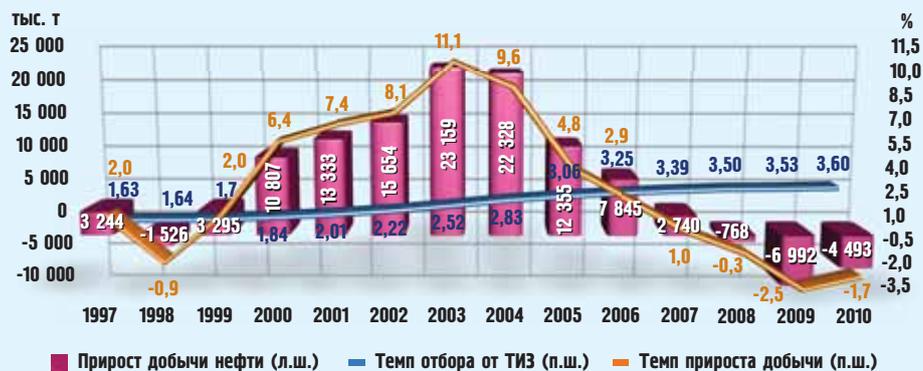
Основные параметры прогноза социально-экономического развития РФ

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
ВВП, млрд руб.	39 064	45 175	50 389	55 950	61 920
Средний курс доллара США, руб./\$	31,7	30,0	30,5	30,7	31,0
Цены на нефть Urals, \$/барр	61,1	75,0	75,0	78,0	79,0
Экспортные цены на газ, \$/1000м³	249,2	278,6	270,1	277,3	284,3
Объемы экспорта:					
Нефти, млн т	247,6	250,5	249,0	247,0	245,0
Газа, млрд м³	168,7	205,7	210,1	220,7	240,6
Нефтепродуктов, млн т	124,5	125,0	127,4	128,1	128,4
Налогооблагаемые объемы экспорта:					
Нефти, млн т	226,5	222,6	226,1	223,6	221,9
Газа, млрд м³	131,4	125,4	132,4	140,1	157,1
Нефтепродуктов, млн т	119,1	123,0	126,0	126,7	127,0
Налогооблагаемые объемы добычи:					
Нефти, млн т	454,6	443,1	441,3	429,7	423,7
Газа, млрд м³	515,1	566,8	596,6	605,4	631,6
Газового конденсата, млн т	15,8	17,3	17,8	17,8	17,8

* см. «Тренд на разделение», НГВ #23–24'10



Динамика темпов отбора, прироста и снижения добычи нефти в ХМАО-Югре*



По данным Центра рационального недропользования им. В.И.Шпилемана

* см. «Разработка нефтяных месторождений ХМАО-Югры: состояние и пути совершенствования», НГВ #23–24'10

ний явно сложилось не в пользу первых (см. «Соотношение выручки компаний нефтегазового сервиса США, Китая и России»).

Оставаясь вне государственного регулирования и вне промышленной политики, сервис остается за скобками и государственного бюджета

В 2010 году на долю иностранных компаний приходилось около 30% сервисного рынка

России. И в текущем году процесс «шлюмбержелизации» сервиса продолжился: иностранные корпорации проявляют большой интерес к приобретению геофизических — святой святых — активов таких ведущих игроков российского сервисного рынка, как ООО «ТНГ-Групп» и ОАО «Когалымнефтегеофизика» (см. «Отечественный геофизический сервис: стратегический приоритет иностранных компаний», НГВ #07'11).

Точка невозврата в случае успешной реализации такого сценария может быть пройдена в ближайшие годы. В результате контроль российского рынка нефтегазового сервиса перейдет к иностранным сервисным корпорациям, что и подчеркивалось Совбезом РФ еще 4 года назад.

К сожалению, это не единственная стратегическая угроза. Помимо внешней, есть и внутренняя. Само государство уже запланировало падение будущей нефтедобычи (см. «Основные параметры прогноза социально-экономического развития РФ»). К 2013 году мы планомерно потеряем 4,4% добытой в 2010 году нефти: от факта в 441,3 млн тонн до 423,7 млн.

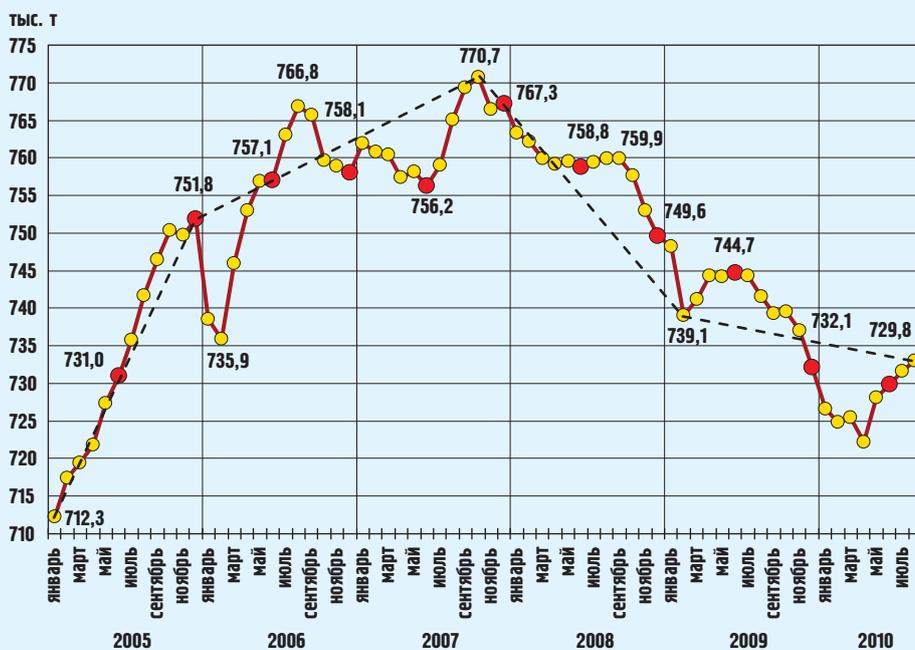
Действительно, эта тенденция уже стала доминирующей в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, традиционном регионе добычи, где в следующем году будет добыта 10-миллиардная тонна нефти с начала освоения (см. «Динамика добычи нефти на территории ХМАО-Югры», «Динамика темпов отбора...» и «Динамика среднесуточной добычи»). Праздник со слезами на глазах?

Падение физических объемов добычи, однако, совсем не означает фактическую истощаемость углеводородных ресурсов округа (как и страны в целом): проблема лежит в плоскости явного недофинансирования геологоразведки. Нет бурения — нет запасов. По данным геологов-практиков, Югра все еще располагает не менее чем 1 млрд тонн «традиционных» ресурсов категории C₂, не говоря уже о совсем не тронутых ресурсах баженовской свиты. По мнению геологов, «вторая» Западная Сибирь лежит под «первой».

Дело дошло до того, что даже американцы забили тревогу, основываясь, правда, на собственных интересах. Уже к 2025 году, по оценкам Ernst & Young, только в нефтепромышленной сфере в России необходимо будет обеспечить добычу в рамках новых ГРП-проектов на уровне 20 млн тонн и 90 млн тонн — в 2030 году.

По мнению аналитиков, начиная с 2025 года возможностей те-

Динамика среднесуточной добычи нефти по ХМАО-Югре*



* см. «Разработка нефтяных месторождений ХМАО-Югры: состояние и пути совершенствования», НГВ #23–24'10

кущих и уже распределенных новых месторождений, особенно на суше, окажется недостаточно для достижения целевого уровня в 500 млн тонн, озвученного правительством РФ (см. «Добыча нефти»). В 2030-м и тем более в 2035 году ожидаемый разрыв можно будет преодолеть лишь при условии вовлечения в хозяйственный цикл новых, еще не разведанных месторождений.

E&Y считает, что изложенные доводы свидетельствуют о том, что самостоятельно российским компаниям вряд ли удастся решить задачу поддержания стабильного уровня добычи в течение последующих 30 лет.

Предлагается и выход: вырчат совместные проекты с увеличением затрат на геологоразведку и нарушением сложившегося баланса распределения доходов на разведку, разработку и приобретение активов. Но наиболее важным элементом проводимой политики, считают специалисты компании, должно стать создание научных и технологических центров в рамках проектов. Они позволят подготовить профессиональные кадры и перенять передовой опыт, не только касающийся технологий сегодняшнего дня, но и подтверждающий возможность самостоятельного освоения сложных проектов российскими компаниями.

Чем отвечает Россия? Оставаясь вне государственного регулирования и вне промышленной политики, сервис остается за скобками и государственного бюджета, а именно тех скудных средств (см. «Расходы федерального бюджета на ВМСБ»), которые все еще выделяются федеральной властью на разведку всех полезных ископаемых на территории России.

В 2010 году на ГРП (включая нефть и газ) было выделено 22 млрд рублей, что составляет всего 0,6% от тех доходов, которые государство получает за счет отрасли (см. «Структура доходов федерального бюджета»).

Для сравнения: на финансовую поддержку СМИ в 2011 году (период избирательных кампаний) из федерального бюджета выделялось 61,2 млрд рублей —

второе больше, чем на ГРП (до ходайства Ю.Трутнева). А объем расходов бюджета на подготовку Олимпиады-2014 — 192,8 млрд рублей, почти в 10 раз больше...

Но даже вдвое увеличенный бюджет, а это 20 млрд рублей на все полезные ископаемые, которые получит МПР РФ в 2012 году, достаточным только для простого воспроизводства ресурсной базы не является, к тому же немалая его часть пойдет на организационное становление государственного холдинга «Росгеология».

И когда невероятное — неинвестиционность инвестиционного режима — стало очевидным, «приговор» энергостратегиям «от достигнутого» был вынесен самим правительством — планка в 500 млн тонн устно была признана пределом наших ожиданий. Но и она под большим вопросом.

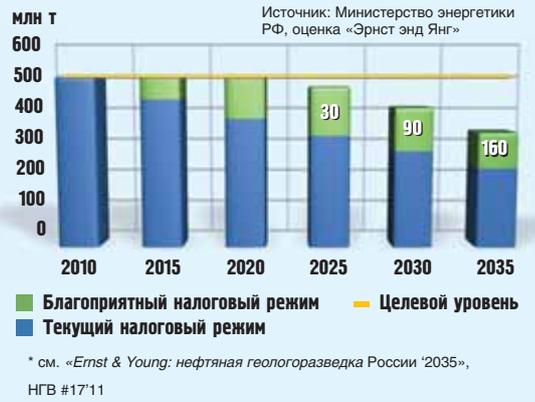
Если бы не Ванкор, который тяготеет к Западной Сибири, но был искусственно причислен к восточным регионам, падение добычи нефти в целом по России было бы зафиксировано уже год назад. Как и мизерная добыча в Восточной Сибири, явно не готовой заменить традиционные районы нефтедобычи.

Налоговая уравниловка, до сих пор процветающая в отрасли, исчисляемая к тому же с оборота, не только стала тормозом инвестиционной активности крупных и средних компаний, но и вчистую вымела с рынка малые предприятия, т.е. тех нефтяников и газовиков, которые с успехом могли бы подбирать те «остатки», которые ВИНК не интересны ни с точки зрения добычи, ни с точки зрения получения прибыли.

Процесс датирован 2003 годом, когда государство (объективно или субъективно) ликвидировало «второй ключ», лишив власти регионов полномочий в сфере недропользования. Возможно, тогда это был шаг в правильном направлении, но сегодняшнее недоверие однопартийцам рангом ниже делу только мешает.

«Единая Россия» громкогласно бралась за решение проблем малых, но воз и ныне там: в стране как были бесхозными малые месторождения и/или ресурсы (до

Добыча нефти



Расходы федерального бюджета на ВМСБ



1–5 млн тонн и до 5–10 млрд м³), так и остаются не вовлеченными в оборот. В условиях действующей

Государственное финансирование геологоразведки из года в год уменьшается: нет бурения — нет запасов

щей налоговой системы появление класса малых отраслевых компаний попросту невозможно. Тысячи рабочих мест не созданы, миллионы тонн нефти недополучены.

При наличии значимых прогнозных ресурсов Россия официально планирует падение добычи нефти

Специально отметим, что «второй ключ» был бы эффективным стимулом и для одновременного возрождения малых сервисных компаний.



Структура доходов федерального бюджета*

	2009 год, отчет		2010 год, оценка		2011 год, прогноз	
	млрд руб.	%к ВВП	млрд руб.	%к ВВП	млрд руб.	%к ВВП
Доходы, всего	7 337,8	18,8	7 860,9	17,4	8 844,6	17,6
в том числе:						
Нефтегазовые доходы	2 984,0	7,6	3 737,2	8,3	4 090,0	8,1
НДПИ	969,2	2,5	1 335,6	3,0	1 384,7	2,8
Таможенные пошлины	2 014,8	5,1	2 401,6	5,3	2 705,3	5,3
Ненефтегазовые доходы	4 353,8	11,2	4 123,7	9,1	4 754,6	9,5
НДС	2 050,0	5,2	2 334,6	5,2	2 835,5	5,6
Налог на прибыль организаций	195,4	0,5	227,7	0,5	253,3	0,5
ЕСН	509,8	1,3	32,1	0,1		
Акцизы	101,5	0,3	136,6	0,3	258,3	0,5
НДПИ	12,4	0,03	14,4	0,03	15,9	0,03
Таможенные пошлины	494,6	1,3	568,8	1,3	685,6	1,4

см. «Тренд на разделение», НГВ #23–24'10

Не менее важным для состояния именно сервисных рынков яв-

Налоговая уравниловка: появление класса малых компаний невозможно — тысячи рабочих мест не созданы, миллионы тонн нефти недополучены

ляется проваленная страной по времени реформа стандартизации и технического регулирования

Не менее важным для состояния именно сервисных рынков является проваленная страной по времени реформа стандартизации и технического регулирования

ния. Призыв к бизнесу принять участие в реформе и заменить государство был компаниями услышан, итогом стал продолжающийся до сих пор хаос: качество товаров и услуг оценивается не на национальном, а на корпоративном уровне.

В 2010 году на долю иностранных компаний приходилось около 30% сервисного рынка России: процесс «шлюмбержеллизации» набирает обороты

Отсюда — неутешительный диагноз квалификации отечественных сервисных компаний. В этом смысле показательна информация Shell: по данным ком-

пании, общая численность ее региональных подрядчиков, признанных соответствующими международным стандартам, в Китае составляет 98 фирм, в Индии — 45, в Мексике — 10, и в России — только 5.

Политика ВИНК

На протяжении вот уже почти двух десятков лет никто из отраслевых чиновников так и не взял на себя смелость ответить на парадоксальный, казалось бы, вопрос: почему при такой рентабельности нефтяного бизнеса (см. «Чистая прибыль ВИНК...») почти все отраслевые компании не торопятся инвестировать в развитие, прежде всего, новых регионов и проектов?

Обратим внимание, чистая прибыль ВИНК с 2007-го по 2010 год включительно постоянно, несмотря на кризис, росла, увеличившись в 1,6 раза — с 491 млрд до 793 млрд рублей. Но о чем, прежде всего, позаботились ВИНК? Правильно, об интересах своих акционеров (см. «Дивиденды основных компаний нефтегазового сектора РФ»), в среднем увеличив выплаты в 1,38 раза, с 35,3% в 2007 году до 48,8% в 2010-м.

Иными словами, ВИНК во главе с частными компаниями уверенно идут по пути ежегодного увеличения дивидендных выплат, а некоторые из них предпочитают

систематически изымать почти всю полученную прибыль.

Риски невозврата капитала на фоне непостоянства государственной отраслевой политики с постоянным трендом на ужесточение условий недропользования заставляют компании очень тщательно следить за соответствием требованиям ФЗ «Об акционерных обществах», основное из которых обязывает их работать в прибыль.

ВИНК активно инвестируют в доразведку своих лицензионных участков, но не более того. Понять компании можно: для них в рамках ДНС стоит едва ли не основная проблема: ресурсная база истощается, запасы неумолимо переходят в категорию трудноизвлекаемых (см. «Динамика трудноизвлекаемых запасов...»), что влечет за собой перманентный рост себестоимости добычи. Ее всемерное сокращение и есть суть корпоративной политики почти каждой российской ВИНК.

Средства экономятся, прежде всего, за счет геологоразведки и затрат на сервис, включая применение третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Основным методом разработки нефтяных месторождений страны уже многие годы является процесс заводнения, который позволяет существенно повысить эффективность нефтеизвлечения — 5–15% (см. «Методы разработки месторождений»). Сейчас сред-

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%
ВИНК всего	794,02	711,61	567,54	490,77	111,58%	139,91%	161,79%
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%
Транс-нефтепродукт	3,42	3,50	0,84	3,79	97,71%	407,14%	90,24%
По группе в целом	1 198,1	1 363,1	759,54	875,27	87,90%	157,74%	136,88%

* По РСБУ, данные ВИНК

см. «Дивиденды: это вам не Эльдorado», НГВ #15–16'11

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
ВИНК всего	48,83	42,30	40,30	35,30	115,43	121,16	138,32
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
Транс-нефтепродукт	0,00	0,00	0,00	0,00			
По группе в целом	41,08	26,90	32,30	28,00	152,72	127,19	146,72

По данным ВИНК

см. «Дивиденды: это вам не Эльдorado», НГВ #15–16'11

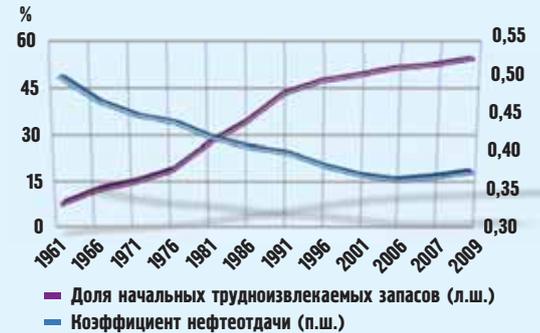
няя обводненность добываемой продукции составляет более 80%, при этом 25% запасов — объекты со средней обводненностью продукции более 90%, 40% запасов — объекты со степенью выработанности начальных извлекаемых запасов более 70%.

В последние годы объемы применения гидродинамических методов на месторождениях

страны значительно увеличились (добыча за счет этих методов составляет 50–60 млн тонн в год), что в определенной степени и обусловило вовлечение в разработку юрских и ачимовских отложений.

Вместе с тем, кардинального повышения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране можно достигнуть только при суще-

Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений РФ



см. «Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения», НГВ #05'11

ственным увеличении масштабов применения третичных ме-

ВИНК во главе с частными компаниями уверенно идут по пути ежегодного увеличения дивидендных выплат

тодов: тепловых, газовых и химических (достигаемая нефтеотдача 35–70%).

Всемерное сокращение перманентного роста себестоимости добычи и есть суть корпоративной политики почти каждой российской ВИНК

Однако в настоящее время в стране существуют единичные промышленные работы по применению третичных методов, а до-

Средства экономятся, прежде всего, за счет геологоразведки и затрат на сервис, включая применение третичных методов увеличения нефтеотдачи

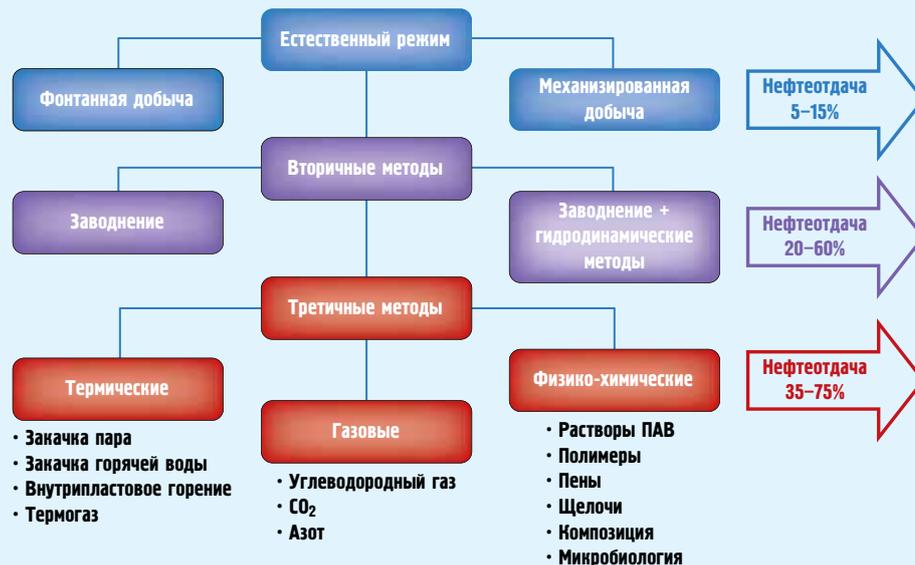
быча за счет них не превышает 1 млн тонн в год (см. «Состояние применения МУН в России»).

За малым исключением судьбы сервисников акционеров и топ-менеджеров ВИНК не заботят: их «парашюты» готовы раскрыться в любое время...

Сервисные компании и рады бы предложить свои наработки в



Методы разработки месторождений



см. «Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения», НГВ #05'11

Если у отечественного сервиса нет ни политической, ни экономической поддержки, нет будущего, то оно есть у иностранного...

этой сфере, но спроса со стороны ВИНК как не было, так и нет. В то же время в США доля добы-

чи нефти за счет третичных методов в общей добыче составляет около 12%.

Нет спроса — нет и предложений. Больше того, нефтяные компании зачастую попросту не доверяют российскому сервису, в свою очередь, предъявляя ему свои претензии.

Брошенный сервис

Сервис с объективными претензиями нефтяников в целом согласен. Но как, вопрошает он, плодить технологии и отвечать самым современным требованиям, если отсутствуют какие-либо свободные средства, которые можно было бы направить на НИОКР и развитие, если банковский кредит обходится в 16–20% годовых, если давит жесткий прессинг нефтяных компаний на ценовую сервисную политику, если у сервисного рынка нет базы развития — долгосрочных публичных программ нефтяных компаний по модернизации производства, а сильнейшая конкуренция со стороны иностранных компаний лишь усугубляет ситуацию, ежегодно лишая Россию миллиардов долларов?

Если у отечественного сервиса нет ни политической, ни экономической поддержки, нет будущего, то оно есть у иностранного: к западным компаниям уже присоединился и Китай...

Состояние применения МУН в России

Вытеснение нефти паром	• Не реализуются новые проекты, необоснованное снижение параметров теплоносителей и объема оторочки
Закачка горячей воды	• Не реализуются новые проекты, необоснованное снижение параметров теплоносителей и объема оторочки
Внутрипластовое горение	• Начало опытных работ
Закачка углеводородного газа	• Единичные опытные работы
Закачка двуокси углерода	• Работы не ведутся
Композиция ПАВ	• Обработка призабойных зон скважин
Полимерное заводнение	• Обработка призабойных зон скважин
Термогазовый метод	• Начальные работы

см. «Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения», НГВ #05'11

КАНАДА: ХОТЬ ПОХОЖА НА РОССИЮ...

По мере увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в суммарной добыче углеводородов растет значение государственных субсидий, стимулирующих их освоение. Хорошим примером государственного подхода к этой проблеме может служить Канада, где более половины нефти добывается из битуминозных песчаников.

Субсидирование нефтяной отрасли федеральным правительством и правительствами трех определяющих провинций в 2008/2009 году составило \$2,8 млрд, примерно в равном распределении между двумя источниками. Из 63 действующих программ 59% расходов направляется на стимулирование ввода новых ресурсов в разработку (см. «Субсидии...» и «Распределение субсидий...»).

Провинция Альберта получает 73% суммарного вспомоществования. Этот объем превышал долю провинции в добыче в 2008 году, однако оправдан с той точки зрения, что будущее нефтяной отрасли Канады в значительной степени связано с битуминозными песчаниками, которые здесь и сконцентрированы.

Объем субсидий на единицу добычи составляет около \$100 на м³, а доля субсидий в стоимости добытой нефти колеблется от 3,7% в провинции Ньюфаундленд и Лабрадор до 5,7% в Альберте, составляя в среднем по стране 5,2%.

Результат осуществления программ субсидирования, оцененный в терминах дополнительного прироста добычи, составляет 5% увеличения добычи нефти в 2020 году в общенациональном масштабе и 6% в провинции Альберта. Вклад субсидий в нетто-экспорт канадской нефти в 2020 году оценивается в 14%.

Такому неручному режиму управления отраслью можно только позавидовать...

Субсидии нефтедобывающей отрасли Канады*, 2008/2009 гг., \$ млн

Провинция	Альберта	Саскачеван	Ньюфаундленд-Лабрадор	Всего три главные нефтедобывающие провинции
Федеральные субсидии	1 025	124	233	1 382
Субсидии провинций	1 049	327	83	1 459
Всего	2 074	451	316	2 841

Источник: EnviroEconomics Inc.

*Примечания: нефть, сектор upstream. Расчетные данные за 2008/2009 финансовый год, по программам субсидирования, действовавшим на ноябрь 2010 г. см. «Государственная поддержка нефтяников Канады: 4 вида субсидий и 2 уровня субсидирования», НГВ #05'11

Распределение субсидий по видам деятельности*, 2008/2009 гг.

Программы	Наука и технологии	Освоение новых ресурсов	Разведка	Бурение	Всего
Количество действующих программ	16	20	9	18	63
Объем субсидий, \$ млн	377	1681	359	424	2841

Источник: EnviroEconomics Inc.

*Примечания: нефть, сектор upstream. Расчетные данные за 2008/2009 финансовый год, по программам субсидирования, действовавшим на ноябрь 2010 г. см. «Государственная поддержка нефтяников Канады: 4 вида субсидий и 2 уровня субсидирования», НГВ #05'11

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

ЭКСПЕРТНЫЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ

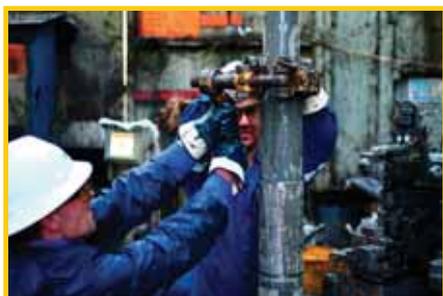
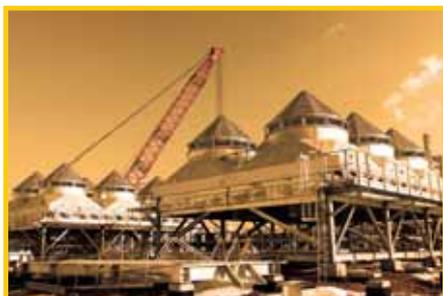
БУДУЩЕЕ РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСЛУГ: ИННОВАЦИОННЫЙ ПУТЬ РАЗВИТИЯ ИЛИ ДОРОГА В НИКУДА?

20 сентября 2011 года, Москва, отель The Ritz-Carlton

ROUND TABLE FORMAT

«THE FUTURE OF THE RUSSIAN MARKET OF OIL AND GAS EQUIPMENT AND SERVICES: INNOVATIVE DEVELOPMENT PATH OR ROAD TO NOWHERE»

20 september 2011, Moscow, The Ritz-Carlton Hotel



ОРГАНИЗАТОРЫ: / ORGANIZED BY:



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



КОМИТЕТ ТПП РФ
ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СТРАТЕГИИ
И РАЗВИТИЮ ТЭК

Союз нефтегазопромышленников России, Торгово-промышленная палата РФ совместно с журналом «Нефтегазовая Вертикаль» поддержали инициативу международной компании Shell обсудить за круглым столом экспертов тему «Будущее российского рынка нефтегазового оборудования и услуг: инновационный путь развития или дорога в никуда?»

Тема исключительно актуальная и, я бы сказал, тревожная. По сути, речь шла о сложном положении отечественного нефтегазового комплекса — главной базы для инновационного развития России и модернизационного перевооружения ее промышленности.

Ведь НГК — от разведки, добычи, транспортировки, переработки углеводородов и до сбыта готовой продукции — является крупнейшим заказчиком и потребителем широчайшего спектра услуг, оборудования, технологий. Это и средства связи, и строительство производственных объектов, и геофизика, и бурение, и ремонт, и т.д.

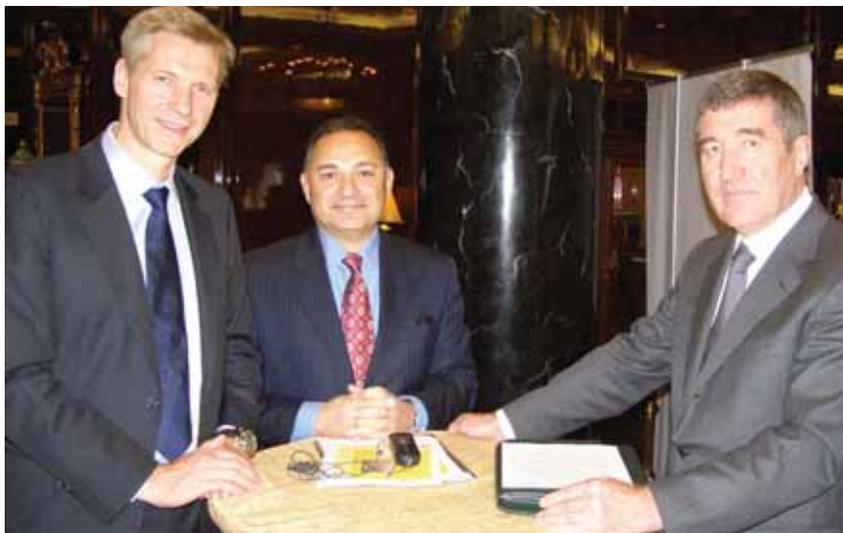
При очевидно положительных результатах, достигнутых за последние 10 лет (значительный рост добычи нефти и удвоение ее экспорта), в отрасли накопился огромный комплекс проблем. Причем таких, которые должны решаться как на уровне правительства и законодательной власти, отраслей нефтегазовой промышленности машиностроения, так и на уровне отдельных компаний.

Наиболее тревожными я считаю состояние и результаты геологоразведки, факт запаздывания ввода в эксплуатацию месторождений для трубопровода ВСТО и непростительное отставание в перевооружении нефтесервисных компаний.

Кстати, активный участник круглого стола исполнительный вице-президент Shell по России и Каспийскому региону Гарри Брекельманс от имени своей компании выразил решительную готовность увеличить капиталовложения в России с целью создания 10–15 тыс. новых рабочих мест именно в нефтесервисном секторе.

По его мнению, в России сохранился огромный потенциал

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС В КРУГЕ ПРОБЛЕМ



ЮРИЙ ШАФРАНИК
Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России

развития нефтесервисного сектора, однако пока между потенциалом и реальностью огромная пропасть, и преодолеть ее можно только совместными усилиями правительства и отрасли, действуя единой командой. К сожалению, у нас такая точка зрения присуща далеко не всем.

Сейчас в целом правительство принимает меры для развития НГК, но главное, чего, по моему, не хватает, это именно тесного взаимодействия крупных добывающих компаний с сервисными компаниями и машиностроителями. Особенно велика в этой области должна быть роль компаний — флагманов добычи в разработке целей и задач всего комплекса и формировании российских специализированных сервисных предприятий.

Другая важная проблема — это предоставление преференций отечественным нефтесервисным компаниям. В той же Норвегии 40 лет назад нефтегазовой промышленности не было вовсе. Но с началом освоения нефтяных и газовых месторождений государство путем введения обязательной квоты национального участия и поощрения иностранцев в создании совместных предприятий с местными компаниями стимулировало развитие отечественных

сервисных и машиностроительных брендов.

У нас Минэнерго обязало нефтегазовые компании использовать лишь не менее 40% оборудования отечественного производства для работ по добыче и транспортировке нефти, а при работах на шельфе — 20%. Такая «процентная ставка» оставляет контрольный пакет и львиную долю доходов зарубежным производителям оборудования и технологий добычи и транспортировки.

Моя позиция: российские добывающие предприятия должны закупать 70% оборудования отечественных производителей для добычи и транспортировки на суше и 50% — на шельфе

Моя позиция: российские добывающие предприятия должны закупать 70% оборудования отечественных производителей для добычи и транспортировки на суше и 50% — на шельфе. Уверен: чтобы развить отечественный сервис, нефтегазовое машиностроение и дать толчок инновационному развитию экономики России, нельзя предоставлять иностранцам более 30% сервисного рынка.

Практически всеми участниками круглого стола затрагивалась

тема совершенствования федерального законодательства, необходимости принятия современных отраслевых стандартов и стимулирования инноваций в нефтесервисе и производстве материалов и оборудования для отрасли. При этом представители Shell деликатно подчеркивали важность соблюдения всеми единых правил игры.

Уверен: чтобы развить отечественный сервис, нефтегазовое машиностроение и дать толчок инновационному развитию экономики России, нельзя предоставлять иностранцам более 30% сервисного рынка

С нашей стороны предлагалось также вернуть в законодательство правило «двух ключей». Но вернуть на принципиально новой основе, учтя прежний опыт, чтобы реально стимулировать развитие малого и среднего предпринимательства в НГК.

В ходе обсуждения был очерчен круг основных проблем и принято решение разработать и направить в правительство специальное письмо с конкретными предложениями по развитию нефтесервиса и машиностроения для НГК.

Участники круглого стола очертили круг основных проблем; принято решение разработать и направить в правительство специальное письмо с конкретными предложениями по развитию нефтесервиса и машиностроения для НГК

Подводя итоги дискуссии, мы выделили следующие направления совместных усилий бизнеса и государственной власти:

1. Стремиться в два раза повысить эффективность деятельности основных компаний по добыче нефти и газа и консолидировать усилия добывающих, нефтесервисных и машиностроительных компаний в модернизации оборудования;

2. Выделять, специализировать и укреплять сервисные на-

правления нефтегазового комплекса. Наиболее характерный пример такой деятельности показывают Буровая компания «Евразия» (БКЕ) и Сибирская сервисная компания (ССК);

3. Ввести в практику рассмотрение Министерством энергетики программ развития основных компаний НГК сроком от трех до пяти лет, обеспечивая при этом открытую и полную ясность всех позиций для потенциальных подрядчиков;

4. Поддерживать тесные взаимоотношения в связке заказчик–подрядчик с перспективой перехода от разового контракта к программе на 3–5 лет и взаимными обязательствами по достижению необходимых договорных параметров. В качестве примера можно привести опыт сотрудничества «Роснефти» и ССК, когда принятие трехлетнего соглашения позволило сервисной компании приобрести и задействовать на объектах «Юганскнефтегаза» совершенно новую высокотехнологичную отечественную буровую установку «БК 250 МКС-Ч»;

5. Жестко закрепить и четко реализовывать принцип: российским предприятиям не менее 70% сервисного обслуживания, а по шельфу — не менее 50%;

6. Создать условия для открытой конкуренции, состоятельности. Ярким примером этого пути является деятельность «Роснефти» в Нефтеюганском регионе. С одной стороны, она поддержала отечественных буровиков, а с другой — планомерно и грамотно создавала условия прозрачной и открытой конкуренции путем сосредоточения на своих объектах четырех наиболее прогрессивных сервисных компаний, таких как Schlumberger, БКЕ, ССК, РН-Бурение;

7. Содействовать инвестиционной привлекательности сервисных и машиностроительных предприятий, что позволиткратно сократить сроки модернизации производственных мощностей и обеспечит динамичное и конкурентное развитие сервисной и машиностроительной отраслей. А это, в свою очередь, позволит добиться стабильного и устойчивого развития регионов: приведет к созданию новых рабочих мест, пополнению местных бюджетов и т.д. Необходимо внести в законодательство меры финансовой и налоговой поддержки сервисных и машиностроительных предприятий;

8. Обеспечить активную, в том числе и экономическую, поддержку выхода российского сервисного сектора на зарубежные рынки. 



Я бы хотел подчеркнуть, прежде всего, стремление России развивать инновационную экономику — это ключевая цель. В то же самое время нет ни малейшего сомнения в том, что российская энергетика и впредь будет оставаться хребтом народного хозяйства и будет играть ключевую роль в наполнении национального бюджета, питая процессы модернизации во всех секторах экономики.

Современный нефтегазовый сектор представляет собой глобальный мегакомплекс со сложной структурой внутренних связей. Это можно сравнить с командными видами спорта, где успех зависит не от одного человека, а от всех игроков, которые должны играть в полную силу.

Наша отрасль просто не может выжить в современном мире без тех, кто производит услуги, оборудование и комплектующие, и если этого нет в стране, то это должно приобретаться на международном рынке.

В России, где мы работаем, как и во многих других странах, много поставщиков с хорошим потенциалом, которые работают давно в нефтегазовом секторе и имеют хорошую репутацию.

Работая в России, мы понимаем, насколько важно инвестировать в развитие российского производителя. Анализ показывает, что компания может почти вдвое увеличить закупки товаров и услуг у российских производителей. Это сэкономит миллиардные инвестиции.

Эти средства могут быть направлены на замещающий импорт, а также на обеспечение наших проектов в России. Мы можем увеличить экспортный потенциал страны и выйти на новые рынки. Используя примеры из других отраслей, мы можем сказать, что таким образом можно создать 10–15 тыс. новых рабочих мест.

Но, к сожалению, как в самой России, так и для возможных покупателей российских товаров и услуг, у страны потенциал еще предстоит реализовать. Наш опыт работы демонстрирует, что существует огромный разрыв

ШЕЛЛ МОЖЕТ УВЕЛИЧИТЬ ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ

между тем, что могут сделать поставщики, с одной стороны, и тем, в каком состоянии находится развитие нефтегазового комплекса — с другой.

Почему так происходит, в чем корни такого разрыва между потенциалом и реальностью? И, что очень важно, как его ликвидировать? Эти и другие вопросы мы сегодня постараемся обсудить на нашем круглом столе, а результатами поделимся с правительством России.

Мы в компании Shell глубоко убеждены, что правительство и промышленники России должны заново создать стратегию развития рынка оборудования и услуг для нефтегазового сектора. И я бы хотел поделиться своим личным опытом.

Мы плодотворно работаем в Западной Сибири и разрабатываем Салымское месторождение. И «Салым Петролеум», и Shell работают совместно с российскими компаниями, привлекают как можно больше подрядчиков для увеличения экспорта из России оборудования и услуг.

Один хороший пример — это Сибирская сервисная компания, которая сократила сроки буровых работ с 30 дней в среднем до менее шести суток для бурения одной скважины. Также компания выступила хорошим конкурентом западной компании KCE Deutag.

Что касается сотрудничества с промышленностью. Специалисты СПД и Shell работают с российской компанией «Буринтех», которая производит долота, и это позволило нам увеличить свою производительность, но не только это. Мы снизили все риски работ на 25%. Наши внутренние инструкции и регламенты по охране труда и технике безопасности позволили нам пересмотреть наши подходы к вопросам безопасности и ввести изменения.

Благодаря этому «Буринтех» смог подписать контракты прак-



ГАРРИ БРЕКЕЛЬМАНС
Исполнительный вице-президент концерна «Шелл» по России и Каспийскому региону

тически со всеми международными нефтяными компаниями. Несмотря на тот успех, которого мы достигли, в 2007 году была созда-

Российская энергетика и впредь будет оставаться хребтом народного хозяйства, питая процессы модернизации во всех секторах экономики

на группа по привлечению российских подрядчиков, и я хотел

Работая в России, мы понимаем, насколько важно инвестировать в развитие российского производителя

бы, чтобы они более активно участвовали в проектах Shell. Мы та-

Мы в компании «Шелл» глубоко убеждены, что правительство и промышленники России должны заново создать стратегию развития рынка оборудования и услуг

ким образом хотим расширить присутствие России и на других рынках.

«Шелл» может способствовать увеличению экспортного потенциала страны, создав 10–15 тыс. новых рабочих мест...

ВЛАСТЬ ПЛЮС БИЗНЕС ПЛЮС ИНВЕТОР: ЭФФЕКТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

ПОЛ МАССАЙ
Вице-президент по организации
подрядных работ и МТО, «Шелл»



Несколько слов о том, как в компании «Шелл» построены принципы ведения работ. Прежде всего, мы ра-

«Шелл»: мы всегда стараемся работать таким образом, чтобы создавать комфортные условия для той страны, в которой мы работаем

ботаем в 72 странах мира в области разведки и добычи, и мы всегда стараемся работать таким об-

«Шелл» наработала свои подходы к рынку услуг: особое место в их числе занимает взаимодействие с местными подрядчиками

разом, чтобы создавать комфортные условия для той страны, в которой мы работаем.

Контракты с российскими поставщиками в настоящее время оцениваются суммой в \$550 млн: многие из них имеют налаженное производство и хороший потенциал

Мы уделяем огромное внимание охране труда, промышленной безопасности и охране окружаю-

щей среды, гарантируя абсолютную безопасность. От трех до пяти тысяч подрядчиков работают с нашей компанией по всему миру. Это огромное количество людей, которые ежедневно приходят на работу на наши рабочие площадки. И для нас важно, чтобы все работники успешно работали и успешно возвращались в семьи. Это основное правило, это закон.

Еще один принцип, который мы жестко соблюдаем, базируется на уважении законов страны, в которой мы работаем. Мы стараемся работать максимально прозрачно, взаимодействовать на основе честных и уважительных взаимоотношений.

Концерн «Шелл» — одна из первых иностранных компаний, которая начала инвестировать в российскую экономику, и сегодня мы являемся одним из крупнейших инвесторов. Об этом свидетельствуют такие проекты, как «Сахалин-2» и разработка сальмских месторождений.

На ежегодной основе Shell тратит порядка \$60–70 млрд. Мы являемся, на самом деле, самой крупной компанией по затратам на производство работ. 65–70% ком-

пания тратит на разведку и добычу, остальная составляющая — это переработка и транспортировка.

Мы тратим огромные средства и на развитие НИОКР. Иногда эти затраты доходят до \$3 млрд в год: мы считаем, что инновации и ноу-хау — это то, что может гарантировать миру развитие энергетического и нефтегазового рынка.

Shell наработал свои подходы к рынку услуг. Это и глобальные договоры с рыночной индексацией (линейные трубы и трубы нефтегазового сортамента), и рамочные договоры с предприятиями (КИП, устьевое оборудование), и конкурентные торги (платформы с натяжными опорами), и сотрудничество в области инноваций (буровые установки для сверхглубоководных работ).

И, конечно же, взаимодействие с местными подрядчиками. При этом контракты с российскими поставщиками в настоящее время оцениваются суммой в \$550 млн. Многие из них имеют налаженное производство и хороший потенциал. К ним, прежде всего, относятся компании «Борец» и «Новомет» со своими технологиями эксплуатации скважин с использованием ЭЦН, трубные и металлургические ТМК, ММК и ОМК, компания «Новас» с разработанной технологией плазменно-импульсного воздействия на пласт, компания «Буринтех», производитель буровых долот...

Некоторые из этих поставщиков помогают не только нам и российской промышленности, но они уже работают на международном рынке в Нигерии, в Омане и в Египте, например.

Можно ли считать потенциал российского сервиса исчерпанным. Конечно, нет. Мы в Shell уверены в том, что он вполне способен удвоить стоимость предоставляемых услуг, и именно поэтому мы пытаемся вместе свести добывающие компании и поставщиков (см. «Сотрудничество

с российскими поставщиками» и «Реализация потенциала»).

В России у нас уже есть 10–15 постоянных высококвалифицированных поставщиков. К тому же ежегодно появляются порядка 50 новых компаний. Мы анализируем то, что они делают, и пытаемся выявить, насколько они могут быть полезны в нашей работе. Возможности в России огромные, потенциальных поставщиков много. Важно найти и развивать хороших.

Мы считаем, что местные правительства и местные поставщики с нашим участием должны развивать не только возможности поставки на местный рынок своих услуг и продукции, но возможности для экспорта своей продукции и услуг. Усилия представителей только промышленности не могут этого обеспечить. Необходимо найти пути работы с правительственными структурами, которые в тесной связке с компаниями должны способствовать развитию местных компаний и их выходу на экспортный рынок.

Например, российские поставщики должны учитывать в производстве своей продукции и

Сотрудничество с российскими поставщиками

Работа с местными подрядчиками и их роль в реализации проектов
«Работа с местными подрядчиками и поставщиками представляет собой комплекс скоординированных мер и инициатив, направленных на увеличение доли их участия в реализуемых проектах в интересах своего государства и отрасли, которую они представляют»



услуг стандарты не только российские, а, например, стандарты API и другие. Следовательно, необходимо развивать знания и

компетенцию в этой области. Только так они могут расширить свою деятельность и выйти на мировые рынки.

16 - 18 ноября 2011 г.

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2011

V-я специализированная выставка

Организаторы:
ОАО «ОВЦ «Югорские контракты»
Торгово-Промышленная Палата
г. Нижневартовска

При поддержке:
Администрации г. Нижневартовска

Дирекция выставки:
(3462) 32-90-60, 52-00-41,
e-mail: danilova_u@wsmail.ru, www.yugcont.ru



РАЗВИВАТЬ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

ВАЛЕРИЙ ДРАГАНОВ

Заместитель председателя комитета ГД по промышленности, законодателя в сфере промышленной политики



Мое выступление будет критичным, и я заранее прошу извинить меня за возможную неполиткорректность.

Деловые круги могут и должны быть локомотивом предложений по формированию промышленной политики

По крайней мере, о депутатах могу сказать, что к концу работы нынешнего созыва Государственной

Думы только ленивый не говорил о промышленной политике и о том, что налоговая система не способствует повышению рентабельности, например, в нефтегазовой отрасли.

Кстати, об этом очень часто говорит министр С.Шматко. Но хочу напомнить, что министр является членом правительства и у него гораздо больше возможностей убеждать президента, премьера, других министров. Значит, Министерство энергетики, ну и, конечно, про-

фильный комитет Государственной Думы не смогли убедить.

Но это не только дело политиков или министров. И западный бизнес это подтвердит: деловые круги могут и должны быть локомотивом этих предложений. В нашей этике принято считать (я считаю, что это неправильно), что бизнес должен договариваться кулуарно, а министры, депутаты и другие представители крупного истеблишмента должны потом актуализировать эти вопросы.

Но на самом деле, несмотря на обилие разговоров о проблемах, наиболее болевые, серьезные проблемы остались во многом нерешенными, и главная из них — безусловно, это стандарты.

Меня всегда очень удивляло, что в течение полутора лет, принимая десятки программных документов в рамках Таможенного союза и, в частности, ратифицируя несколько десятков соглашений, договоров между членами Таможенного союза, депутаты всякий раз дебатировали между собой, с правительством, с чиновниками всяких межгосударственных структур. Но крайне редко — с бизнесом.

И это не вопрос политиков — это вопрос бизнеса. Если бы бизнес был более проницателен, более настойчив в экспертных советах профильных комитетов энергетики, промышленной политики СНГ, где ратифицируются эти соглашения, то многие вопросы, может быть, политики и министры решали бы лучше.

Я не перекладываю вину на бизнес. Я призываю к хорошей консолидации, где бизнес, считаю, должен иметь не меньшее значение и право быть субъектом этих обсуждений уже потому, что является производителем.

Впечатляет полмиллиарды долларов инвестиций Shell, или его социальная ответственность, или, скажем, локализация, которой он способствует для привлечения отечественных производителей или оказывающих услуг организаций.

Вот сейчас начинается предвыборная кампания. Депутаты, политики, политические партии будут заняты политической



борьбой — это естественный период, он займет один-два месяца, перед тем как сформируется новая Дума. Мне кажется, у бизнеса есть возможность за это время подготовить очень серьезный, амбициозный, может быть, даже и сверхамбициозный список или повестку дня с ее раскладом по иерархии на будущей политической сезон: это для президента, это для премьера, это для депутатов.

Поскольку такие важнейшие вопросы, как налоговые, как вопросы содействия экономике, невидимая конкуренция фискальной зависимости промышленности, ведь не решаются за неделю, за месяц и даже за год.

И если таких вопросов наберется очень немного, но они будут очень серьезными, то их можно имплементировать в законодательный процесс, в повестку дня Думы, в законодательную повестку правительства — и уже видеть, проектировать их в конкретных зако-

нопроектах, а не только на риторическом уровне. И я уверен, что будущая Дума очень быстро отреагирует на такой вызов.

Последнее, что я бы хотел сказать. Мы пытались за этот созыв принять разные варианты и версии закона о промышленной политике. Не получилось, и думаю не получится. Нельзя все конкретные регулирующие и стимулирующие бизнес-вопросы поместить в этот закон. Не получится. Что тогда делать?

А нужно развивать институциональное законодательство. Я тоже дошел до того, что всякого рода государственное текущее содействие, антикризисная программа или посткризисный план, который в России реализован, на мой взгляд, хорошо, но это — не промышленная политика. Промышленная политика — это эффективная внешнеторговая политика, это эффективная таможенно-тарифная политика, это эффективная корпоративная

политика, это эффективная поддержка экспорта.

Я призываю к хорошей консолидации: в новый политический период бизнес может войти со своими продуманными предложениями

Это то, что решается на уровне институций, а не текущих субси-

Всякого рода государственное текущее содействие бизнесу — хорошо, но это не промышленная политика

дий бюджета или корректировки плана приватизации, хотя я счи-

Промышленная политика решается на уровне институций, а не текущих субсидий бюджета или корректировки плана приватизации

таю, что приватизация должна идти быстрее, как и расти роль государственных компаний... 

УСИЛИЙ РЕГИОНОВ УЖЕ НЕ ХВАТАЕТ

Круглый стол затронул весьма важную тему, которой мы крайне озабочены, потому что на территории Тюменской области располагается ряд промышленных предприятий, которые являются сервисными предприятиями и которым мы активно предоставляем максимальные льготы и в поставке оборудования, и в производстве, и в направлении приобретения оборудования.

Но, к сожалению, сегодня мы еще отстаем, может быть, уже безнадежно отстаем, хотя и не снижаем ежедневных темпов взаимоотношений с компаниями, такими как ЛУКОЙЛ, как ТНК-ВР. В частности, у нас позавчера состоялся круглый стол с «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь», где мы рассматривали именно отношения о поставках оборудования тюменскими предприятиями для ЛУКОЙЛа.

Такого рода меры позволяют нам выявлять те проблемы, которые возникают у поставщиков и у



ВЛАДИМИР МАЗУР
Заместитель губернатора Тюменской области

заказчика. Мы, в частности, вышли с предложением создать некую конфликтную комиссию, где могли бы оперативно рассматривать те или иные спорные вопросы.

Но мое мнение остается прежним: модернизация требует

значительных средств, и как бы мы навстречу ни шли, ни помогали бизнесу, для того чтобы облегчить бремя закупки высокотехнологичного дорогостоящего оборудования, этого недостаточно, даже совместными усилиями.

Недостаточно потому, что тендерные требования к продукции очень высокие в компа-

Руководство области активно предоставляет максимальные льготы и в поставке оборудования, и в производстве, и в направлении приобретения оборудования

ниях, ВИНК очень быстро шагают вперед, и поставщики на-

Но, к сожалению, сегодня наших усилий уже не хватает, хотя мы и не снижаем ежедневных темпов взаимоотношений с компаниями

ши тюменские, надо признать, не всегда успевают, хотя есть

Для решения общих проблем бизнес должен активнее себя проявлять совместно с исполнительной властью на местах

ряд успешных, за которыми признан статус добросовестного поставщика, долгосрочного поставщика.



Ряд докладчиков уже говорили об активности бизнеса в расширении взаимодействия с депутатским корпусом для выработки схемы участия государства в модернизации предприятий. Может быть, определить, кто конкретно и на какую помощь претендует в смысле предоставления тех или иных льгот? И здесь бизнес должен

активнее себя проявлять совместно с исполнительной властью на местах.

И спасибо за прозвучавшее предложение о предоставлении регионам прав на небольшие месторождения, на самом деле, в этом направлении мы тоже уже начали работу, и есть ряд предложений по добыче трудноизвлекаемых запасов. 

«Я КАК МИНИСТР НИ ЗА ЧТО НЕ ОТВЕЧАЮ»...

ГЕННАДИЙ ВОРОНИН
Председатель Комитета по качеству продукции ТПП РФ, президент Всероссийской организации качества, главный редактор журнала «Стандарты и качество»



Уважаемые коллеги, я — экс-председатель Госстандарта, 1997–2002 годы, и я не могу пройти мимо вот такого вопроса, как стандартизация.

Во времена Советского Союза ежегодно на стандартизацию выделялось \$70 млн, работало 352 технических комитета. Сейчас комитеты простаивают. Провозгла-

сили: бизнес должен участвовать в финансировании стандартов. Участвует, но очень и очень мало. Государство денег не дает. Вот в чем собака-то зарыта. Стандарты же есть кому делать.

Теперь с точки зрения проблем СНГ, проблем ЕврАзЭС, Таможенного союза. На самом деле на сегодняшний день нет того четкого дирижера, который бы приводил работу к общему знаменателю. Потому что когда работал Межгосударственный совет СНГ, и я его возглавлял, мы приходили всегда к консенсусу. Никогда не возникало вопросов, мы не задавали государству задач, что мы не пришли к общему знаменателю с точки зрения принятия стандартов. Никогда.

Сейчас же Госстандарт, ставший Ростехрегулированием, этим вопросом не занимается. И Минпром, который взял на себя эти



функции, тоже не занимается. И специалистов таких там нет, которые могли бы этим вопросом заниматься.

Поэтому я считаю: когда мы будем готовить резолюцию, мы как-то должны обратить внимание, кто и как в этой непонятной ситуации будет дирижировать процессом. Собираются все дирижировать, но тогда получится как у А.Райкина про сшитый костюм...

Те задачи гармонизации, которые стоят, — я не вижу проблем для России, чтобы их не решить, если поставить четко задачу государству провести гар-

монизацию стандартов. И нет проблем, чтобы в течение двух лет вообще забыть эту, как говорится, задачку. Нет проблем. Есть 352 технических комитета, которым надо давать поручения проводить гармонизацию — и все, и мы на следующем совещании с вами будем говорить вообще о других вопросах.

И еще. Полтора года лежит закон по стандартизации. Он специально блокируется. Лежит в Минпроме, потому что Ростехрегулирование, как бывший Госстандарт, не имеет права выхода на Думу. А ведь это — важнейший вопрос. Представляете, мы говорим о стандартизации, но нет закона о стандартизации, который подготовлен, и я как председатель комитета провел три раза слушания. Вычищен до звона этот закон — и, тем не менее, он в Думу не представляется.

Друзья мои, во времена Советского Союза, что было записано в положении о министерстве и о министре? Там было записано, что министерство (министр) отвечает за удовлетворение народного хозяйства следующей продукцией, две точки и написано, это, это, это. Все было в тоннах, штуках, килограммах, километрах.

Что записано в положении о министерстве сейчас? Министр отвечает за политику. Все. Что вы будете заслушивать? Он от-

вечает за политику. На одном из самых мощных форумов выступит

Во времена СССР ежегодно на стандартизацию выделялось \$70 млн, работало 352 технических комитета, сейчас они простаивают

пает бывший министр сельского хозяйства Гордеев, ну, вы же

Если бы комитеты работали, а государство их финансировало, задача была бы решена в течение двух лет

знаете состояние в сельском хозяйстве. Он вполне авторитет-

Мы говорим о стандартизации, но нет закона о стандартизации, который и подготовлен, и три раза слушался. Вычищен до звона закон, но в Думу не представляется

но, серьезно, не испугался, говорит: «Я как министр ни за что не отвечаю».

Не испугавшись, один министр сказал, что он «ни за что не отвечает». Можете представить ситуацию, в какой мы находимся?

Можете представить ситуацию, в какой мы находимся?

НУЖНА СИСТЕМА ДИАЛОГА С ВЛАСТЬЮ

Уважаемые коллеги, сегодняшнее обсуждение высвечивает те системные проблемы, без решения которых в конечном итоге нельзя добиться эффективного решения проблем, носящих вполне конкретный прикладной характер и для отрасли, и для компаний.

Активность позиции бизнеса в артикулировании его собственных проблем — проблем отраслевых, проблем системных — должна быть на порядок выше. Тем более, сейчас, когда формируется новая повестка дня для всей страны. И я думаю, что наша совместная задача для себя эту повестку



АЛЕКСАНДР ЗАХАРОВ
Вице-президент ТПП РФ

четко сформулировать, имея в виду систему ТПП как представителя интересов российского бизнеса и как очень важный интерфейс с нашими зарубежными партнерами.

Активность позиции бизнеса в артикулировании его собственных проблем — проблем отраслевых, проблем системных — должна быть на порядок выше

Есть общие проблемы, это проблемы качества управления, и корпоративного, и государствен-

Что такое механизм лоббирования в России? Мы, в принципе, заслуживаем уже, чтобы соответствующий закон был принят

ного, недостатка кадров, недостатков нашей системы образования и, в том числе, среднего

Что от нас ждут? Это качество экспертной подготовки предложений, не просто отослать письмо и ждать ответа, но попробовать сделать программу...

профессионального, несовершенства законодательства. Очень важно отсутствие внятного

целесообразия по ключевым проблемам модернизации российской экономики и отсутствие четкого и внятного механизма реализации поставленных задач.

Что такое механизм лоббирования в России? Мы, в принципе, заслуживаем уже, чтобы соответствующий закон был принят и термин появился, законодательно закрепленный, что такое лоббирование в России с разработкой конкретных механизмов лоббирования.

Бизнесу в ближайшие месяцы надо бы определить для себя, для власти какую-то внятную повестку дня, ее артикулировать и добиваться того, чтобы она совместными усилиями была реализована. Власть гораздо лучше сегодня слушает бизнес, не преувеличиваю, чем это было некоторое время назад.

Тогда что зависит от нас как от бизнес-сообщества и что востребовано? Что мы видим на примере обсуждения конкретных ключевых злободневных тем? Что от нас ждут? Это качество экспертной подготовки предложений, чтобы, если бизнес вносит предложения в правительство, они были качественно проработаны и за них можно было отвечать.

Вторая тема, которая волнует всех, — это вообще качество

сопровождения подготовленных инициатив бизнеса. И здесь начинается совершенно другая история, потому что предложения могут быть подготовлены качественно, но они могут осесть в кабинетах и не получить конкретной реализации. Поэтому мы должны об этом задуматься.

И здесь, мне кажется, ключевой момент — это публичность, когда мы с каким-то ведомством, может быть, не одним даже, определяем, вот программа годовая действий, в начале года или накануне будущего года, и потом, в конце года, обязательно публично проводим подведение итогов. То есть, начинаем выработать новый, энергичный механизм обратной связи.

И давайте предпримем максимальные усилия, и ТПП здесь сделает все возможное, чтобы решить те проблемы, которые сегодня обсуждались. И не просто отослать письмо и ждать ответа. Но попробовать сделать программу для того, чтобы спустя год, например, сказать, что удалось реализовать из этого. Чиновники — вполне компетентные люди, они отвечают за свою работу. Но с ними должна быть установлена система правильного диалога, в том числе публичного. 

НЕДОСТАТОЧНО ВЫСОКАЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ: ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ



В нашей компании в эксплуатации находится большое количество оборудования различного назначения. Ежегодно объем приобретения оборудования организациями группы ЛУКОЙЛ остается практически неизменным в течение ряда лет, при этом доля оборудования, приобретаемого у зарубежных производителей и поставщиков, составляет 4–6%.

Сегодня в России выпускается широкая номенклатура оборудования для нефтегазового комплекса, но, к сожалению, часть его уже морально устарела. Тех-



нический уровень и качество отечественного оборудования сегодня уступают лучшим мировым образцам.

Так, насосно-компрессорное оборудование претерпело только небольшие конструктивные изменения, и наработка на отказ у зарубежных штанговых глубинных насосов, а также винтовых насосов значительно выше российских.

В целом трудоемкость операций на отечественном оборудовании примерно в два раза превышает трудоемкость на аналогичном импортном. Отсюда готовность потребителей заплатить больше, но за продукцию, которая отвечает современным требованиям.

Предприятия нефтегазового машиностроения остро нуждаются в техническом перевооружении и во внедрении современных машиностроительных технологий. Одной из причин сложившегося положения дел является низкий уровень промышленных стандартов. И как следствие, замедлилось продвижение инноваций в производство.

Российские стандарты теряют конкурентоспособность в отношении аналогичных стандартов США, Великобритании и Германии. Да, безусловно, наши производители должны ориентироваться на эти стандарты для того, чтобы конкурировать на мировом рынке, но при этом и внутри страны эти стандарты уже вытесняют наши отечественные ГОСТы.

Серьезной проблемой российских производителей нефтегазо-

вого оборудования является неразвитость системы сервисного обслуживания. Нефтяники и газовики сталкиваются с серьезными проблемами при приобретении запасных частей, ремонте и модернизации техники. Иностранцы поставщики в этом отношении обладают большими возможностями, поэтому работа с ними порой более комфортна для потребителя. Все это имеет большое значение при принятии решения о закупке отечественного или импортного оборудования.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод об основных причинах недостаточно высокой конкурентоспособности. В их числе: высокие эксплуатационные затраты и энергопотребление, недостаточный уровень надежности и низкий ресурс, недостаточное удовлетворение требованиям экологичности, несовременный дизайн и несоблюдение требований эргономики, практическое отсутствие системы постпродажного обслуживания, частое нарушение сроков и комплектности поставок, большая металлоемкость и габариты, а также слабая автоматизация.

В подтверждение этому можно привести пример внедрения на одном из объектов компании ЛУКОЙЛ насосных агрегатов производства фирмы «Зульцер», предназначенных для закачки подтоварной воды в пласт системы ПВД, гарантированная наработка на отказ которых составляет 40 тыс. машино-часов против 16 тыс. у насосных агрегатов отечественного производства.

Фактическая наработка наших агрегатов на этом месторождении составила всего 2 тыс. машино-часов. После смены насосных агрегатов фактическое потребление электроэнергии снизилось на 20%.

Высокие эксплуатационные затраты и энергопотребление

Все вышеперечисленные проблемы вынуждают компанию прибегать к закупкам продукции зарубежного производства, где это

Недостаточный уровень надежности и низкий ресурс

выгодно с точки зрения цены и качества, несмотря на то, что формально аналоги российскими предприятиями производятся.

Недостаточное удовлетворение требованиям экологичности, несовременный дизайн и несоблюдение требований эргономики

В их число также входят поршневые газовые компрессоры, винтовые воздушные компрессоры производительностью от 15 тыс. до 25 тыс. нормальных кубических метров в час; центробежные газовые компрессоры производительностью до 200 тыс. нормальных кубических метров в час; погружной термостойкий кабель на рабочую температуру свыше 200°C; оборудование для интеллектуального заканчивания скважин и оборудование скважин в сероводородостойком исполнении...

Практическое отсутствие системы постпродажного обслуживания

Некоторые виды оборудования традиционно приобретаются за рубежом только по одной причине: отсутствуют аналоги российских производителей. В их числе насосы большой производительности свыше 1,5 тыс. кубометров в час для объектов хранения, перевалки нефти и нефтепродуктов; газовые компрессоры, развивающие давление до 16 мегапаскалей; высокопроизводительные до 2 тыс. ку-

бометров в сутки высоконапорные погружные электроцентробежные насосы для добычи нефти и воды. И этот список не является, к сожалению, исчерпывающим.

Частое нарушение сроков и комплектности поставок, большая металлоемкость и габариты, а также слабая автоматизация

Подобная ситуация сложилась и на российских трубных заводах. Нефтегазопроводные трубы изготавливаются на основе многочисленных технических условий, многие из которых не прошли широких промышленных испытаний. Уровень исходных технических требований в ТУ ориентирован на возможности конкретного изготовителя.

Пришло время разрабатывать и внедрять национальные

стандарты трубной продукции. Постоянный рост требований к надежности и безопасности промышленных трубопроводов ведет к необходимости применения высококачественных и коррозионно-стойких труб, изготавливаемых по новым технологиям из современных марок стали.

В этом плане хороший пример подает группа ЧТПЗ, которая ведет активную работу с нефтяниками, в частности, активно подбирает и испытывает на месторождениях новые высококачественные и коррозионно-стойкие трубы, изготовленные по новым технологиям из современных марок стали.

В последние годы нефтяникам предлагается немного продукции с принципиально новыми техническими решениями, а для удовлетворения потребностей нефте-

газодобывающих предприятий необходимо осваивать серийное производство новых видов.

В заключение необходимо отметить, что в современных условиях мало просто изготавливать оборудование и поставлять его потребителю. Сегодня необходимо обеспечивать полный комплекс мероприятий, начиная от проектирования оборудования в соответствии с требованиями заказчика и обучения специалистов до его монтажа и последующего гарантийного обслуживания.

Россия располагает огромным научным и творческим потенциалом в области машиностроения и трубного производства, а соответственно, есть все предпосылки для того, чтобы отечественные производители стали полноправным конкурентным партнером международного рынка нефтегазового оборудования. 

В ЦЕНУ СЕРВИСНЫХ УСЛУГ — ИНВЕСТИЦИОННУЮ СОСТАВЛЯЮЩУЮ

Одним из инструментов повышения эффективности деятельности нефтегазового сервиса на рынке России является выделение сервисных подразделений из состава вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Исторически ССК создалась в новом качестве как независимый игрок, на базе активов ВИНК — это активы по эксплуатационному бурению, ремонту скважин в ХМАО, в Поволжье, в Томской области — и на базе геологоразведочных предприятий Восточной Сибири, Томского региона. И дальнейшее развитие ССК как самостоятельного игрока на рынке сопровождалось целенаправленной работой по повышению эффективности действий и качества оказываемых услуг.

Повысилась устойчивость компании, так как ССК работает в различных регионах и предлагает как комплекс услуг в целом, так и отдельные виды в частности (см. «ССК: основные виды услуг»).

Комплексный подход позволяет достигать гораздо большего эффекта по увеличению коммерческих скоростей. Потому в течение последних пяти лет нами и были достигнуты значительные результаты по повышению эффективности. Тому пример — сотрудничество с «Салым Петролеум Девелопмент», где мы сократили сроки строительства с 30 суток в среднем до семи.

Хочу обратить внимание на то, что каждый год мы все равно достигаем повышения эффективности, увеличиваем коммерческую скорость, пусть все же не такими высокими темпами. Сказался опыт взаимодействия с компанией Shell:



АЛЕКСЕЙ КАНАШУК
Заместитель генерального директора по маркетингу, Сибирская сервисная компания

ССК: основные виды услуг

- Бурение скважин**
 - Разведочное бурение на нефть и газ
 - Эксплуатационное бурение на нефть и газ
 - Вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины большой протяженностью
- Ремонт скважин**
 - Текущий ремонт скважин (РС)
 - Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин (НРС)
- Цементирование скважин**
- Буровые растворы**
 - Разработка программ по буровым растворам
 - Сопровождение буровых растворов
 - Системы очистки
- Зарезка боковых стволов**
- ННБ**
 - Телеметрия
 - Долотный сервис
 - Забойные двигатели

Доходная деятельность компании по видам предоставляемых услуг



постоянные объемы работ, цена, которая ежегодно индексировалась, порой даже вне зависимости от качества работы сервисной компании.

В настоящее время оснащенность российских нефтесервисных компаний значительно проигрывает иностранным конкурентам

Соответственно, когда это происходило внутри одной компании, то снижало требовательность к качеству проведения работ, да и, собственно, сама сервисная компания не особо это все стремилась отшлифовывать.

На базе лидеров нефтесервиса России при государственной поддержке возможно формирование и развитие высокотехнологичных российских холдингов

Поэтому, когда ССК стала независимой, естественно, правила игры поменялись. Мы столкнулись с тем, что контракты в основном короткие, годовые, и вот в данный момент низкие посткризисные цены не позволяют в полной мере провести программу обновления и морального перевооружения оборудования компании.

Пока же механизмом по переоснащению активов являются долгосрочные договоры и включение инвестиционной составляющей в стоимость услуг

Тем не менее, в 2011 году в ССК запущена программа обновления и модернизации парка производственного оборудования, которая направлена на повышение качественных характеристик, так как резервы по повышению коммерческих скоростей за счет технологии на имеющемся оборудовании практически исчерпаны и поэтому необходимо приобретать уже совершенно новое оборудование, которое позволит внедрять новые технологии (см. «ССК: программа обновления и модернизации»).

ССК: программа обновления и модернизации

Буровые установки	
Тяжелые (>250 т)	21
Средние (200-250 т)	19
Легкие (<200 т)	49
* включая мобильные	7
* с дизельным приводом	38
Итого	89



Подъемные агрегаты	
А-50	4
УПА60А, УПА 60/80	19
АПР60/80, АПР80	11
ПАП-60/80, 1БА-15	4
Кремко 80	11
Кремко 600	4
Кардвэлл KB-210В	3
Нупер LTO-350	3
IRI-60	1
Итого	60



мы поняли, как нужно организовывать процесс работы. При этом повышение производственных показателей достигается не в ущерб безопасности проведения работ, их качеству и технологичности.

Это и пример «Юганскнефтегаза», где за последние годы мы увеличили коммерческую скорость практически в 1,5 раза, при этом стоимость метра проходки

выросла совсем незначительно в долларовом выражении, практически всего на 3% за эти годы, а если учитывать инфляцию, то, по сути, произошло снижение стоимости работ.

При этом, конечно, вспоминается время, когда ССК находилась в рамках вертикально интегрированной нефтяной компании. Какие были плюсы для компании сервисной? Это — стабильные и



Хотелось бы сказать, что в настоящее время оснащенность российских нефтесервисных компаний значительно проигрывает иностранным конкурентам, и в связи с этим мы считаем, что на базе лидеров нефтесервиса России, таких компаний, как БКЕ, ССК, при государственной

поддержке возможно формирование и развитие высокотехнологичных российских нефтесервисных компаний.

Механизмом по переоснащению активов, по нашему мнению, является заключение долгосрочных договоров и включение инвестиционной составляющей в

стоимость услуг, которая, конечно, должна обсуждаться с заказчиками, должна быть прозрачной, и заказчики должны понимать, что за эту инвестиционную составляющую они получают от подрядчика, но, тем не менее, работа в этом направлении должна вестись. ■

РОСТЕХНОЛОГИИ: ЦЕНТР НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



ИНСАФ САЙФУЛЛИН
Генеральный директор
ОАО «Нефтегазавтоматика»

Основная задача госкорпорации — содействие инновационному развитию предприятий и отраслей промышленности путем привлечения тех-

Центр: разработка и реализация инициативных инновационных проектов НИОКР

нологий военно-промышленного комплекса для развития гражданских отраслей.

Центр: выполнение НИОКР по заявкам ВИНК с привлечением предприятий корпорации

Корпорация была создана в 2007 году, в настоящее время более 2 тыс. предприятий входят в ее состав, из них около 600 — чисто дочерние предприятия. Есть достаточно хороший научный потенциал — это 220 научно-иссле-

довательских организаций и конструкторских бюро.

Какова сегодня ситуация с участием предприятий «Ростехнологий»? К сожалению, наши предприятия сейчас поставляют только около 10% закупаемой продукции для нефтегазового комплекса. Наибольший объем — это газотурбинная техника, нефтегазовое оборудование на втором месте. Общий ежегодный объем — около 13 млрд рублей (см. «Объемы поставок продукции...»).

Но потенциал, на наш взгляд, большой. Если исходить из того, что объем рынка нефтегазового машиностроения — около 120 млрд рублей, то наши предприятия могли бы удовлетворить спрос на этом рынке на 70%. В целях реализации потенциала корпорация сформировала программу инновационного развития и реализует подписанные соглашения с нефтегазовыми компаниями.

Программу инновационного развития предполагается выполнить в два этапа, до 2020 года. Цели — достижение 70% высокотехнологичной продукции и завоевание лидирующих позиций по ряду технологических направлений.

Объемы большие, источников финансирования, на мой взгляд, достаточно — около 1 трлн рублей. Это деньги, которые, по существу, выделяются в рамках госзаказа для наших оборонных предприятий, в том числе. На НИОКР, на создание новой инновационной техники будет выделяться почти половина этих денег (см. «Объем и источники финансирования программы...»).

Что касается конкретных соглашений с нашими нефтегазовыми компаниями, то, к сожалению, пока в их рамках конкретная поставка нашей инновационной продукции не очень большая, поскольку общий объем не превышает 4 млрд рублей из 12,7 млрд.

Буквально несколько недель назад был подписан долгожданный приказ о создании Центра нефтегазовых технологий, которому поручено оказание содействия в развитии инновационного производственного потенциала организаций, производящих нефтегазовое оборудование, и содействия организациям корпорации в адаптации к требованиям компаний топливно-энергетического комплекса.

В настоящее время сформирована база данных по продукции предприятий, выпускающих высокотехнологичное нефтегазовое оборудование, и одновременно идет накопление массива данных по потребностям уже нефтяных и газовых компаний.

Что сделано Центром нефтегазовых технологий за этот период? Мы предложили организовать ли-

ВМЕСТЕ – ЭФФЕКТИВНЕЕ



Виктор СЛАВЯНЦЕВ
Заместитель начальника управления инвестиционного развития госкорпорации «Ростехнологии»

Создаваемый Центр нефтегазовых технологий на базе «Нефтегазавтоматики» направлен, в первую очередь, на то, чтобы координировать деятельность большого потенциала предприятий корпорации в направлении потенциального заказчика — компаний нефтегазового комплекса.

Поскольку большинство компаний имеют свои программы инновационного развития, то можно найти точки соприкосновения по вопросам проведения НИОКР на всех стадиях. Совместно можно найти очень много интересных разработок, которые могут быть коммерциализованы для топливно-энергетического комплекса.

И очень бы хотелось, чтобы центр установил хорошие контакты как с R&D-подразделениями основных заказчиков, так и со службами капитального строительства, поставок и материально-технического снабжения ВИНК.

Хотелось бы действительно наладить такие отношения, когда возможности и той и другой стороны были бы максимально использованы для общего дела. А мы с вами, к сожалению, все время констатируем, что за последние годы, а может быть, уже и пару десятков лет, мало кто из экспертов может назвать хотя бы три-четыре существенные отечественные технологии, которые внедрены в нашей промышленности, мало кто. Попробуйте. Кто назовет больше пяти? Я не могу.

ОБЪЕМ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ГК «РОСТЕХНОЛОГИИ»

На период 2011–2020 гг. — 986,6 млрд руб., в том числе:

- Средства федерального бюджета — 698,8 млрд руб.;
- Собственные средства — 287,7 млрд руб., из них средства корпорации — 34,9 млрд руб.

Основные направления:

- НИОКР — 432,1 млрд руб., в том числе:
 - Средства федерального бюджета — 313,2 млрд руб.;
 - Собственные средства — 118,9 млрд руб.;
- Технологическая модернизация — 502,7 млрд руб., в том числе:
 - Средства федерального бюджета — 372,5 млрд руб.;
 - Собственные средства — 130,2 млрд руб.;
- Другие мероприятия — 51,8 млрд руб.

цензионное производство современных стационарных и мобильных буровых установок на одном из наших предприятий; эта инициатива сейчас обсуждается и рассматривается в рабочем порядке.

Кроме того, была изучена возможность и предложено применить роторно-вихревые машины для нефтегазодобывающих предприятий. Это нефтепогружные насосы, о чем сегодня был разговор, гидравлические двигатели, насосокомпрессорная техника, по

которым, к сожалению, качество продукции наших предприятий отстает. Это направление сейчас изучается, и в Республике Татарстан, в «Роснефти», в ряде других организаций идет промышленное испытание таких типов насосов, которые более качественны по ряду параметров.

Кроме того, идет очень большая работа по продвижению волновых машин и аппаратов в нефтяную промышленность. С этой целью создана лаборатория с Институтом машиноведения РАН;

Объемы поставок продукции для компаний ТЭК, 2010 г.



сейчас этот тип новой инновационной техники прорабатывается на предмет реального использования и организации производства на наших предприятиях.

Центр: организация поставок нефтегазового оборудования

Также предложено внедрить малотоннажную технологию конверсии природного или попутного газа в синтетической нефти и моторное топливо. Это направление очень интересное, но оно, к сожалению, пока в России не получило должного внимания.

Центр: проработка и реализация проектов по организации производства нового оборудования на предприятиях корпорации

В качестве опытной площадки для работы мы выбрали Республику Татарстан, учитывая, что там очень много предприятий «Ростехнологий» и одновременно работает «Татнефть», активно занимающаяся инновациями.

Нам бы хотелось, чтобы в рамках тех финансовых ресурсов, которые государство выделяет «Ростехнологиям», были бы учтены средства на закупки лицензий, а не оборудования, потому что оборудование — это зависимость, а имея соответствующие лицензии, мы могли бы уже независимо организовывать такие высокотехнологичные производства в интересах нефтегазового комплекса России.

ЭКСПЕРТАМ ОТРАСЛЕВОГО РЫНКА



Участники экспертного круглого стола «Будущее российского рынка нефтегазового оборудования и услуг: инновационный путь развития или дорога в никуда?» (20.09.11; организаторы ТПП РФ, Союз нефтегазопромышленников, концерн «Шелл» в России, «Нефтегазовая Вертикаль»), обсудив состояние и проблемы развития сервисных рынков, посчитали необходимым привлечь к ним внимание Правительства РФ.

Тем более что проблема состояния и перспектив развития нефтегазового сервиса страны — по итогам заседания Межведомственной комиссии по безопасности в экономической и социальной сфере Совета безопасности РФ — была признана угрозой национальной безопасности России еще в конце ноября 2007 года.

В целях тщательной подготовки письма и аналитической записки в адрес Правительства РФ эксперты круглого стола признали также необходимым обращение к мнениям и оценкам максимально широкого круга заинтересованных сторон.

В этой связи «Вертикаль» была бы искренне обязана вам за то время, которое вы уделите ответам на следующие вопросы:

Считаете ли вы, что отраслевой сервис за прошедшие годы не только не стал заказчиком и локомотивом модернизации российской экономики, но продолжает терять свои позиции даже на внутреннем рынке?

Каковы, на ваш взгляд, причины сложившейся ситуации:

а) сформировавшееся потребительское отношение государства к нефтегазовой отрасли: изъятие нефтяных сверхдоходов не сопровождается ни обратными инвестициями, ни созданием экономических стимулов для модернизации производства — «ресурсное проклятие» придумали те, кто на большее не способен?

б) действующая налоговая система на фоне истощения ресурсной базы, перемещения отраслевых проектов в отдаленные и сложные территории и постоянного ростом себестоимости и разведки, и добычи?

в) замена национальной энергетической политики набором корпоративных стратегий, итогом чего стало явное снижение эффективности (в качественном и количественном отношении) и геологоразведочных работ, и добычи, и переработки?

г) многолетнее отсутствие перспектив развития малого и среднего отраслевого бизнеса с одновременной утерей малых месторождений, которыми эффективно могла бы

управлять региональная власть, вернув себе «второй ключ» в недропользовании?

д) разрозненность российских производителей; самок тек их развития, отсутствие каких-либо свободных средств, которые можно было бы направить на НИОКР; высочайшие ставки банковских кредитов; жесткий пресинг нефтяных компаний на ценовую сервисную политику; сильнейшая конкуренция со стороны иностранных компаний; отсутствие федеральных программ развития?..

е) проблемы стандартизации и технического регулирования?

Необходим ли отрасли четкий сигнал от руководства страны: есть ли будущее у отечественного нефтегазового сервиса? Целесообразно ли в этой связи специальное заседание правительственной Комиссии по ВМСБ и ТЭК для синхронизации позиций всех заинтересованных сторон и выработки неотложных мер по восстановлению конкурентоспособности отраслевых сервисных рынков страны?

Какие государственные меры могли бы способствовать ренессансу отечественного сервиса:

1) персонификация ответственности государственного управления и регулирования сервисными рынками?

2) создание благоприятного инвестиционного и налогового режима для инновационных сервисных компаний, прежде всего, с участием тех иностранных фирм, которые обладают передовыми нефтегазовыми технологиями;

3) стимулирование прямых инвестиций иностранных и российских компаний в разработку нового оборудования;

4) экстренная замена устаревших стандартов и переход на международные отраслевые стандарты;

5) значительная активизация нефтегазовой составляющей в государственном холдинге «Ростехнологии»?

6) разработка нефтегазовыми компаниями долгосрочных публичных программ модернизации как базы для сервисного развития с формированием и поддержкой российских брендов в нефтегазовом сервисе; создание системы подготовки высококвалифицированных специалистов?..

Благодарю вас за внимание и прошу ответить.

**По поручению участников
круглого стола
Николай А. Никитин
Издатель журнала
«Нефтегазовая Вертикаль»,
Председатель оргкомитета
круглого стола**

НЕОБХОДИМ БЛАГОПРИЯТНЫЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РЕЖИМ



СЕРГЕЙ СУТОРМИН
Руководитель направления
по разработке и
моделированию, к.т.н., ООО
«Газпромнефть НТЦ»

В связи с тем, что в последние годы происходят изменения в структуре и качестве запасов нефти в сторону их ухудшения, в процессе разработки месторожде-

ний повышается необходимость как в использовании большого круга современных технологий, так и в разработке новейших инновационных технологий. Данные

виды услуг, в том числе, и предлагаются сервисными компаниями.

Если зарубежные сервисные компании предлагают, в основном, опробованные за рубежом технологии, то российские компании чаще всего настроены на внедрение своих разработок, которые не имеют такого широкого применения (опробования) и, соответственно, применение их связано с большим риском, но зато более инновационные и гораздо более дешевые, чем западные.

К сожалению, большой поддержки сервисные компании ни со стороны недропользователей, ни со стороны государства не получают. Борьбась с раскрученными западными компаниями российским сервисным компаниям очень трудно. Тем более что западные компании часто стараются привлечь под свою «крышу» наиболее интересные разработки вместе с их авторами.

В условиях, когда все компании работают на повышение прибыли и сокращение затрат, большинство проводимых тендеров по привлечению сервисных компаний сводятся к выбору той компании, которая даст более гарантированный (причем в наиболее короткие сроки) результат при минимальных затратах, говорит о том, что отраслевой сервис должен стать локомотивом модернизации российской экономики, без существенной государственной поддержки не приходится.

Государственные органы привыкли получать сверхдоходы от деятельности нефтяных компаний, и пока цена на нефть находится на высокой планке, что-либо существенно менять в этой сфере никто не хочет.

Глядя на государственные органы, нефтяные компании также не заинтересованы в существенных переменах в этой сфере. Нефть, газ и другие природные ресурсы нашей страны, с одной стороны, помогают нам жить, с другой — тормозят развитие нашей экономики. Изменить ситуацию могут только государственные органы.

Именно руководство страны, министерства и ведомства должны указать путь дальнейшего развития, причем не только указать (это в данной ситуации не самое

главное), а создать условия, чтобы все предприятия и организации пошли этим путем.

Пора прекратить сидеть на бочке с медом и потихоньку поедать его, пора, наконец, заняться делами и начать решать накопившиеся проблемы.

Руководство страны должно наконец-то решить: или мы продолжаем проедать запасы, или начинаем развивать нашу экономику, т.е. те доходы, которые получаем после продажи нефти за границу, должны идти, в том числе, и на инновационное развитие нашей экономики.

Возможно, какую-то помощь окажет заседание правительственной Комиссии по ВМСБ и ТЭК или создание какой-то специальной комиссии, но в первую очередь должно быть заинтересовано в этом процессе руководство страны, и меры, решения должны быть не расплывчатыми, а конкретными, которые можно проверить.

И направлены они должны быть на развитие тех сервисных услуг, которые в этом наиболее нуждаются и в развитии которых нуждается и нефтяная отрасль. Должна быть выработана конкретная программа действий.

По-моему, не все перечисленные «Вертикаль» меры могли бы способствовать развитию отечественного сервиса. Несомненно, должна быть персональная ответственность в государственных структурах за те программы и решения, которые исходят из государственных органов и комиссий.

Необходим и благоприятный инвестиционный и налоговый режим. Только почему в первую очередь для иностранных фирм? В первую очередь, эти меры должны быть направлены на создание благоприятных условий для наших фирм и организаций, которые в этом нуждаются гораздо больше, чем иностранные. Иначе мы будем способствовать развитию больше иностранных компаний и еще больше потеряем наших специалистов, которые будут уходить в иностранные фирмы.

Не все устаревшие отечественные стандарты хуже сегодняшних международных. В последние годы во многих областях мы переходим на зарубежные стандарты.

Далеко не всегда это оправдано, и не всегда это приводит к положительным результатам. У нас была создана хорошая нефтяная и геологическая отрасль, неплохо шла разработка месторождений, развивалась наука и применялись современные технологии.

К сожалению, большой поддержки сервисные компании ни со стороны недропользователей, ни со стороны государства не получают

Многие из широко применяемых сегодня технологий впервые были опробованы в нашей стране. Почему мы теперь смотрим только на запад, не замечая того, что происходит у нас в стране? Несомненно, надо учитывать зарубежный опыт, но ориентироваться надо, в первую очередь, на отечественный.

Отраслевой сервис локомотивом модернизации экономики может стать лишь при существенной государственной поддержке

Если говорить о стандартах, то за основу должны быть взяты наши стандарты и доведены как минимум до сегодняшнего уровня, чтобы западные компании брали что-то у нас, а не мы слепо копируем их стандарты.

Нужен благоприятный инвестиционный климат для предприятий, разрабатывающих и внедряющих новейшие технологии для трудноизвлекаемых запасов нефти

Разработка нефтегазовыми компаниями долгосрочных программ модернизации как базы для сервисного развития может быть эффективной только при наличии долгосрочных государственных программ, направленных на развитие сервисных структур и, в первую очередь, на создание благоприятного инвестиционного климата для предприятий, разрабатывающих и внедряющих новейшие технологии, позволяющие вовлечь в активную разработку трудноизвлекаемые запасы нефти. 

СТИМУЛИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ И ПОДДЕРЖКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ



**АЛЕКСАНДР
ХУРШУДОВ**
К.т.н., член-
корреспондент
МАНЭБ

Российский нефтегазовый сервис имеет некоторые преимущества перед прочими сервисными отраслями: его за-

Главные причины потери позиций на сервисном рынке: слабая инвестиционная активность, высокие ставки по кредитам, скверный деловой климат

казчики не страдают бедностью и вовсе не прочь платить за качественное оборудование и услуги. Но с началом мирового кризиса подотрасль теряет свои позиции на рынке.

Заниматься рискованными инновациями в кредит по ставке 20% годовых — дело практически безнадежное

Можно назвать десяток причин этого процесса, но главными останутся наши хронические бо-

Западный сервис — это четко отлаженный конвейер получения прибыли: наука, проектирование, заводы, реклама, продажи и сервисное обслуживание

лячки: (1) слабая инвестиционная активность; (2) высокие ставки по кредитам; (3) скверный деловой климат.

Нужно ужесточать антимонопольное законодательство: западному сервису — не более 25% рынка

Мы не можем рассчитывать, что в ближайшее время эти причины исчезнут. Но пора уже пре-

кратить жаловаться и перейти к конкретным действиям.

Все недовольны, что компании мало вкладывают в производство. Следовательно, **совершенно необходимо снизить налог на реинвестируемую прибыль**. Пусть она, скажем, облагается по ставке 10%, а остаток — по ставке 30%. Поступления в бюджет практически не изменятся, а темпы роста инвестиций, смею заверить, вырастут вдвое.

И даже не нужно проводить такой закон срочно, в пожарном порядке, достаточно на уровне парламента объявить, что он будет принят через два года (за этот срок можно отработать все детали), и бизнес немедленно начнет к нему готовиться.

Заниматься рискованными инновациями в кредит по ставке 20% годовых — дело практически безнадежное. Так пусть **специально для инноваций ЦБ установит госбанкам ставку рефинансирования 2% годовых**. Жуликов боимся? Тогда поставим условие: ежемесячно отчитываться о расходах по кредиту на общедоступном сайте.

Для улучшения **делового климата** с потом и кровью создали мы саморегулируемые организации. Но результатов их деятельности что-то не видно. Не клепают они новые стандарты мирового уровня, не изгоняют из своих рядов паршивых овец, коих у нас предостаточно. Тихо и мирно подписывают разрешения на соответствующую деятельность и заодно себе ведомости на приличную зарплату. Может быть, стоит прилюдно расшевелить это бюрократическое болото?

Эти меры (и, разумеется, не только эти) будут реально способствовать оздоровлению **всей экономики**, без них она задыхается. Но давайте вернемся к нефтегазовому сервису.

В мировой практике нефтегазовый сервис давно уже вырос из небольших венчурных компаний,

и теперь львиная доля его представлена крупными международными корпорациями с капитализацией в десятки миллиардов долларов.

Каждая из них — это четко отлаженный конвейер получения прибыли: наука, проектирование, заводы, реклама, продажи и сервисное обслуживание. Ничего подобного в России нет, и в ближайшие годы не появится.

В развивающихся странах при отсутствии конкуренции мировые гранды без стеснения устанавливают монопольные цены. Располагая огромными средствами, они скупают конкурентов. И тогда стоимость работы небольшого бурового станка на мелководном шельфе достигает \$70 тыс. в сутки, обычный подземный ремонт обходится в \$2–5 млн. Такой ситуации Россия допустить не может.

Следовательно, **нужно ужесточить антимонопольное законодательство**. Мы приветствуем в России компанию Schlumberger, но ее доля рынка не должна превышать 25%. Те же пожелания адресуем другим гигантам: в рамках той же доли.

Очень хочется, конечно, вырастить своего крупного игрока в нефтяном сервисе, чтобы под стать мировым лидерам. Сделать это можно только на базе государственных средств и разумного протекционизма. Такая стратегия уже дает неплохие результаты в авиапроме, оправдана она и в геологической отрасли.

В обоих случаях мы уже имеем государственные предприятия с опытными кадрами, которые могут и должны работать на экспорт. К тому же в этих отраслях есть государственный заказ, он поддержит новые компании в период становления. Но наш нефтегазовый сервис полностью приватизирован, следовательно, выращивать новую компанию придется с чистого листа. Это затратно и весьма рискованно.

На мой взгляд, лучшим способом укрепления нефтегазового сервиса является **государственная поддержка наиболее перспективных проектов**. Помните, как развернулся в советские годы межотраслевой комплекс «Микрохирургия глаза» С.Федорова? Тому были мощные предпосылки: сильный талантливый лидер, сплоченный коллектив, новые разработки, защищенные патентами.

У нас создано Агентство стратегических инициатив, которое осуществляет фильтрацию таких проектов. Но, странное дело, на его сайте нет проектов крупных компаний. Большая часть предложений подана физическими лицами, естественно, степень их проработки оставляет желать лучшего. Ни одного проекта пока не представлено в сфере нефтегазового сервиса.

Согласитесь, что для получения государственной поддержки

нужно доказать, что ты сам на многое способен. Что полученные льготы окупятся государству реальными деньгами, ростом налоговых поступлений. Что качество новых разработок будет подтверждено экспортными возможностями. Вот на это и нужно направить свои усилия нашим предприятиям.

Отдельно хочу сказать о работе за пределами страны. Нам настойчиво внушают мысль о низкой конкурентной способности нашей продукции на мировом рынке. Это абсолютно неверно. Огромные рынки в Азии, Африке и Южной Америке испытывают дефицит поставок в низком и среднем ценовом сегменте. Сейчас эти рынки активно осваивают китайцы, которые уступают нам в качестве, но сильно обходят в предпринимательской активности.

Мне уже приходилось работать на этих рынках, и могу сказать,

что немалая доля экспортных поставок обеспечивает сервисной

Лучшим способом укрепления нефтегазового сервиса является государственная поддержка наиболее перспективных проектов

российской компании дополнительный запас прочности в условиях нынешних потрясений мировой экономики.

Для получения поддержки нужно доказать, что ты сам на многое способен. Одним словом: на государство надейся, а сам не плошай...

Одним словом: на государство надейся, а сам не плошай. Высокое качество — лучший бренд. 

www.ngv.ru



СЛЕДСТВИЕ РАЗЛОЖЕНИЯ ЭКОНОМИКИ

Я разделяю ту точку зрения, в соответствии с которой нефтесервис продолжает терять свои позиции даже на внутреннем рынке. Это естественное следствие разложения экономики страны и попыток выжать из нее все соки.

Основными причинами этой ситуации являются олигополия в секторе нефтедобычи, нежелание нефтяных компаний вкладываться в долгосрочные проекты в ущерб краткосрочной эффективности, а также отсутствие долгосрочной стратегии развития страны, из которой были бы понятны перспективы нефтегазового комплекса.

От руководства страны требуется лишь создать условия для развития конкуренции на рынке, то

есть, по сути, способствовать выходу на рынок новых и небольших компаний, а также гарантировать им право частной собственности в рамках повышения инвестиционной привлекательности страны.

Способствовать восстановлению отечественного сервиса могли бы создание благоприятного инвестиционного и налогового режима для инновационных сервисных компаний, прежде всего, с участием тех иностранных фирм, которые обладают передовыми нефтегазовыми технологиями; стимулирование прямых инвестиций иностранных и российских компаний в разработку нового оборудования; разработка нефтегазовыми компаниями долгосрочных публичных программ модернизации как базы для

РУШАН ЗАРИПОВ
Доверительный
управляющий
ЗАО «ИК «Битца-
Инвест»



сервисного развития с формированием и поддержкой российских брендов в нефтегазовом сервисе; создание системы подготовки высококвалифицированных специалистов. 

От руководства страны требуется лишь создать условия для развития конкуренции на рынке, то есть способствовать выходу на рынок новых и небольших компаний



РОСТ СТОИМОСТИ СЕРВИСНЫХ УСЛУГ = РОСТ СТОИМОСТИ ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ



ЮРИЙ ПОДОЛЬСКИЙ
Зав. лабораторией ВНИГРИ, д.г.-м.н.

Для начала — два рисунка из Государственного доклада «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2009 г.», МПРЭ, 2010.

Рис.1 — это динамика движения запасов нефти и финансирования ГРП на УВ сырье из всех источников финансирования (средства недропользователей и федерального бюджета).

Из рисунка следует:

Годовой прирост запасов нефти категории АВС₁ за 2004–2008 годы вырос в России на 32,3 млн тонн в год, т.е. на 6,4%; за это же время объем финансирования за счет средств недропользователей

увеличился в 4,58 раза. Отсюда, себестоимость прироста запасов возросла в 4,3 раза.

В 2009 году, несмотря на сокращение инвестиций недропользователей на 35,5 млрд рублей (на 21,5%), прирост запасов возрос на 4,5 млн тонн. Такое может случиться, т.к. результаты ГРП носят вероятностный характер.

Но вспомним, что в 2009 году объемы бурения на ГРП упали с 851 тыс. метров в 2008 году до

Табл.1 Накопленная добыча нефти, динамика изменения ее запасов и перспективных ресурсов по ФО и морям России за 2002–2009 гг.

Регионы	Добыча, млн т		Прирост запасов АВС ₁ , всего: геол./извл., млн т	В том числе			Прирост запасов С ₂ , всего: геол./извл., млн т	Прирост ресурсов С ₂ : извл./число объектов
	2009 г.	2002–2009 гг.		На новых месторождениях (их число)	На «старых» м-ниях			
					Всего	За счет КИН (от — до)		
Северо-Западный ФО	32,63	190,04	186,2/252,8	82,73/30,11 (41)	+103,5/+222,7	+189,0 (0,323–0,359)	–15,8/+36,0	+174,9/+27
Южный ФО	7,55	70,67	–22,4/+26,7	27,3/11,4 (24)	–49,7/+15,3	+39,2 (0,48–0,494)	+113,6/+18,6	+13,1/+46
Приволжский ФО	102,05	747,4	979,4/1026,2	251,9/108,55 (208)	+727,5/+917,7	+624,8 (0,403–0,429)	+525,2/+250,3	+405,6/+200
Уральский ФО	300,22	2361,2	2004,0/1753,6	465,2/129,2 (116)	+1538,8/+1624,4	+1106,7 (0,336–0,355)	+4879,0/+1535,1	–2694,5/–571
Сибирский ФО	18,39	113,4	1570,7/731,8	82,4/26,0* (28)	+1488,3/+705,8	+209,0 (0,334–0,381)	+2351,6/+630,7	–315,4/+45
Дальневосточный ФО	2,78	14,4	116,6/46,6	16,67/3,0 (5)	+99,9/+43,6	+13,5 (0,3–0,31)	+605,7/+109,6	+146,7/+11
Моря России	13,55	53,5	1179,1/438,9	426,9/188,8 (8)	+752,2/+250,1	+25,9 (0,3–0,342)	+70,1/+34,4	+1288,2/+30
Россия всего	477,17	3550,7	6013,6/4276,7	1353,1/497,1 (430)	4660,5/3779,6	+2208,1 (0,356–0,378)	+8485,1/+2602,7	–981,5/–212

* большая часть открытий и приростов в Томской области

Табл.2 Структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти в России, 2002–2009 гг., млн т

Годы	Прирост за счет ГРП (данные ЦКР)	Списания		Прирост за счет переоценки, в т.ч. роста КИН	Годовая добыча	Изменение текущих запасов за год
		По ст. «разведка»	По ст. «переоценка»			
2009	588,9	–13,4	–193,9	234,8	477,2	+139,2
2008	621,2	–32,3	–179,0	292,0	471,6	+230,3
2007	590,0	–11,0	–115,1	598,9	473,6	+589,2
2006	657,6	–37,1	–501,0	549,3	462,0	+206,8
2005	390,7	–17,5	–295,0	389,7	451,62	+16,25
2004	269,7	–51,8	–98,0	188,4	442,1	–133,8
2003	260,4	–6,15	–141,3	134,7	407,0	–159,4
2002	220,3	–4,2	–138,8	127,1	366,8	–162,4
Всего за 2002–2009	+3 598,8	–173,5	–1 682,1	+2 514,1*	–3 551,2	+726,1

* в т.ч. за счет повышения КИН — 2 208,1 млн т, по гр. «переоценка» (без повышения КИН) — 306,0 млн т

Рис.1



464,4 тыс. метров, т.е. в 1,83 раза. После этого случайно продекларированный прирост промышленных запасов в 2009 году, исходя из приводимых на рисунке приростов запасов за 2001–2009 годы, объяснить трудно! А вот резкий рост себестоимости ГРП в 2009 году очевиден.

Общий вывод по рисунку: себестоимость подготовки запасов за 5 лет возросла более чем в 4 раза, прежде всего, за счет роста стоимости услуг сервисных компаний. И дело не в нарастающих объемах ГРП в Восточной Сибири и на морях России — здесь объемы работ в последние годы весьма скромные и по факту не растут (например, объемы глубокого бурения остаются ниже 100 тыс. метров в год).

Более удручающие выводы можно сделать на основании рис.2: за последние 5 лет прирост ресурсов D₁ в России не зависит ни от объемов инвестиций в ГРП, ни от объемов ГРП. Очевидно одно: растет себестоимость сейсморазведки и параметрического бурения, т.е. услуг сервисных компаний. И огромные приросты ресурсов D никак не влияют на приросты ресурсов нефти категории

C₃, которые за 2002–2009 годы сократились в целом по России почти на 1,0 млрд тонн.

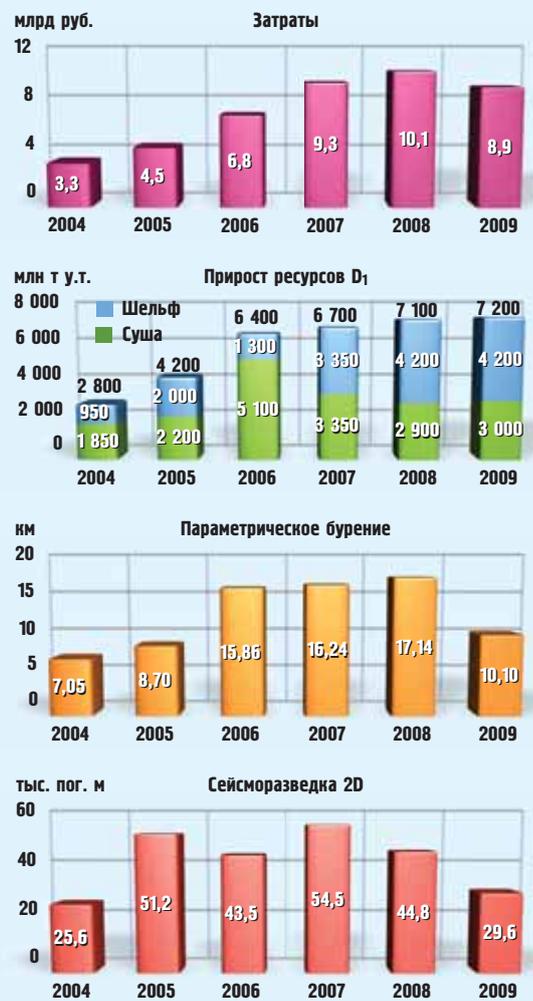
Еще хуже обстоит дело с реальным приростом промышленных запасов за счет ГРП (см. табл.1 и 2).

Табл.1 и 2 составлены на основании данных годовых государственных балансов нефти. Согласно табл.1 общий прирост промышленных запасов нефти по России за 2002–2009 годы составил 4277 млн тонн (в среднем 535 млн тонн в год, что близко к данным рис.1), из них почти 500 млн тонн — прирост на 430 новых месторождениях, 3780 млн тонн — прирост по старым месторождениям, в т.ч. 2514 млн тонн - за счет пересчетов (см. табл. 2), из которых за счет увеличения КИН — 2208 млн тонн.

Отсюда, реальный прирост промышленных запасов за счет ГРП — 1763 млн тонн, или 220 млн тонн в год. Последнее означает, что реальная себестоимость подготовки промышленных запасов за счет ГРП увеличилась за пятилетие почти в 10 раз!

В чем причина? С одной стороны, истощаются ресурсы, требуется их корректная переоценка. С

Динамика затрат федерального бюджета на геологоразведочные работы на углеводородное сырье, объемов параметрического бурения, сейсморазведочных работ 2D и прироста прогнозных ресурсов углеводородного сырья категории D₁ в 2004–2009 гг.



другой стороны, в разы выросла стоимость услуг сервисных компаний.

Из данных МПР РФ: себестоимость подготовки запасов за 5 лет возросла более чем в 4 раза, прежде всего, за счет роста стоимости услуг сервисных компаний

И такая картина складывается не только в ГРП. Растут затраты на разработку, переработку, транспорт УВ. На это есть и объ-

Из данных МПР РФ: за последние 5 лет прирост ресурсов D₁ в России не зависит ни от объемов инвестиций в ГРП, ни от объемов ГРП



активные причины, например инфляция.

Еще хуже обстоит дело с реальным приростом промышленных запасов за счет ГРП: их себестоимость увеличилась за пятилетие почти в 10 раз!

Но почему «Газпром» покупает у компаний газ на входе в ЕГС в 10 раз дешевле, чем потом про-

В 2009 году, по некоторым данным, в финансовом обеспечении и технологическом развитии только нефтедобычи на иностранные компании приходилось 18%

дает? Почему себестоимость пог. км новых трубопроводов в России (газовых и нефтяных) иногда в

разы превышает аналогичные показатели зарубежных аналогов? То же касается строительства новых дорог и других промышленных сооружений НГК. Может быть, иностранцы строят хуже? Нет, даже лучше! Так в чем дело?

Да, мы вкладываем мало средств в развитие НГК, поэтому у нас разваливается техника и устарели технологии, отсюда низкая эффективность и плохое качество выполняемых работ, сильнейшая конкуренция со стороны иностранных сервисных компаний.

В 2009 году, по некоторым данным, в финансовом обеспечении и технологическом развитии только нефтедобычи на иностранные компании приходилось 18%.

Нам нужно срочно возрождать науку и НИОКР, организовать разработку и системное внедре-

ние нового поколения отечественного оборудования, измерительной аппаратуры, программных средств, прогрессивных методов и технологий в практику ГРП, разработку месторождений и переработку УВ сырья.

С чего начать? Прежде всего, надо навести порядок в стране в целом и в НГК, в частности. Необходимо ввести строгий учет, контроль и персональную ответственность за результаты работ, которые необходимо проводить в соответствии с принятыми стратегиями и программами, установленными нормативами и регламентами.

Если этого не сделать, никакие экономические стимулы для модернизации производства, никакие налоговые льготы на развитие НГК не спасут — все будет разворовано! 

УСТУПАЯ МИРОВЫМ ОБРАЗЦАМ...

**СТАНИСЛАВ
КУЗЬМЕНКОВ**
Исполняющий
обязанности
директора
Департамента
недропользования
ХМАО-Югры

Считаем возможным письменно высказать свое мнение о состоянии сегмента сервисных услуг в нефтедобыче и предложения компаний, работающих на территории автономного округа, для включения в итоговую резолюцию круглого стола.

Большинство нефтесервисных услуг (от 50% до 100% по различным видам и нефтегазодобывающим компаниям) оказывают российские предприятия.

В целом на российском рынке нефтепромысловых услуг продолжаются поглощения и консолидация компаний, в том числе с иностранным капиталом. При этом большинство отечественных сервисных компаний занимаются адаптацией новых иностранных изобретений и технологий.

Наиболее перспективными в развитии являются компании, ко-

торые имеют собственные центры НИОКР. На рынке высокотехнологичных услуг по сопровождению бурения (телеметрия, геофизика, буровые растворы, долотный сервис), а также по ГРП, ГНКТ (гибкие насосно-компрессорные грубы) лидируют западные технологии и задействованы крупнейшие иностранные сервисные компании.

По мнению специалистов, низкая конкурентоспособность отечественного оборудования на рынке высокотехнологичных услуг объясняется устаревшей материальной базой и технологиями. Во многих случаях технический уровень и качество российского оборудования уступают лучшим мировым образцам.

Предложения и рекомендации компаний для обсуждения на круглом столе:

ОАО «НК «Роснефть»:

- основной рекомендацией отечественным производителям для дальнейшего импортозамещения является необходимость наращивания оборудования и техники и их выпуск с параметрами и требованиями не ниже мирового уровня.

ОАО «Сургутнефтегаз»:

- необходимость формирования на федеральном уровне единого информационного поля по предприятиям, выпускающим нефтепромысловое оборудование и оказывающим услуги в сфере деятельности организаций ТЭК.

ОАО «НГК «Славнефть»:

- создание квалифицированных рабочих кадров и технических специалистов — конструкторов, технологов, мастеров;

- создание системы государственной поддержки научно-технического развития отрасли через специальные правительственные программы процессов поиска, оценки, создания и внедрения новой техники и технологий;

- разработка и ассимиляция промышленных стандартов России с международными;

- развитие системы лизинга нефтегазового оборудования.

ОАО НК «РуссНефть»:

- Необходим комплексный подход в решении задач нефтегазового сервиса, в том числе, нужна поддержка государства в решении этих проблем. 

ГЛАВНОЕ – ЭТО САМОУСТРАНЕННОСТЬ ГОСУДАРСТВА

Нет никаких сомнений в том, что отраслевой сервис продолжает терять свои позиции даже на внутреннем рынке. В частности, история с образованием «Росгеологии», информация о входящих в ее состав компаниях, задач, которые поставлены ныне перед ее руководством, — лишнее свидетельство крайнего упадка отрасли.

Государство и не должно заниматься инвестиционной деятельностью в ТЭК! Ну, максимум, так это готовить месторождения к разведке и освоению, снимая стартовые риски с добывающих компаний. Нужно создание полноценной СИСТЕМЫ стимулов, а не случайных и обрывочных по времени налоговых льгот или капикулов.

В противном случае возникает вопрос: почему компании не хотят в полную силу работать в зоне своей ответственности? Они себе враги и не хотят заработать? Или государство предполагает, что они из идейных соображений должны действовать себе в убыток?

При этом дело не только в изъятии у компаний в виде налогов потенциальных инвестиционных ресурсов: постоянное запугивание бизнеса, массовые посадки предпринимателей (вспомним хотя бы печально известную спецоперацию «Энергия», не говоря уж о деле ЮКОСа, истории с М.Гуцериевым, давлении на «Сахалин-2» и т.д.), пересмотр государством де-факто ранее заключенных контрактов - все это создает атмосферу страха и порождает действия, характерные для временщиков: схватил и беги!

Налоговая модель, построенная на оборотных платежах, которые не учитывают особенности конкретных месторождений, т.е. игнорирование рентной природы добывающих отраслей, — это не просто вызывающая безграмотность налоговых властей, а их шукурное желание благодаря ценовой конъюнктуре «день простоять, да два продержаться», а там «хоть трава не расти...»

Обещания г-на Шаталова когда-нибудь перейти к налогообло-

жению прибыли уже даже не смешны. Все эти разговоры про НДС, который в отличие от того же СРП вообще не затрагивает неналоговые вопросы, проблемы не решат. Мы подготовили прообраз НДС — налог на углеводороды — еще в 1997 году. Все опубликовано 14 лет назад, все недостатки НДС давно известны, но вместо того чтобы сделать качественное законодательство о СРП, Минфин пытается еще раз изобрести велосипед...

Национальная энергетическая стратегия должна состоять из корпоративных стратегий. Другое дело, что система стимулов для компаний должна быть выстроена таким образом, чтобы в результате решались задачи, которые стоят перед страной. У нас государство плетется в хвосте корпоративных интересов, а административные, правовые и налоговые инструменты не играют на основном инстинкте предпринимателя — желании заработать максимум.

«Второй ключ» нужен не только в случае с малыми месторождениями. Пример тех же сахалинских мегапроектов показал, что когда у региональных властей есть возможность активно участвовать в госконтроле, иметь полную информацию о проектах и т.п., многие недостатки вскрываются на ранней стадии, способствуя повышению эффективности работы самих компаний, а местные органы власти являются полноценными соучастниками очень многих программ устойчивого развития, способствуя развитию региона.

Малому бизнесу перспективу развития дает жесткое соблюдение антимонопольного законодательства — равные условия для приложения капитала к разным по качеству месторождениям. Это означало бы, прежде всего, ликвидацию диктата двух государственных монстров — «Газпрома» и «Роснефти»: доступ к лицензиям, налоговые льготы, доступ к трубе и т.п. Плюс гибкий налоговый режим, который должен учитывать, с каким природным объ-

МИХАИЛ СУББОТИН
Старший научный сотрудник
ИМЭМО РАН



ектом приходится иметь дело.

И все-таки самое главное — это самоустраненность госу-

Государство и не должно заниматься инвестиционной деятельностью в ТЭК! Нужно создание полноценной системы стимулов

дарства. В СРП они повесили на самого инвестора (покупатель должен обеспечить продавца!) нелепый «колокольчик» (обязательства) перед поставщиками оборудования, в лицензионном порядке - не сделали и этого.

Атмосфера отраслевого страха порождает действия, характерные для временщиков: схватил и беги!

Что было сделано государственными органами в последние годы для того, чтобы российские производители стали конкурентоспособными, чтобы они могли честно выигрывать у своих конкурентов по критерию «цена + качество + сроки»?

Налоговая модель, построенная на оборотных платежах, — вызывающая безграмотность налоговых властей

Налоговые кредиты, инвестиционные кредиты, программы включения в крупные проекты, информационная поддержка...

Административные, правовые и налоговые инструменты не играют на основном инстинкте предпринимателя — желании заработать максимум

Да мало ли что власти можно было придумать... За двадцать лет.

Сигнал сигналу рознь. И сигнал можно подать, и деньги по-

«Второй ключ» нужен не только в случае с малыми месторождениями: местные органы власти многие недостатки могли бы вскрыть на ранней стадии

обещать. Однако потребитель услуг сервиса — нефтегазовые компании. Если не давать им раз-

И все-таки самое главное — это самоустраненность государства от создания благоприятного инвестиционного климата для самих нефтегазовых компаний!

виваться или навязывать брак не по любви и даже не по расчету, то ничего не получится... Бизнес слишком рискованный, слишком капиталоемкий и долгосрочный,

чтобы кидаться, как молодая собака, за каждой костью.

Должна быть создана система госуправления. Как это сделать, показал Сахалин: нищая окраина России начала 1990-х сегодня благодаря двум проектам на условиях СРП занимает в стране 5-е место по сводному индексу социально-экономического развития, по развитию реального сектора экономики — 3-е, по инвестиционной привлекательности — 6-е, по доходам и занятости населения — 12-е.

Был найден баланс интересов государства и бизнеса, были даны гарантии стабильности бизнесу... Таких точек роста в стране могло бы быть десятки...

Среди предложенных шести пунктов нет главного условия — благоприятного инвестиционного климата для самих нефтегазовых компаний! А именно они — локомотив, к которому цепляются ва-

гончики. Когда у них появляется «наживка» в виде возможности освоения месторождений, тогда эти компании начинают тратить на оборудование, на заказы подрядчикам, в том числе и сервисным компаниям.

Поэтому речь должна идти не только, а даже и не столько о создании «благоприятного инвестиционного и налогового режима для инновационных сервисных компаний», а в первую очередь для тех, кто заказывает музыку, — для нефтегазовых компаний.

А уж результатом явятся прямые инвестиции «в разработку нового оборудования». Именно расширенная редакция пунктов 2 и 3, выделенных «Вертикалью», — прямой путь решения всех, в том числе и «сервисных» проблем. Все остальные меры хороши как приложение, как гарнир к основному блюду. ■

ПРОСТО НЕОБХОДИМО СОЗДАТЬ УСЛОВИЯ...



МАРАТ ФАЗЛЕТДИНОВ
Главный технолог
ЦБПО ЭПУ ОАО
«Сургутнефтегаз»,
член Экспертного
отраслевого
совета по
механизированной
добыче

Отраслевой сервис за прошедшие годы не стал заказчиком и

Отечественный сервис своих позиций на внутреннем рынке не теряет, однако и развития тоже не получил, и в ближайшее время не получит

локомотивом модернизации российской экономики, но своих по-

Будущее у нашего нефтегазового сервиса, безусловно, есть, просто необходимо создать условия для его развития, роста и модернизации

зиций на внутреннем рынке он не теряет, однако и развития тоже не получил, и в ближайшее время не получит.

Причины сложившейся ситуации «Вертикаль» уже изложила, мне лишь остается с ними согласиться. Это:

- сформировавшееся потребительское отношение государства к нефтегазовой отрасли, изъятие нефтяных сверхдоходов, отсутствие обратных инвестиций, отсутствие экономических стимулов для модернизации производства;
- действующая налоговая система на фоне истощения ресурсной базы, перемещения отраслевых проектов в отдаленные и сложные территории и постоянный рост себестоимости и разведки, и добычи;
- отсутствие национальной энергетической политики, отсутствие федеральных программ развития;
- многолетнее отсутствие перспектив развития малого и среднего отраслевого бизнеса с одновременной утерей малых месторождений, которыми эффективно могла бы управлять региональная

власть, вернув себе «второй ключ» в недропользовании;

- разрозненность российских производителей, самотек их развития, отсутствие каких-либо свободных средств, которые можно было бы направить на НИОКР;
 - высочайшие ставки банковских кредитов, жесткий прессинг нефтяных компаний на ценовую сервисную политику;
 - проблемы стандартизации и технического регулирования.
- Никаких специальных сигналов отрасли от руководства страны не требуется. Будущее у отечественного нефтегазового сервиса, безусловно, есть, просто необходимо создать условия для его развития, роста и модернизации.

Специальное заседание правительственной Комиссии по ВМСБ и ТЭК для синхронизации позиций всех заинтересованных сторон и выработки неотложных мер по восстановлению конкурентоспособности отраслевых сервисных рынков страны — не целесообразно.

Если правительство раньше ничего не слышало о проблемах ТЭК и ничего не предпринимало для решения данных проблем, то маловероятно, что на одном сове-

щании оно их услышит. По данному направлению должна быть налажена системная работа.

Дальнейшему росту и развитию отечественного сервиса мог-

ли бы способствовать все те меры, которые «Вертикаль» также изложила в своей рассылке по экспертному отраслевому сообществу страны... 

СЕРВИС НЕ МЮНХГАУЗЕН, САМ СЕБЯ НЕ ВЫТАЩИТ

Да, считаю, что вопреки озвученным с высоких трибун планам развития российского нефтегазового сервиса в реальности дела пошли в противоположном направлении (или скорее продолжили идти в том же нерадостном направлении).

Российское оборудование проигрывает иностранному по параметру «цена/качество», в итоге доля зарубежной продукции растет. А там, где нефтяные компании законодательно обязаны использовать определенную долю российских комплектующих, находятся обходные пути, и в итоге доля действительно российской продукции оказывается намного меньше заявленной.

Причиной такого положения стало, пожалуй, фактическое отсутствие государственной политики в области развития нефтесервиса в РФ и превалирование в долгосрочных планах правительства интересов крупных корпораций. Не секрет, что в органах законодательной и исполнительной власти России присутствует достаточно сильное (если не сказать больше) нефтегазовое лобби, которое торпедирует любые законопроекты, потенциально ограничивающие потоки доходности корпораций.

К примеру, нефтегазовые холдинги понимают, что развитие отечественного сервиса потребует от газовиков и нефтяников определенных «издержек»: относительной несвободы в выборе поставщиков продукции (с уклоном в российское производство), необходимости делиться информацией о стратегических планах (чтобы отечественные сервисники смогли оперативно реагировать и разрабатывать конкурентоспособную продукцию для добывающих и перерабатывающих отраслей).

С другой стороны, отсутствие государственной политики по развитию отечественного нефтесервиса

лишает компании этого сектора государственной поддержки. А ведь фактическое возрождение целой отрасли занятие долгосрочное и капиталоемкое, и только у государства есть достаточное количество финансовых, административных и кадровых ресурсов для проведения столь масштабных изменений.

Без поддержки со стороны государства предприятия российского нефтесервиса вынуждены вести неравную борьбу с мировыми гигантами. А поддержка нужна немалая. Это и законодательные меры защиты малых и средних предприятий именно в нефтегазовой сфере, и работы в области стандартизации и технического регулирования, и стимулирование развития научной базы в названной области.

Но если к решению проблемы подходить с формальной точки зрения (как, к сожалению, сделано в России), то в итоге получится не создание стимулов для развития, а только манипулирование параметром «доля российского оборудования в общей массе оборудования». Ведь этот параметр при желании нефтяники и газовики могут без особого труда обойти (наиболее яркие примеры — «Газпром», «Транснефть»), например, через институт субподряда — поскольку перед подрядчиком не ставится условие использовать в проектах определенную долю российского оборудования, то его доля вместо 70–80% уменьшается до 20–30%.

Будущее, безусловно, есть. Но, как отмечено выше, сами компании вряд ли смогут вытащить себя, словно барон Мюнхгаузен, из той ямы, в которой отечественный нефтесервис сейчас находится. Возрождение отрасли — задача государства, которое одно только и способно создать условия для ее развития. К перечисленным выше мерам можно добавить еще такие моменты, как:

СЕРГЕЙ ЮРОВ
Руководитель
аналитического
отдела ИК
«БАРРЕЛЬ»



— законодательное обязательство крупных нефтяных компаний и естественных монополий («Газпром», «Транснефть») открывать список своих подрядчиков по основным проектам;

Отсутствие государственной политики по развитию отечественного нефтесервиса лишает компании этого сектора государственной поддержки

— обеспечение прозрачности при согласовании в Правительстве РФ инвестиционных программ естественных монополий, а также мониторинг закупок основных подрядчиков этих организаций;

Возрождение отрасли — задача государства, которое одно только и способно создать условия для ее развития

— ускорение обновления процессов стандартизации;

— увеличение количества площадок для взаимодействия разработчиков новых технологий и

Делу поможет и увеличение количества площадок для взаимодействия разработчиков новых технологий и потенциальных покупателей этих разработок

потенциальных покупателей этих разработок;

— поддержание НИИ в области нефтегаза (разведка, добыча, переработка, нефтегазохимия). 

ДЕЛО – В СОЗДАНИИ СТИМУЛОВ



АЛЕКСАНДР ИГНАТЮК
Начальник
аналитического
отдела ЗАО «ИК
«Энергокапитал»

Да, абсолютно бесспорно, нефтегазовый сервис нельзя назвать в числе лидирующих отраслей

Ввод государством системы грантов или «призовой» системы смог бы значительно поправить положение стартующих сервисных компаний

российской экономики. С точки зрения потери позиции на внутреннем рынке, вопрос достаточно спорный, и связан он скорее с эф-

Модель с распределением «малых» скважин региональными властями могла бы стать стартом создания нефтяных и сервисных компаний второго уровня

фективностью работ и технологий, а также с практикой ценообразования в данной индустрии.

Необходимо лишь ограничить конкурентные возможности крупных компаний в соревновании с мелкими или следить за исполнением механизма равных условий

Если разбираться в причинах, то я бы выделил следующие.

Высокие «административные» барьеры на входе в отрасли. Административные в кавычках, так как связаны не столько с барь-

ерами, установленными государством, сколько с практикой работы с нефтяными компаниями, являющимися своеобразными государствами в государстве.

Я бы не сказал, что олигополия это минус нефтяной индустрии, но новым нефтесервисным компаниям было бы гораздо проще начинать с небольших нефтяников или газовиков. Те же компании, которые способны договориться с менеджерами крупнейших корпораций, обычно способны найти более доходную нишу. И вот, например, ввод государством системы грантов или «призовой» системы смог бы значительно поправить положение стартующих сервисных компаний.

Я не считаю, что именно государство является виновником подобной ситуации. Бюджет тут скорее заложник — сверхдоходы во многом должны быть мерой разделения социальной нагрузки со стороны нефтяников, и в случае если они изыматься не будут, то нет никакой гарантии, что они пойдут в развитие сервисного сегмента, — они вполне могут быть направлены, например, на зарубежные проекты.

В любом случае здесь всегда следует говорить о разумном компромиссе, возможно даже обязательных инвестпрограммах в обмен на льготы, либо, наоборот, на отмену санкций.

Действующая налоговая система, считаю, все же дает возможность отрасли развиваться, необходима лишь ее видоизменение с введением шедулярных ставок на основе сложности новых месторождений. Так или иначе, данная система уже начинает работать в переработке.

Таким образом, геологоразведчики должны быть стимулированы к поиску новых районов залегания нефтегазовых пластов и альтернативных способов разведки, а нефтяники должны мечтать именно о новых скважинах. Проблема выпадающей добычи на старых так или иначе будет постепенно снижать свою остроту - в условиях высоких цен сами компании заинтересованы в повышении коэффициентов добычи.

Конечно, средний бизнес отрасли необходим, американская модель компаний одной скважины уже сумела доказать свою целесообразность. Модель с распределением «малых» скважин региональными властями могла бы стать стартом создания нефтяных компаний второго уровня. А прослойка подобных компаний смогла бы породить процесс формирования малой же переработки и внутреннего трейдинга.

Необходимо лишь ограничить конкурентные возможности крупных компаний в соревновании с мелкими или следить за исполнением механизма равных условий.

Я не считаю, что сами ВИНК так уж пассивны в развитии и использовании новых технологий, но роль государства не в установлении новых ограничений, а в создании стимулов. В формировании ежегодно обновляемой и подробной программы развития отрасли вкупе с принятием международных стандартов заинтересованы, в первую очередь, сами чиновники, в особенности чиновники Минфина, ответственные за систему бюджетного планирования.

НЕ ЛОКОМОТИВ, НО ТОРМОЗ?



АНДРЕЙ КИНЯКИН
Ведущий эксперт
ИА «Финмаркет»

Можно констатировать, что отече-

ственный нефтегазовый сектор не только не является локомотивом модернизации экономики, хотя, учитывая роль ТЭК для российской экономики, должен по идее являться одним из таковых, но и в определенном смысле даже препятствует модернизационным процессам.

По моему мнению, причиной сложившейся ситуации является целая группа факторов.

Во-первых, это, безусловно, усилившаяся конкуренция с иностранными нефтесервисными компаниями. И в этой борьбе отечественные сервисные компании

в силу своего технологического отставания, а также зачастую завышенной стоимости услуг в большинстве случаев явно проигрывают.

Во-вторых, уменьшение числа заказов со стороны нефтяных и газовых компаний (в первую очередь, ВИНК). Во многом, это вызвано тем, что существующая система налогообложения в нефтянке явно не способствует увеличению объема инвестиций в геологоразведку, а также обустройство и разработку месторождений.

Изъятие нефтяных сверхдоходов, в результате чего нефтяники вынуждены в ряде случаев работать на низкой марже, действительно не сопровождается адекватным объемом инвестиций, направляемых на совершенствование технологий нефте- и газодобычи, а также созданием экономических стимулов для модернизации производства.

В-третьих, это проблема, связанная с увеличением *lifting costs* за счет того, что в настоящее время нефтяникам и газовикам при эксплуатации месторождений, а также запуске новых приходится иметь дело с «тяжелой» нефтью и газом (достаточно упомянуть арктический шельф).

Это повышает спрос на новые технологии нефте- и газодобычи, которые, помимо того, что должны являться инновационными и эффективными, должны также быть экономичными в плане задействования материальных ресурсов. К сожалению, отечественный нефтегазовый сервис в силу своего технологического отставания не может похвастаться этим.

В-четвертых, это отсутствие четкой национальной стратегии в области недропользования. Это касается не только самоустранения государства из таких областей, как геологоразведка, но и отсутствие должного государственного регулирования (в том числе и технического) особенно в областях, связанных с разработкой месторождений в нефтегазовом секторе. Как следствие, ранее неоднократно можно было наблюдать (а подчас и еще наблюдается) «верхушечный» тип освоения месторождений. Это не

создавало должных стимулов для развития технологий, направленных на повышения коэффициента извлечения, а также разработки низкодебитных месторождений. И по сей день на пальцах одной руки можно перечислить нефтяные компании из числа ВИНК, которые разрабатывают или используют технологии, направленные на повышение уровня извлечения нефти.

В-пятых, это стагнация, а в ряде случаев и фактический упадок малых и средних нефте- и газодобывающих компаний, которые зачастую являются одними из основных потребителей услуг отечественных нефтесервисных компаний (главным образом, в силу специфики оказываемых услуг и региональной близости). Во многом причиной этого является уже упомянутый налоговый режим в нефтегазовой отрасли.

В-шестых, на сегодняшний день препятствием на пути развития отечественной нефтесервисной отрасли является ситуация в смежных отраслях (например, в металлургии), где в последнее время наблюдается неоправданный рост цен, что способствует увеличению затрат и, как следствие, удорожанию услуг и продукции сервисных компаний, что объективно снижает их конкурентоспособность.

Во многом это обусловлено текущей макроэкономической ситуацией в стране (в частности, высокими ставками по кредитам), а также отсутствием должного регулирования со стороны государственных органов (в частности, антимонопольного ведомства).

Мне кажется, если мы хотим сохранить отечественную нефтесервисную отрасль и, более того, дать импульс ее развитию, подобный сигнал со стороны руководства страны, безусловно, нужен. Будущее нефтесервисного рынка в России во многом зависит именно от позиции государства.

На мой взгляд, в качестве эффективной меры поддержки сервисного бизнеса могло бы стать не только увеличение государственного заказа (благо в настоящее время в секторе много госу-

дарственных и квазигосударственных компаний), но и, к примеру, субсидирование ставок по кредитам для нефтесервисных компаний.

Существующая система налогообложения в нефтянке явно не способствует увеличению объема инвестиций

Это, безусловно, также стимулирование притока прямых инвестиций иностранных и российских компаний в разработку нового оборудования за счет создания благоприятного инвестиционного и налогового режима для нефтесервисной отрасли, особенно того ее сегмента, который занят разработкой инновационных технологий.

Изъятие нефтяных сверхдоходов действительно не сопровождается адекватным объемом возвращаемых инвестиций

Во-вторых, это разработка четкой национальной энергетической стратегии, которая включала бы в себя программу развития отечественного сервиса на основе разработки новых технологий, модернизации существующей материально-технической базы, создания системы подготовки высококвалифицированных кадров и т.д.

Если мы хотим сохранить отечественную нефтесервисную отрасль и дать импульс ее развитию, то возвращение государства в отрасль необходимо...

В-третьих, это замена устаревших стандартов и переход на международные отраслевые стандарты, что позволит значительно повысить конкурентоспособность отечественных нефтесервисных компаний не только в России, но и за ее пределами.

В-четвертых, это возвращение государства в отрасль, в частности, активизация и увеличение государственной геологоразведки (например, на базе государственного холдинга «Ростехнологии»). 

ОТКРЫТОСТЬ РЫНКА СВОЕ ДЕЛО СДЕЛАЛА



ДЕНИС ДЁМИН
Начальник
аналитического
отдела ЗАО
«Балтийское
Финансовое
Агентство»

Да, за последние годы позиции на российском рынке сервисных компаний укрепляются в основном

Стимулировать развитие отечественного нефтесервиса способен только заказчик: такой интерес либо есть, либо его нет

международные компании-лидеры отрасли, а российские заметно уступают им в конкурентоспособности.

Не факт, что государство согласится стимулировать развитие отечественного нефтесервиса за счет интересов ВИНК

Основную роль сыграла открытость российского рынка нефтесервисных услуг для международной конкуренции в условиях значительного отставания отечественных сервисных компаний от мировых лидеров в масштабе, на-

учно-техническом потенциале, технологическом оснащении, маркетинге, финансовых ресурсах и т.д. Приватизированная нефтяная отрасль, прежде всего, занялась выделением из своего состава так называемых непрофильных активов, к которым были отнесены и сервисные подразделения — как менее рентабельные по сравнению с добычей и переработкой нефти сегменты.

Конкуренцию с международными компаниями отечественные нефтесервисные предприятия выдерживают с большим трудом. Если доля отечественной продукции для добывающего сектора (трубы, арматура и т.д.) удерживается, то по части сервиса, технологий добычи и продукции сложного машиностроения война за российский рынок, возможно, уже проиграна.

Обсуждение стратегии отраслевого развития на достаточно высоком уровне необходимо, однако стимулировать развитие отечественного нефтесервиса способен только заказчик, который может либо испытывать интерес к услугам российских компаний, либо предпочитать конкурентов.

Возможно, отечественный нефтесервис пал жертвой не бедности, а благополучия нефте-

добывающей отрасли: конъюнктура сырьевых рынков в последние годы остается благоприятной, позволяя нефтяным компаниям не экономить на услугах и продукции, приобретая их у международных лидеров. Процесс укрупнения рынка характерен для мира в целом: существует достаточное количество нефтедобывающих стран, пользующихся услугами Halliburton и Schlumberger. Не факт, что государство согласится стимулировать развитие отечественного нефтесервиса за счет интересов ВИНК.

Ключевые конкурентные факторы нефтесервисного бизнеса — мощная технологическая платформа, передовое оборудование и комплексное проектное управление. Как правило, по этим параметрам российские компании сильно уступают лидерам рынка.

Исключения существуют, но, как правило, представлены игроками в относительно узких сегментах, таких как сбор и обработка геодезических и геологических данных. Эти компании успешно сотрудничают с крупными международными игроками или интегрируются в их структуру. Способны ли государственные меры поддерживать менее успешных игроков — большой вопрос. 

ОТ МАЛОГО К БОЛЬШОМУ



ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВ
Начальник отдела
аналитических
исследований ИГ
«УНИВЕР»

Безусловно, ситуация с российским сервисом ухудшается.

К причинам отношу, прежде всего, ответы (г) и (д) вопросника

Я бы назвал еще одну меру выхода из кризиса: стимулирование разработки высоковыработанных, сложных и небольших по запасам участков недр

«Вертикали»: многолетнее отсутствие перспектив развития малого и среднего отраслевого бизнеса... и разрозненность российских производителей; самотек их развития, отсутствие каких-либо свободных средств...

Безусловно, сигнал необходим, в противном случае самостоятельного отечественного высокотехнологичного сервиса не будет.

Помимо мер, предложенных «Вертикалью» (1, 2, 3, 6) по выходу из кризиса, я бы назвал еще одну: (7) стимулирование разработки высоковыработанных, сложных и небольших по запасам

участков недр, что позволит небольшим сервисным компаниям работать на принципиально ином конкурентном поле — с малыми НК, по конкретным специфическим проектам.

Это ослабит конкуренцию с крупным зарубежным сервисом, для которого такие проекты недостаточно масштабны. Вместе с тем, полученные на них решения могут быть полезны и в больших масштабах, что позволит малым сервисам накапливать базу технологий, которую впоследствии можно монетизировать и через продажу крупным сервисам. 

Нефтяная промышленность России, январь-август 2011 г.

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	57151.4	94.38	11962.433	103.12	28694	24831	3863
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	29463.2	95.46	8654.1	103.24	16126	14327	1799
Когалымнефтегаз	16925.1	93.14	1069.6	98.16	7914	7027	887
Лангепаснефтегаз	4224.4	101.19	277.2	105.98	2956	2572	384
Покачевнефтегаз	4564.7	99.51	330.3	105.32	2417	2150	267
Урайнефтегаз	3467.0	96.00	622.5	128.46	2696	2448	248
Ямалнефтегаз	282.0	88.51	6354.5	101.95	143	130	13
Битран	34.6	7.99					
Волгодеминойл	301.4	103.17	47.0	103.15	16	16	0
КАМА-ойл	60.5	156.47	7.5	163.06	13	12	1
ЛУКОЙЛ-АИК	1793.9	101.51	156.1	103.90	400	356	44
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	752.5	91.29	18.8	87.24	310	305	5
ЛУКОЙЛ-Коми	9047.0	103.40	1020.3	100.77	3210	2346	864
ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть	186.0	1282.55	280.6		5	4	1
ЛУКОЙЛ-Пермь	8129.8	103.39	890.6	110.34	6165	5391	774
Нарьянмарнефтегаз	2965.5	56.26	318.1	52.59	83	76	7
НМНГ-МНА	53.5	149.71	7.1	179.79	12	8	4
ПермТотиНефть	109.5	99.16	2.6	103.48	79	73	6
РИТЭК	3838.9	99.73	526.5	101.20	1810	1492	318
Турсунт	85.7	90.79	4.2	89.63	79	74	5
УралОйл	329.4	94.72	29.0	71.76	386	351	35
Роснефть	76000.4	102.00	12193.9	103.32	25520	20681	4839
Ванкорнефть	9741.0	116.88	2835.2	115.55	166	162	4
Востсибнефтегаз	49.9	96.26	6.7	67.87	10	2	8
Грознефтегаз	541.9	76.18	221.1	65.52	229	217	12
Дагнефтегаз	19.1	88.21	211.2	101.16	26	24	2
Ингушнефтегазпром	40.6	120.54	4.1	121.48	264	88	176
Полярное Сияние	408.7	84.62	43.7	90.51	27	26	1
РН-Дагнефть	110.9	101.89	21.0	116.49	74	64	10
РН-Краснодарнефтегаз	605.0	95.61	1820.8	98.71	1469	1248	221
РН-Маланинская группа	48.4	93.94			16	16	0
РН-Пурнефтегаз	4652.4	97.00	2848.6	97.65	2075	1709	366
РН-Сахалинморнефтегаз	1028.3	90.77	457.4	92.71	1333	1105	228
РН-Северная нефть	2427.4	87.31	232.6	80.66	305	284	21
РН-Ставропольнефтегаз	626.0	98.07	69.9	108.83	438	300	138
РН-Юганскнефтегаз	44422.5	101.70	2953.6	109.74	10325	8388	1937
Самаранефтегаз	7022.0	103.23	403.1	112.31	4556	3377	1179
Удмуртнефть	4256.3	100.12	64.9	101.09	4207	3671	536
Газпром нефть	20015.2	99.62	5705.8	191.65	6103	5532	571
Арчинское	230.3	68.28	293.6	124.98	58	43	15
Газпром нефть	981.9	97.15	73.5	99.44	184	166	18
Газпромнефть-Восток	516.0	164.37	61.1	131.05	115	101	14
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	8242.0	91.66	3242.1	246.13	3381	3013	368
Газпромнефть-Хантос	387.6	153.03	18.3	151.96	87	85	2
Заполярьефть	2684.2	95.61	1557.2	181.93	920	823	97
МАГМА	296.3	151.90	28.9	144.94	77	65	12
Меретояханефтегаз	4.4	26.04	6.2	26.04	6	6	0
Сибнефть-Югра	6672.4	108.23	425.0	108.22	1275	1230	45
Сургутнефтегаз	40418.6	102.61	8762.2	93.53	19786	18549	1237
Сургутнефтегаз (УФО)	37003.7	98.85	8402.2	91.67	19532	18305	1227
Сургутнефтегаз (Якутия)	3414.9	174.56	360.0	177.82	254	244	10
ТНК-ВР Холдинг	48055.7	101.01	9651.5	108.85	21309	15616	5693
Бугурасланнефть	984.4	99.07	22.2	97.56	376	331	45

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Ваньеганнефть	987.8	95.46	906.7	194.72	407	313	94
Варьеганнефтегаз	1440.9	83.51	1072.5	96.94	1291	598	693
Верхнечонскнефтегаз	2995.0	187.80	291.5	192.05	130	114	16
Ермаковское	68.8		3.8		580	378	202
Корп. Югранефть	296.8	93.79	25.2	93.64	180	144	36
Малосикторское	64.5	91.68	8.5	97.14	13	13	0
Нижневартовское НГДП	2082.8	89.78	196.3	95.51	913	846	67
Новосибирскнефтегаз	512.0	60.11	64.5	65.90	86	77	9
Оренбургнефть	12599.0	103.87	1782.4	110.90	2020	1706	314
Самотлорнефтегаз	12606.2	92.99	3791.5	103.42	8440	6407	2033
Севернонефтегаз	103.9	104.06	15.7	104.28	12	8	4
Северо-Варьеганское	80.3		57.0				
Сузун	1.2	229.38			4	0	4
Тагульское					5	0	5
ТНК-Нижневартовск	4325.1	95.06	410.2	96.31	2230	1891	339
ТНК-Нягань	4531.0	99.71	863.1	90.71	4321	2507	1814
ТНК-Уват	3307.4	132.45	88.6	147.16	169	161	8
Тюменнефтегаз	1068.6	82.99	51.7	93.68	132	122	10
Татнефть	17430.2	100.28	567.9	102.60	22496	19567	2929
Абдулинскнефтегаз					3	0	3
Илекнефть	20.6	101.64	4.5	105.71	12	3	9
Калмтатнефть					4	0	4
Татнефть им. В.Д.Шашина	17259.8	100.26	558.4	103.10	22391	19497	2894
Татнефть-Самара	147.0	104.03	3.5	84.53	79	63	16
Татнефть-Северный	2.8	77.90	1.5	42.40	7	4	3
Башнефть	9999.2	107.59	354.7	113.12	17700	15153	2547
Башминерал	55.3	108.21	2.8	108.61	40	40	0
Башнефть-Добыча	9858.9	107.70	344.3	113.57	17610	15073	2537
Геонефть	80.4	95.82	7.4	97.30	17	14	3
Зирган	4.6	99.48	0.2	98.86	33	26	7
Славнефть	12024.0	98.10	747.2	93.37	4105	3576	529
Обьнефтегазгеология	2549.0	124.32	63.8	124.63	344	320	24
Обьнефтегеология	381.5	84.76	21.9	77.16	99	81	18
Славнефть	683.9	81.26	42.6	81.60	60	55	5
Славнефть-Красноярскнефтегаз	15.2	75.36	2.6	75.38	7	4	3
Славнефть-Мегионнефтегаз	6909.3	93.60	515.5	93.07	3267	2821	446
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	527.1	81.15	32.0	70.36	88	80	8
Славнефть-Нижневартовск	844.1	117.65	62.3	109.60	176	158	18
Соболь	113.9	78.46	6.5	73.41	64	57	7
РуссНефть	8929.8	104.77	1363.3	113.04	4560	4118	442
Аганнефтегазгеология	442.2	79.66	43.2	82.16	93	73	20
АКИ-ОТЫР	907.7	102.01	42.4	115.86	163	155	8
Арчнефтегеология	56.6	89.78	3.5	73.15	54	50	4
Белкамнефть	1489.5	98.29	22.1	98.32	1300	1211	89
Белые ночи	1095.1	151.68	370.1	143.53	406	343	63
Валюнинское	12.7	69.69	0.8	69.69	13	4	9
Варьеганнефть	774.7	94.31	388.4	99.65	803	702	101
Голойл	143.9	86.39	9.3	82.55	31	27	4
Грушовое	13.4	86.94	1.3	90.33	3	2	1
Дуклинское	15.7	76.52	0.9	77.41	3	3	0
Западно-Малобалыкское	739.5	91.31	25.8	93.74	149	143	6
Мохтикнефть	300.3	81.75	20.1	97.93	33	29	4
Нафта-Ульяновск	112.4	92.09	0.5	90.91	65	63	2
НГДУ Пензанефть	106.1	83.14	0.9	82.39	38	36	2
Нефтеразведка	1.4	1200.00	0.0		6	4	2
Ново-Аганское	0.3		0.0		8	1	7
Окуновское	12.0	94.95	0.1	92.37	3	3	0
Регион-й нефтяной консорциум	810.9	122.25	11.4	98.85	340	331	9

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
РНК	22.3	139.18	0.4	139.25	10	10	0
Рябовское	104.1	139.82	1.6		49	46	3
Саратов-Бурение	32.9	71.91	18.7	133.95	22	20	2
Саратовнефтегаз	623.4	99.69	342.5	106.38	366	335	31
Севернефть-Ярайнер	0.0	0.00		0.00	5	0	5
Соболиное	18.0	79.28	3.2	168.12	11	9	2
Столбовое	327.9	503.34	28.6	521.38	33	31	2
Томская нефть	36.6	82.44	15.1	172.76	20	19	1
Удмуртгеология	83.8	96.67	0.8	96.36	58	58	0
Удмуртская ННК	78.6	87.26	1.0	94.88	84	83	1
Удмуртская нефтяная компания	186.7	104.40	1.9	103.21	67	63	4
Ульяновскнефть	277.3	104.00	2.7	100.07	133	123	10
Уральская нефть	26.5	95.49	0.5	94.34	115	81	34
Федюшкинское	4.1	88.24	0.3	88.08	1	1	0
Черногорское	73.2	87.19	5.1	86.52	75	59	16
Нефтяные компании, итого	290024.5	100.15	51308.9	108.05	150273	127623	22650
Газпром	9470.4	105.65	338706.5	102.90	169	169	0
Газпром добыча Астрахань	2773.9	103.80	7979.1	104.05			
Газпром добыча Краснодар	134.0	99.79	759.9	96.99			
Газпром добыча Надым	33.8	86.24	35689.5	97.37			
Газпром добыча Ноябрьск	248.2	95.17	38460.3	96.82			
Газпром добыча Оренбург	3362.1	96.98	11417.7	96.40			
Газпром добыча Уренгой	1411.3	149.15	74507.0	108.94			
Газпром добыча Ямбург	353.9	96.08	136073.8	103.79			
Газпром нефть Оренбург	124.1	89.43	594.0	111.67	169	169	0
Газпром переработка			1596.4	95.17			
Газпром трансгаз Югорск			24.1	82.31			
Калмгаз			31.3	86.25			
Нортгаз	284.2	105.42	2312.3	114.83			
ПУРГАЗ			10246.4	103.36			
Севернефтегазпром			16873.0	100.97			
Сервиснефтегаз	11.4	128.50	12.0	129.72			
Томскгазпром (Востокгазпром)	733.6	111.38	2129.5	102.66			
НОВАТЭК	2728.9	107.26	34461.2	143.88	54	43	11
НОВАТЭК			3588.0				
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	933.0	90.08	9870.7	117.48	54	43	11
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	1795.8	119.06	21002.5	135.07			
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	176.5	350.78	106.6	166.77	16	12	4
Дулисьма	176.5	350.78	106.6	166.77	16	12	4
Зарубежнефть	899.5	61106.05	28.5	60672.34	47	41	6
РУСВЬЕТПЕТРО	899.5	61106.05	28.5	60672.34	47	41	6
ИНК	703.8	177.43	257.9	192.82	42	31	11
Данилово	35.9	130.53	5.2	164.95	3	0	3
УстьКутНефтегаз	668.0	180.91	252.7	193.49	39	31	8
Юкола-нефть	122.0	105.19	4.4	115.31	26	26	0
Богородскнефть	109.3	108.72	3.7	128.78	20	20	0
Поволжскнефть	12.7	82.16	0.7	74.29	6	6	0
Акмай	6.3	67.71	0.1	58.06	10	10	0
Алойл	187.2	102.56	7.1	164.45	178	177	1
АЛРОСА-Газ	2.6	97.98	134.2	97.99			
Альянснефтегаз	462.1	107.99	32.3	97.63	67	49	18
Арктикгаз	0.0	0.00	0.0		2	0	2
Арктикморнефтегазразведка	16.8	88.94	29.8	91.61	44	34	10
Арктикнефть	21.5	102.19	5.1	99.04	40	23	17
БайТекс	164.8	106.10	2.1	53.30	154	141	13
Бенталь	7.5	135.65	0.1	139.68	8	4	4
Благодаров-Ойл	73.6	102.75	0.4	98.62	28	25	3

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Богатовская Сервисная Компания	11.3	40.97	0.3	43.79	12	0	12
Братскэжогаз	0.3	141.01	3.4	141.64	3	2	1
Брендан	19.7		0.8		3	3	0
Булгарнефть	121.3	93.64	2.3	94.27	108	105	3
ВЕЛЛойл	2.8	150.96			12	7	5
Верхнеомринская нефть	1.7	60.72			10	2	8
Винка	0.1	110.94	0.0	100.00	4	3	1
Войвожнефть					13	0	13
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	11.6	82.90			5	4	1
Восточная Транснациональная компания	222.6	100.59	8.4	80.97	60	59	1
ВУМН (Чишманефть)	123.9	98.78	0.7	99.31	99	91	8
Газнефтедобыча	14.9	149.58	43.5	132.59	2	0	2
Геология	122.8	93.74	1.7	91.11	154	142	12
Геолого-разведочный иссл. центр	68.7	97.94	0.4	90.55	108	105	3
Геотех	90.9	98.18	3.1	88.82	56	52	4
Геотрансгаз			97.0	111.00			
Геотэкс	1.8	70.27	9.1	33.50			
Дальпромсинтез	4.9		36.3		4	3	1
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	15.9	26476.67	198.6		19	7	12
Диньельнефть	102.7	106.73	13.3	104.95			
Динью	63.8	67.77	6.8	61.91	18	17	1
Дружбанефть	15.1	112.23			30	28	2
Евро Альянс	0.0	0.00		0.00	2	0	2
Елабуганефть	11.7	101.27	0.0	110.26	25	21	4
Енисей	370.6	92.08	32.8	91.68	38	36	2
ЕНЭС	12.3	100.23	0.8	93.73	10	7	3
Живой исток	8.8	329.31	1.2	705.42			
Иделойл	112.0	103.91	0.5	103.52	192	171	21
Иджат	2.3	100.78	0.0	108.33	2	1	1
ИНГА	61.9	200.46	13.6	414.05	27	12	15
Ингехолдинг	3.6		0.2		2	2	0
ИНК-НефтеГазГеология	13.7	94.43	43.4		1	1	0
Институт РОСТЭК	1.2	90.64			2	2	0
Иреляхнефть	89.8	120.72	13.4	148.97			
ИТАНЕФТЬ	2.1	124.67	0.0	123.53	8	5	3
ИТЕРА	9.1	235.79	0.3	239.68	6	4	2
Каббалкнефетоппром	1.1	50.56	0.1	48.50			
Калининграднефть	11.0	94.94					
Калмнефть	69.6	81.35	4.8	87.28	150	45	105
Калмпетрол	14.5	65.05	0.7	97.31	21	5	16
Камчатгазпром			134.9	641.98			
КанБайкал Резорсез Инк.	153.6	123.72	16.0	161.08	28	23	5
Кара-Алтын	331.9	102.54	2.1	112.38	368	358	10
Карбон	1.6	188.09	0.3	164.02	6	4	2
Карбон-Ойл	25.8	102.70	0.0		48	46	2
Квантум Ойл					9	0	9
КНГ-добыча	157.2	525.48	18.6	432.42	25	23	2
Колванефть	356.4	117.42	53.3	117.03	17	12	5
Колвинское	82.0		1.7				
Комнедра (УПК Недра)	356.1	98.20	40.0	98.50	22	18	4
Кондурчанефть	40.2	109.64	0.2	109.52	78	68	10
Кондурчанефть (Самара)	16.0	170.60	0.1	1009.09	6	4	2
Косьюнефть	28.9	430.84	0.5	381.20	5	5	0
Кумская нефть	2.9	800.55	0.3	791.18	1	1	0
Ленск-Газ			15.6	188.46			
МакОйл	11.4	98.96	0.1	104.17	31	31	0
Матюшкинская вертикаль	92.0	90.62	5.5	96.99	33	28	5
МЕГАЛИТ	2.2				2	2	0

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Меллянефть	52.0	88.18	0.3	66.16	61	54	7
МНКТ	86.1	99.23			94	93	1
Назымская НГРЭ	23.3	63.35	4.9	81.80			
Негуснефть	343.4	86.44	94.7	75.54			
Недра-К	42.6	107.77	2.2	107.69	9	9	0
Нефтебурсервис	2.1	56.31	0.1	33.81	14	6	8
НефтУС	99.6	80.67	15.4	82.86	7	5	2
Нефть (Саратовская обл.)	8.9	93.58					
Нефтьинвест	28.7	100.44	0.8	108.06	14	9	5
Нижневожжскнефтегаз	54.2	87.82	114.7	90.53	18	12	6
Нижнеомринская нефть	9.8	99.15	0.9	117.40	96	26	70
Нократойл	4.2	100.78	0.1	104.00	10	8	2
Норд Империл	80.5	122.70	50.6	138.72	48	41	7
Норильскгазпром	2.0	90.25	1097.8	90.06			
Нурлатская нефтяная компания	1.6	35.88	0.0	18.75	8	4	4
Ойлгазтэт	16.5	89.75	0.8	93.75	3	3	0
Оренбургнефтеотдача	38.5	132.50	0.6	113.29	17	12	5
Охтин-Ойл	108.6	97.60	1.1	59.06	79	75	4
Петросах	45.6	99.67	33.2	94.06			
Печоранефтегаз	158.0	84.12	3.9	82.27	75	66	9
Печоранефть	68.2	66.61	5.7	67.03	18	11	7
Печорнефтегазгазпром	2.7	90.88	85.3	90.01			
Печорская энергетическая компания	16.5	88.46	0.4	91.19	9	9	0
Преображенскнефть	144.1	113.08	11.2	113.35	36	31	5
Пурнефть	47.3	101.88	15.3	93.62	29	7	22
Регион-Нефть	66.7	114.02	3.0	96.60	5	5	0
Регион-Сириус	1.4	46.07	0.0	16.87	3	3	0
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	3.5		0.0		2	1	1
Речер-Коми	57.5	84.22	0.7	84.73	20	20	0
РИТЭК-Внедрение	56.6	108.89	1.7	108.86	36	36	0
Роспан Интернешнл	436.0	107.29	2212.0	117.45			
РУСИА Петролеум	0.4	29.70	7.5	28.63			
Садакойл	0.7		0.0		3	0	3
Салым Петролеум Дев. Н.В.	5645.6	104.32	231.4	112.41	407	368	39
Самараинвестнефть	91.0	96.84	0.9	95.83	60	56	4
Самара-Нафта	1454.4	107.63	45.0	93.13	136	111	25
Санеко	351.2	94.49	14.7	95.05	56	46	10
Саратовнефтегеофизика	29.1	110.32	0.8	39.59	10	10	0
Сахалинская нефтяная компания			24.4	103.44			
Сахатранснефтегаз			3.0	116.74			
Севернефть	85.6	105.36	441.1	106.26			
Северное Сияние	67.4	85.83	7.2	85.42	13	5	8
Севосетиннефтегазпром	0.3	47.73	0.0	42.86	15	0	15
Селена	0.1	4.22					
Селена-Пермь	10.6	192.01	1.8	106.00	20	14	6
Селенгушнефть	7.4	85.26	0.0		27	20	7
Сиаль	44.2	154.37	0.5	159.75	13	0	13
СибИнвестНафта	1.0	72.78	0.1	81.08	4	0	4
СИБИНТЭК	5.8		0.1		2	2	0
Сибнефтегаз			3447.3	52.82			
Сибнефть-Чукотка			19.4	98.22			
Синко ННП	14.8	114.34	1.1	114.47	12	8	4
СМП-Нефтегаз	214.5	98.28	1.1		184	173	11
Соровскнефть	2.7	1567.63	0.1	841.67	3	0	3
СпецКрит	1.7	106.01	0.0	93.48	7	4	3
Средне-Васюганское	18.3	70.73	1.0	79.54	8	6	2
СТимул-Т	69.1	3711.60	3.8	3721.78	10	9	1
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	11.6	170.05			21	1	20

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, август 2011 г., кол-во		
	С начала 2011 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2010 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2010 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Таймыргаз	53.6	101.42	1073.8	100.53			
ТАКС	0.5	83.99					
Тарховское	222.4	90.04	14.3	90.99	550	185	365
ТАТЕХ	306.7	103.78	4.2	119.44	408	393	15
Татнефтеотдача	297.9	95.41	4.0	112.01	274	264	10
Татнефтепром	164.2	99.02	6.6	380.32			
Татнефтепром-Зюзеевнефть	239.8	97.72	1.7	109.39	246	225	21
Татнефть-Геология	99.6	106.98	3.7	233.48	56	46	10
Татойлгаз	260.1	107.46	6.8	142.82	366	333	33
Тевризнефтегаз			3.5	88.09			
ТЕРРИГЕН	0.1	26.07	0.0	26.67	9	7	2
Технефтьинвест	1.6	69.88	0.3	68.86	11	4	7
Тиман-Печора Эксплорэйшн	22.0	106.90	4.4	111.13	5	4	1
ТНГК-Развитие	159.4	100.33			122	105	17
ТНС-Развитие	54.6	106.98	1.0	106.90	8	8	0
Томская нефтегазовая компания	1.9	26.63	0.1	25.74	6	3	3
Томскгеонефтегаз	16.0	241.88	1.1	239.82	2	2	0
Томскнефть (ВНК)	6868.9	100.47	1077.8	111.19	3001	2302	699
Трансойл	85.7	99.44	0.6	102.14	119	108	11
Транс-ойл	0.3	272.58	0.0	300.00	8	0	8
Троицкнефть	158.9	100.53	1.1	100.47	144	135	9
Ульяновскнефтегаз	9.7	101.04					
Уралнефтегазпром	38.3	98.01	208.2	92.11			
Уральская Нефтяная Компания	28.5	96.40			30	30	0
Уренгойл ИНК			0.0		1	0	1
Уренгойская газовая компания			135.9				
Фроловское НГДУ	12.8	159.94	0.5	160.07			
Ханты-Мансийская НК	5.6	116.85	0.7	110.94			
Хвойное	347.8	97.75	16.9	101.39	62	54	8
ХИТ Р	39.1	134.47	1.0	228.12	9	1	8
ЦНПСЭИ	32.0	128.42	2.9	134.12	18	18	0
Чепецкое НГДУ	31.7	110.32			34	33	1
ЧНД (Чумпасснефтедобыча)	16.4	89.86	1.7	90.52	4	4	0
Шешмаойл	270.3	99.12	1.5	100.79	367	335	32
Энергетическая компания РИФ	5.6	97.89	2.1	100.89			
Южно-Аксютинское	1.3	109.36	0.0	116.67	2	2	0
Южно-Охтеурское	53.5	95.35	4.4	101.60	18	13	5
Южуралнефть	3.3	88.69	0.1	103.66			
Юпитер-А	4.5	96.20	0.1	63.29	7	4	3
ЮУНГ	205.0	90.14	108.4	83.69	17	15	2
Якутгазпром	49.1	93.39	957.9	95.19			
Ямал СПГ	0.7	18225.00	20.0	226.43			
Ямалтэк			9.7	92.62			
Ямбулойл	6.6	99.92	0.0	95.00	1	1	0
Янггур	95.8	100.64	101.5	103.38			
Яр-Ойл	2.6	71.77	0.0	80.00	1	1	0
Прочие производители, итого	26822.8	108.00	13222.7	86.20	10175	8152	2023
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	3752.9	89.17	10441.4	103.31	23	15	8
Тоталь РРР	952.8	104.05	116.4	112.19			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	5537.3	135.91	5800.4	106.60	43	28	15
Сахалин 1 (иностран. капитал)	4429.9	135.91	5800.4	106.60	43	28	15
Роснефть	1107.5	135.91					
Роснефть-Астра	470.7	135.91					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	636.8	135.91					
Операторы СРП, итого	10243.0	111.36	16358.1	104.51	66	43	23
Всего	339289.7	101.24	454057.4	105.20	160737	136030	24707

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-август 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	33496.1	100.45	3750.3	10400.7	786.5	11621.0
Туапсинский НПЗ	3019.9	99.35	0.0	952.7	0.0	1372.6
Комсомольский НПЗ	5025.5	95.83	267.8	1385.8	185.7	1966.8
Куйбышевский НПЗ	4231.3	100.57	588.0	1458.3	0.0	1671.3
Сызранский НПЗ	4677.6	99.30	708.6	1565.5	0.0	1624.2
Новокуйбышевский НПЗ	4955.0	102.55	597.4	1463.2	179.3	1474.3
Ачинский НПЗ	4844.2	102.55	666.1	1585.8	123.4	1793.5
Ангарская НХК	6742.6	102.31	922.4	1989.4	298.1	1718.3
Башнефть	13969.6	98.83	2917.5	4959.4	21.1	1762.6
Уфимский НПЗ	4006.0	85.59	775.4	1457.8	0.0	901.0
Уфанефтехим	5340.2	105.99	1056.1	2246.1	0.0	300.0
Ново-Уфимский НПЗ	4623.4	104.71	1086.0	1255.5	21.1	561.6
Газпром нефтехим Салават	4444.5	101.39	392.7	1467.0	0.0	1074.2
Сургутнефтегаз	14074.8	98.71	1549.3	3372.6	543.8	4901.6
Киришинефтеоргсинтез	14074.8	98.71	1549.3	3372.6	543.8	4901.6
ЛУКОЙЛ	30359.7	101.38	4353.6	8218.4	1608.8	7938.8
Волгограднефтепереработка	7078.1	97.21	941.5	2006.8	569.5	1022.4
Пермнефтеоргсинтез	8816.4	100.36	1126.4	2682.6	454.4	1716.5
Ухтанефтепереработка	3009.4	118.16	307.1	820.0	26.1	1015.3
Нижегороднефтеоргсинтез	11455.8	101.08	1978.6	2709.0	558.8	4184.6
Группа Альянс	2455.1	112.60	274.3	313.5	112.4	896.3
Хабаровский НПЗ	2455.1	112.60	274.3	313.5	112.4	896.3
Славнефть	9519.5	103.25	1524.4	2624.6	572.9	3182.6
Ярославнефтеоргсинтез	9519.5	103.25	1524.4	2624.6	572.9	3182.6
РуссНефть	3381.1	99.53	451.4	950.4	176.3	1255.1
Орскнефтеоргсинтез	3381.1	99.53	451.4	950.4	176.3	1255.1
ТНК-ВР Холдинг	16080.5	111.12	2637.3	4241.2	714.1	5284.6
Рязанская НПК	11483.8	114.28	2001.8	2950.7	714.1	3999.1
Крекинг (Саратовский НПЗ)	4596.7	103.93	635.5	1290.5	0.0	1285.5
Газпром нефть	20923.6	110.71	4511.9	6116.8	1495.4	3916.6
Омский НПЗ	13602.9	109.41	2872.8	4290.8	1030.4	1947.2
Московский НПЗ	7320.7	113.23	1639.1	1826.0	465.0	1969.4
КраснодарЭкоНефть	1703.8	100.98	0.0	537.7	45.9	766.5
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)	5958.2	103.54	408.9	1314.8	11.2	1458.4
Газпром	3156.8	95.67	1421.5	819.3	106.0	192.9
Новошахтинский ЗНП	1772.7	149.72	0.0	0.0	0.0	921.0
Афипский НПЗ	2763.5	126.31	0.0	895.1	7.8	1330.6
Итого	164059.5	103.60	24193.1	46231.5	6202.2	46502.8
Мини-НПЗ	7009.5	122.29	170.2	1732.7	59.2	1930.3
Всего	171068.9	104.26	24363.3	47964.2	6261.4	48433.1

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), январь-август 2011 г. (тыс. тонн)

Компания	Морские порты				Нефтепровод «Дружба»								КТК	С начала года
	Ново-российск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Босния и Герцеговина	Китай		
Роснефть			24303.5											38795.6
ЛУКОЙЛ			9883.9											15149.1
Сургутнефтегаз			11165.5											17977.0
ТНК-ВР Холдинг			10431.6											18781.8
Газпром нефть			6614.6											8281.1
Татнефть			5007.4											10938.1
Башнефть			559.4											2399.4
РуссНефть			2063.0											3724.1
Газпром			253.7											283.1
Операторы СРП			956.8											956.8
Прочие недропользователи			3505.4											5103.0
КТК													1285.0	1285.0
Всего российские ресурсы			74744.7										1285.0	123674.0
Транзит Казахстана			11401.8											12959.7
Транзит Азербайджана			1249.0											1249.0
Транзит Туркмении			10.0											10.0
Белоруссия										1079.0				1079.0
Всего,			87405.6							50281.1			1285.0	138971.7
в том числе														
	28330.4	2856.9	10199.0	46019.4	13686.3	13012.0	2232.7	2711.9	4014.3	4167.5	453.6	10002.8	1285.0	138971.7

Освоение капитальных вложений, январь-август 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	
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	75143.4	4725.4	35174.1	6944.0	28123.0	177.0
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	37172.3	956.7	19114.7	3721.2	13202.7	177.0
Когалымнефтегаз	14929.0	479.8	8338.5	1648.6	4285.1	177.0
Лангепаснефтегаз	8554.3	131.0	5148.9	702.6	2571.9	0.0
Покачевнефтегаз	7804.3	119.2	4269.0	822.7	2593.4	0.0
Урайнефтегаз	5884.7	226.7	1358.3	547.4	3752.3	0.0
ЛУКОЙЛ-АИК	1423.2	17.4	808.2	114.2	483.3	
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	462.4	306.9	63.7	23.0	68.8	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми	15163.0	837.4	5779.9	2045.1	6500.6	0.0
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	6660.4	1669.5	3749.0	229.0	1012.9	0.0
ЛУКОЙЛ-Пермь	7627.7	320.6	4523.3	745.6	2038.3	0.0
Находканефтегаз	6634.5	616.9	1135.3	65.8	4816.5	0.0
Роснефть	146423.8	2958.8	55744.0	12881.9	74005.8	833.2
Ванкорнефть	52936.4	43.0	13355.1	1832.5	36940.3	765.6
Востсибнефтегаз	2846.4	460.4	1419.2	45.3	921.5	
Грознефтегаз	641.6	172.4	9.8	117.5	279.1	62.9
Дагнефтегаз	138.6	74.1	11.9	18.2	34.5	
Полярное Сияние	442.1	0.2	182.8	40.5	218.6	
РН-Дагнефть	165.9			53.3	112.6	
РН-Краснодарнефтегаз	800.4	178.3	125.6	276.0	220.6	
РН-Пурнефтегаз	8736.8	169.6	3265.4	741.2	4559.9	0.7
РН-Сахалинморнефтегаз	2737.5		1231.6	377.3	1128.6	
РН-Северная нефть	3441.0	267.9	1475.5	420.7	1277.0	
РН-Ставропольнефтегаз	333.5		2.1	211.5	119.9	
РН-Юганскнефтегаз	64353.7	1143.8	31248.2	6732.5	25229.4	
Самаранефтегаз	6181.0	357.2	2310.2	1158.6	2350.9	4.0
Удмуртнефть	2669.0	92.1	1106.9	856.9	613.1	
Газпром нефть	11664.1	860.8	5550.8	3184.8	2067.7	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	11664.1	860.8	5550.8	3184.8	2067.7	
Сургутнефтегаз	116269.1	2645.3	78405.7	14629.1	19914.2	674.8
Сургутнефтегаз (УФО)	116269.1	2645.3	78405.7	14629.1	19914.2	674.8
ТНК-ВР Холдинг	66739.2	2249.9	31755.1	12905.4	19825.8	3.0
Бугурусланнефть	800.0		245.0	291.0	264.0	
Ваньеганнефть	1538.6		1003.3	268.5	266.8	
Варьеганнефтегаз	2026.0	3.6	927.7	399.2	695.6	
Верхнечонскнефтегаз	8356.3		4514.5	1096.9	2744.9	
Корпорация Югранефть	173.0		67.0	63.0	43.0	
Нижневартовское НГДП	4339.4		1600.0	1054.4	1685.0	
Новосибирскнефтегаз	203.7			155.9	47.8	
Оренбургнефть	15526.0	822.0	8720.0	2245.0	3736.0	3.0
Самотлорнефтегаз	11587.4	59.5	6216.0	3689.5	1622.5	
Севернонефтегаз	100.4		86.6	8.2	5.6	
ТНК-Нижневартовск	4180.0	70.0	1633.0	1816.0	661.0	
ТНК-Нягань	7495.2	7.7	2520.2	1298.9	3668.4	
ТНК-Уват	10103.6	1287.1	4221.9	519.0	4075.6	
Тюменнефтегаз	309.6				309.6	
Татнефть им. В.Д.Шашина	8042.9	16.2	4641.7	731.8	2380.8	272.4
Татнефть им. В.Д.Шашина	8042.9	16.2	4641.7	731.8	2380.8	272.4
Башнефть	5296.9	407.1	1251.8	1580.4	1815.7	242.0
Башнефть-Добыча	5296.9	407.1	1251.8	1580.4	1815.7	242.0
Славнефть	15258.0	488.0	9872.0	1561.0	3337.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	15258.0	488.0	9872.0	1561.0	3337.0	
РуссНефть	10644.4	391.3	5392.8	984.0	3842.5	33.9
Аганнефтегазгеология	933.8	9.8	484.7	48.4	390.9	
АКИ-ОТЫР	2481.9		1485.5	110.0	867.9	18.5
Белкамнефть	1250.5	44.1	648.7	226.1	331.7	
Варьеганнефть	2106.4	70.9	1505.6	212.0	317.8	
Западно-Малобалыкское	189.3		0.2	71.8	102.0	15.3
Саратовнефтегаз	186.7	58.4		72.9	55.3	
Томская нефть	2785.3	83.2	955.5	88.5	1658.1	
Ульяновскнефть	710.6	124.9	312.7	154.2	118.8	
Нефтяные компании, итого	455481.9	14742.7	227788.0	55402.3	155312.5	2236.3
Всего	455481.9	14742.7	227788.0	55402.3	155312.5	2236.3



**Мы специалисты
компании «Бейкер Хьюз»**

**Мы поможем Вам
максимально повысить
эффективность разработки
месторождений**

Наши эксперты, работая с заказчиками, используют весь свой многолетний практический опыт и знания в области изучения и разработки месторождений. В результате происходит действительное понимание отдельного месторождения, его особенностей и новых решений для максимального увеличения добычи, включая:

- устранение геологической неопределенности месторождения за счет построения взаимосвязанных моделей от сейсмической до гидродинамической
- поиск адаптированных решений для оптимизации добычи
- увеличение извлекаемых запасов при разработке сланцевого газа

Для того чтобы узнать, как наш центр разработки месторождений может помочь Вам повысить эффективность эксплуатации, снизить риски и максимально увеличить нефтеотдачу, посетите наш веб-сайт www.bakerhughes.com/rds