

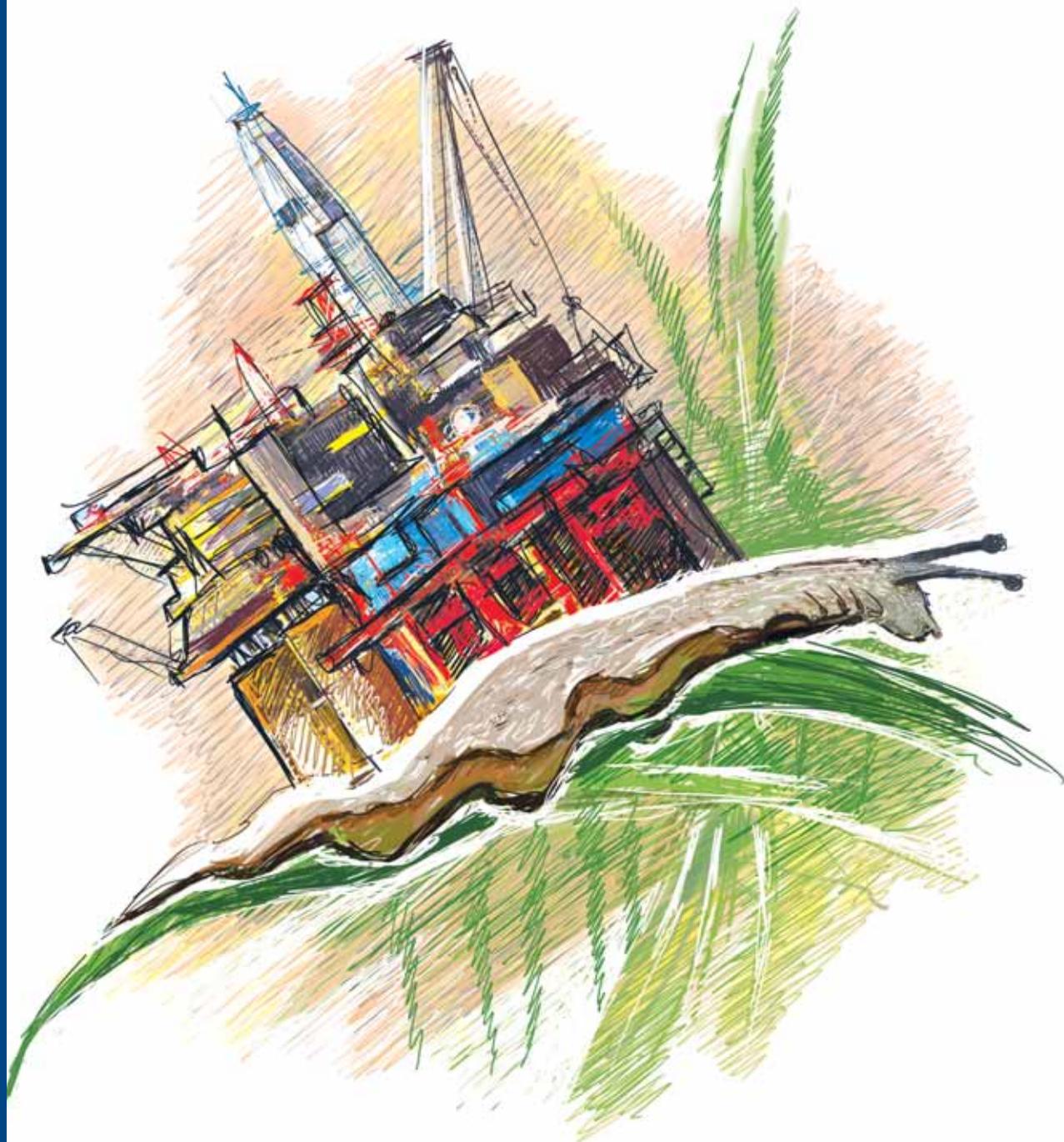


**НЕФТЬ ДЛЯ США:
УГРОЗА НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

**МИССИЯ И.СЕЧИНА:
НЕФТЕПРОМ — НАЦИОНАЛЬНОЕ ДОСТОЯНИЕ**

УЖ ПУТИН СЕРДИТСЯ, А ШТОКМАНА ВСЕ НЕТ

**МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2012:
ИТОГИ И ПРОГНОЗЫ**



ШТОКМАН: КТО ПРИДЕТ ДАТЬ ЕМУ ВОЛЮ?

ufi
Approved
Event



KIOGE

20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА
2 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»



КОНФЕРЕНЦИЯ
4 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**



ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

4



8



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

Нефть для США — угроза энергетической безопасности 4
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Нефть и газ: Париж '2012 8
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

ПАНОРАМА: контакты, контракты, конфликты 11

ПМЗ — «Газпром»: 20 лет успешного сотрудничества 12
Интервью с АЛЕКСЕМ МИХАЛЁВЫМ,
управляющим директором
ОАО «Пермский моторный завод»

Союз трех тушит факелы 14
МАЯ НОБАТОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

ПАНОРАМА: из жизни Арктики 17

Миссия Игоря Сечина 18
МАЯ НОБАТОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

После Арктики — Юпитер и Сатурн 22
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Штокман: кто придет дать ему волю? 26
ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Происки альтернативы 29
АЛЕКСАНДР ФРОЛОВ,
Институт национальной энергетики

Кадры решат все... Если они есть 32
ЮРИЙ БАНЬКО,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Уж Путин сердится, а Штокмана все нет... 34
ЮРИЙ БАНЬКО, «Нефтегазовая Вертикаль»

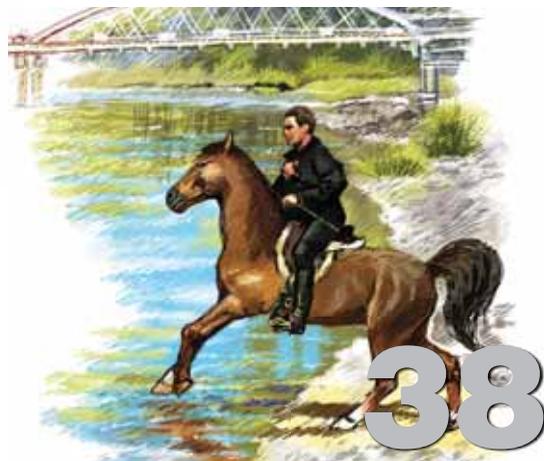
Россия остро нуждается в создании цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и нефтесервисных услуг 37
ВЛАДИМИР БОРИСОВ,
Тюменская Ассоциация
нефтегазосервисных компаний

18



22





Лошадей на переправе не меняем

По материалам выступления
АЛЕКСАНДРА МЕДВЕДЕВА,
заместителя Председателя Правления
ОАО «Газпром»,
на XXV Мировом газовом конгрессе

МД '2012: ИТОГИ И ПРОГНОЗЫ

9-я Международная практическая конференция и выставка «Механизированная добыча '2012»

Модернизация насосов ЦНС и программа энергоэффективности
В.П. ВАСИЛЕНКО,
ЗАО «Нижевартовскремсервис»

ООО «Позитрон»: инновационные системы точечной и комплексной обработки механизированного фонда скважин
В.В. ОЛЕХОВ, В. В. ЖЕРЕБЦОВ,
А.Т. НАГИЕВ, С.В.ИВАНОВ

ПАНОРАМА: из жизни сланцев

38 Прокат или закупка? «Газпром нефть» сначала считает... 50

НАТАЛИЯ ЧИНКОВА,
ОАО «Газпром нефть»

20-летний юбилей НПФ «Пакер»: Инновации от лидера 56

МАРАТ АМИНЕВ,
ООО «НПФ «Пакер»

44 Четыре направления «Славнефти» 62

КИРИЛЛ КАЮМОВ, ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО,
ОАО «НГК «Славнефть»

45 РЕМОНТ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Выбор наиболее оптимального направления бурения горизонтальных стволов скважин для проведения ГРП с максимальным эффектом 66

Ф.САЛИМОВ, Л.МУЛЪЯКАЕВА,
ОАО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»,
ТПП «Покачевнефтегаз»

49 СТАТИСТИКА 69

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
Надежда Гребенникова nadart@list.ru

Художник-иллюстратор
Ирина Сухорукова

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

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

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

Менеджер по компьютерному оборудованию
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

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

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

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

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

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

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

Представитель в Азербайджане:
Таги Тагиев, г. Баку
Тел./факс: (99412) 93-76-85
ttagiev555@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

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Системы подготовки газа –
надежность в швейцарском исполнении.**

Внимание к деталям – от идеи до воплощения



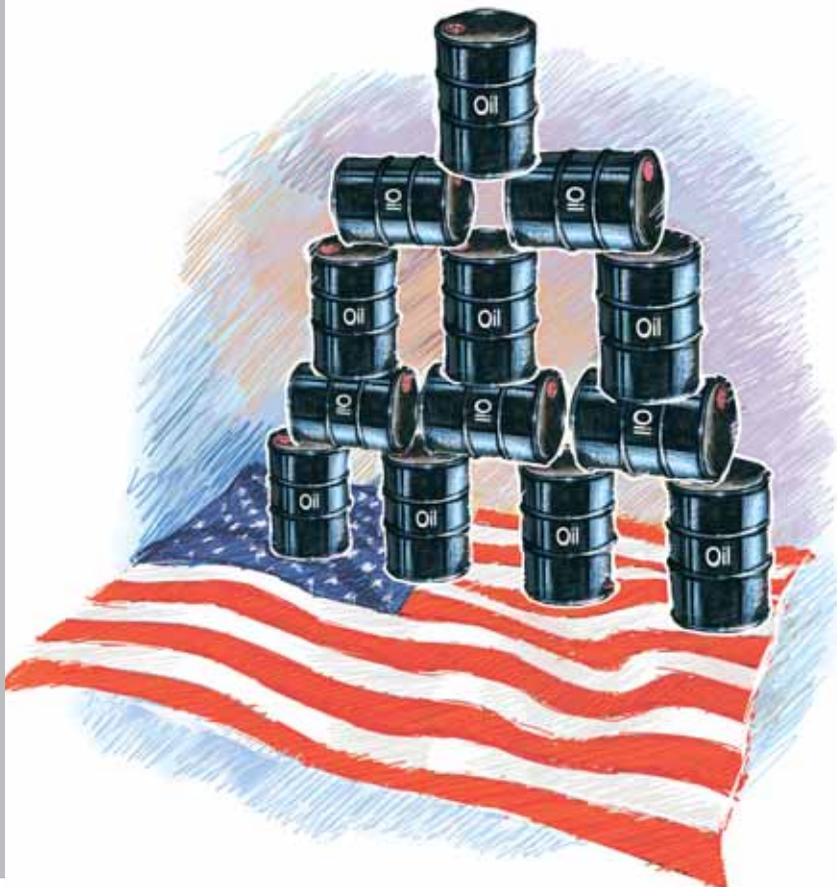
Приглашаем на встречу со специалистами компании «ЭНЕРГАЗ» на выставке «НЕФТЕГАЗ» 25-29 июня 2012 г. в «Экспоцентре» на Красной Пресне. Наш стенд находится в павильоне «Форум». Приглашение для бесплатного посещения выставки – на нашем сайте www.energas.ru.

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

info@energas.ru www.energas.ru



НЕФТЬ ДЛЯ США – УГРОЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»

Добыча нефти в США вступила в новую фазу роста. В 2011 году страна стала нетто-экспортером нефтепродуктов. К 2020 году импорт сырой нефти сократится на 21%. Казалось бы, энергетическая безопасность страны увеличивается. Однако снижение импортной зависимости вплоть до самообеспеченности не решает проблему энергетической уязвимости до тех пор, пока экономика страны находится в большой зависимости от потребления нефти.

Будучи товаром единого глобального рынка, цены на нефть формируются на базе политических решений и событий в разных точках мира и от размера собственной добычи никак не зависят. Самообеспеченность нефтью не избавляет от рисков непредсказуемого рынка нефти. Такой вывод делает независимая группа аналитиков SAFE в своем докладе об энергетической безопасности США.

В соответствии с этой логикой, Россия, несмотря на статус крупнейшего экспортера, так же далека от энергетической безопасности, как и любое импортирующее государство. Смещение понятий энергетической независимости и энергетической безопасности смещает приоритеты и дезориентирует политические установки. Эта проблема выходит далеко за пределы США и в полной мере актуальна для России.

В США в 2005 году появилась независимая организация SAFE — Securing America's Future Energy («Обеспечение безопасности энергетического будущего Америки»). Она сформирована бывшими государственными чиновниками верхнего эшелона, отставными генералами и адмиралами, представителями крупного бизнеса.

Среди них, например, адмирал в отставке Денис С.Блэр, который в 2009–2010 годах в правительстве Б.Обамы занимал пост директора Национальной разведки, бывший начальник Командования специальных операций ВС США генерал Брайан «Даг» Браун, Фредерик Смит, президент корпорации FedEx, и другие известные в США деятели высокого ранга.

Главная цель организации — продвижение мер по укреплению энергетической безопасности США. Базовая концепция — зависимость от нефти и ее импорта является не только вопросом экономики, но и проблемой национальной безопасности страны.

SAFE не слишком себя афиширует и редко появляется в СМИ, но имеет сильное лоббистское влияние в Конгрессе. Разработкой SAFE сыграли значительную роль в принятии Акта 2007 года «Энергетическая независимость и безопасность» и в подготовке Энергетического Акта 2011 года.

В 2006 году SAFE сформировала Лидерский совет энергетической безопасности (ESLC), который ведет исследования, готовит проекты законодательства и т.п. В мае этого года совет опубликовал доклад «Новый нефтяной бум Америки с точки зрения энергетической безопасности».

Новый нефтяной бум в США

Добыча нефти в США неожиданно вступила в фазу роста. Предыдущая аналогичная фаза закончилась почти два десятилетия назад. Тогда, с 1977 по 1985 годы, добыча нефти увеличилась на 9%, с 3009,2 млн баррелей (409,3 млн тонн) до 3274,5 млн (445,3 млн тонн). В 1986 году вновь началось снижение, кото-

Прогноз добычи и импорта жидких УВ в США, млн барр/д н.э.

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Добыча нефти и конденсата	5,36	5,47	5,68	5,88	6,26	6,73	6,42	6,37	6,12
Жидкие УВ из газа (на ГПЗ)	1,91	2,07	2,16	2,19	2,23	2,79	2,82	2,84	2,80
Этанол	0,73	0,85	0,86	0,89	0,95	1,13	1,26	1,60	1,49
Биодизель	0,03	0,02	0,05	0,06	0,09	0,10	0,12	0,13	0,13
Всего добыча/производство	8,03	8,41	8,75	9,02	9,53	10,77	10,62	10,94	10,54
Нетто-импорт сырой нефти	8,97	9,17	8,82	8,87	8,70	8,30	7,38	7,23	7,48
Нетто-импорт нефтепродуктов	0,75	0,39	-0,18	-0,02	0,23	0,02	0,00	-0,13	-0,15

Источник: ENI, Annual Energy Outlook 2012

рое продлилось до 2009 года и дошло до отметки 1811,8 млн баррелей (246,4 млн тонн).

2009 год задал темп новому периоду роста. Производство сырой нефти (включая конденсат) к 2011 году достигло 2070 млн баррелей (281 млн тонн) и продолжает расти в 2012 году. Департамент энергетики США ожидает, что новая фаза роста продлится до 2030 года. В обзоре Annual Energy Outlook 2012 суммарное производство углеводородного и других видов жидкого топлива оценено в 10,8 млн барр/д в 2020 году и 10,9 млн барр/д в 2030 году по сравнению с 8 млн барр/д в 2009 году (см. «Прогноз добычи и импорта жидких УВ в США»).

В 2011 году США впервые после 1949 года стали нетто-экспортером нефтепродуктов. Основным драйвером было увеличение добычи нефти. Большую роль сыграло также сокращение внутреннего потребления, которое произошло из-за замедления экономического роста, а также за счет увеличения топливной эффективности автотранспортного парка страны.

Спрос на транспортное топливо, составлявший 9,3 млн барр/д в 2007 году, сократился до 8,7 млн барр/д в 2011 году и 8,4 млн барр/д в первые месяцы 2012 года. Эффект роста добычи собственной нефти и уменьшения спроса выразился в росте экспорта бензина и дизельного топлива. В 2011 году США стали нетто-экспортером обоих продуктов, поставив на мировой рынок 374 тыс. барр/д бензина и 677 тыс. барр/д дизеля.

Рост добычи нефти стал возможен благодаря возвращению к обычным операциям в Мексиканском заливе, а также за счет разработки легкой трудноизвлекаемой нефти из плотных пород в штатах Колорадо, Новая Дакота и других районах страны.

По оценкам Департамента энергетики США, технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на начало 2010 года составляли 24 млрд барр. Сегодня эта оценка считается консервативной, так как она учитывает только четыре основных бассейна — Eagle Ford, Bakken, Monterey и Avalon.

В росте общего производства жидкого топлива в США нефть важный, но не единственный компонент. Помимо нефти, растет производство жидких углеводородов, получаемых при переработке природного газа на ГПЗ, а также этанола и дизельного топлива из биомассы. Суммарный объем производства всех видов жидкого топлива в США в 2011 году достиг максимального уровня за 20 лет — 8,75 млн барр/д н.э.

Производство жидких УВ из газа в 2011 году увеличилось на 13% по сравнению с 2009 годом и продолжает расти. К 2035 году их объем будет лишь вдвое меньше обычной нефти. Вместе с этанолом и биодизельным топливом не нефтяное жидкое топливо составит 4,0 млн барр/д, или 37,5% суммарного объема производства жидкого топлива в 2020 году, и 4,4 млн барр/д, или 42% в 2035 году.

Долгосрочный прогноз Департамента энергетики США обещает продолжение роста добычи нефти на суше и на шельфе Мек-

Лидерский совет энергетической безопасности из высших отставников США опубликовал доклад «Новый нефтяной бум Америки»

сиканского залива. На суше ожидается увеличение втрое добычи трудноизвлекаемой нефти из

Добыча нефти в США неожиданно вступила в фазу роста: в 2011 году США впервые после 1949 года стали нетто-экспортером нефтепродуктов

плотных пород: до 1,2 млн барр/д по сравнению с 0,4 млн барр/д в 2010 году и выход на полку на уровне 1,3 млн барр/д в 2030 го-

Новая тенденция базируется на ценах, технологиях и обстоятельствах: цена на нефть перешла на принципиально иной уровень

ду. В Мексиканском заливе предполагается рост с 1,3 млн барр/д до 1,8 млн барр/д к 2020 году, а затем снижение до 1,4 млн барр/д к 2035 году.

Три кита американского бума

По большому счету, крутой поворот в динамике добычи нефти в США никто не прогнозировал. В докладе ESLC отмечается, что новой тенденции способствовало

множество факторов, но в основном она базируется на трех китах: цены, технологии и стечение обстоятельств.

Поразительна скорость изменений в нефтегазовом комплексе США: возможное объяснение — мобильность капиталов

Высокие и продолжающие подниматься цены на нефть явились инвестиционным сигналом для бизнеса. Несмотря на откаты, самый значительный из которых произошел в 2008 году, очевидно, что за последнее десятилетие ми-

Нетто-импорт нефти США к 2020 году сократится на 21%: энергетическая безопасность является функцией величины использования нефти

ровая цена на нефть перешла на принципиально иной уровень. С \$30 за баррель в среднем в 2003 году она удвоилась до \$60 в 2006 году, прошла через отметку \$90 в 2008 году и, быстро восстановившись после падения, вновь набрала темп, поднявшись выше среднегодовой отметки \$111 за баррель в 2011 году.

Самообеспеченность нефтью является условием необходимым, но недостаточным: зависимость от нефти желательно сокращать

Многие экономисты считают, что длительный прогрессирующий рост мировой цены нефти основывается на долгосрочных фундаментальных экономических показателях глобального масштаба. Созданный ими мощный инвестиционный стимул инициировал крупные капиталовложения в разведку и разработку, в венчурные проекты, которые подтолкнули развитие новых технологий.

Важным фактором является особая чувствительность нефтяного бизнеса в США к цене нефти. Это связано с тем, что стоимость добычи маргинальной нефти в США очень высока. МЭА недавно оценило безубыточную стоимость добычи трудноизвле-

Зависимость энергопотребления от нефти в некоторых странах, %

Доля нефти в энергетическом балансе	
Нетто-импортеры нефти	
Япония	40
США	37
Германия	36
Великобритания	35
Франция	33
Китай	18
Украина	10
Нетто-экспортеры нефти	
Саудовская Аравия	62
Кувейт	58
Иран	40
Азербайджан	33
Россия	21
Казахстан	17

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2011

каемой нефти, включая роялти, в \$50/барр. Стоимость добычи на шельфе (разведка и добыча) по оценке Департамента энергетики США составляла в среднем \$74,20/барр в 2006–2008 годах и \$51,60/барр в 2007–2009 годах.

При этом дорогая нефть составляет более половины всей добычи США: около 11% приходится на нефть из плотных пород, 22% — на глубоководный шельф Мексиканского залива и примерно 20% — на малодобитные скважины, которые дают менее 15 барр/день.

Поэтому прирост добычи в США в ощутимых объемах может появиться только в обстановке стабильно высоких цен и уверенности в сохранении этой тенденции на длительную перспективу. Именно такие условия и начали формироваться с 2003 года. Но высоких цен недостаточно.

Технологии — вторая обязательная составляющая комбинации факторов, которые обеспечили бурное развитие добычи нефти в США. В этой области все началось не с нефти, а с развития

проектов освоения нетрадиционного газа. Отработанные и усовершенствованные в ходе разработки сланцевого газа технологии горизонтального бурения и гидро-разрыва были перенесены на нефтяные поля.

И тут вступает третий компонент — удачное обстоятельство. Оно выразилось в том, что в 2009 году в США резко упали цены на природный газ. Компании, которые активно участвовали в газовых проектах и владели соответствующими технологиями, начали перебрасывать капитал на нефтяные сланцы. На некоторых сланцевых полях были известны нефтяные горизонты, так что буровые программы просто переориентировались на более глубокие объекты.

Все перечисленные обстоятельства достаточно убедительны, но в докладе ESLC нет прямого объяснения еще одного интригующего вопроса: о поразительной скорости, с которой происходят изменения в нефтегазовом комплексе США, сначала в добыче газа, теперь — в нефтяном сег-

менте. В небольшой стране, где появление одного нового месторождения может быстро изменить ситуацию в добыче, это было бы понятно. Но в масштабах США, третьей в мире по объему добычи нефти державе?

Возможное объяснение можно усмотреть в рассуждениях авторов доклада о движении капиталов в США. Суть его сводится к тому, что стабильные и четкие регулирующие нормативы отрасли и в целом низкие барьеры вхождения в бизнес обеспечивают высокую мобильность финансовых капиталов в США по сравнению с ситуацией в других нефтедобывающих регионах.

Необходимо, но не достаточно

США уже стали нетто-экспортером по нефтепродуктам, а нетто-импорт нефти к 2020 году должен сократиться на 21%. До самообеспеченности еще далеко, однако зависимость от привозной нефти существенно сокращается. Поскольку энергетическая безопасность традиционно определяется как независимость от поставок нефти из других стран, то можно было бы говорить об увеличении энергетической безопасности страны.

Однако главный пафос доклада Совета высших армейских чинов США (в отставке) состоит как раз в том, что энергетическая безопасность является функцией величины использования нефти в национальной экономике, а не ее происхождения.

Другими словами, энергетическая безопасность не может быть достигнута до тех пор, пока развитие национальной экономики базируется на нефти, будь то собственное или импортное сырье. Внутренняя добыча, безусловно, важна, прежде всего, для сокращения торгового дефицита страны. Но с точки зрения энергетической безопасности самообеспеченность нефтью является условием необходимым, но недостаточным.

Зависимость национальной экономики от нефти выражается через три основных фактора: отсутствие альтернативы нефти в



транспортном секторе, на который приходится большая часть потребления нефти, тот факт, что цены на нефть формируются на глобальном уровне, нарастающая волатильность цен на нефть.

Все три фактора актуальны для любой страны. В таком понимании вопрос об энергетической безопасности не менее актуален и для стран-экспортеров нефти, доля которой в энергобалансе этих стран обычно особенно высока (см. «*Зависимость энергопотребления от нефти в некоторых странах*»).

В США на транспортный сектор приходится более 70% потребления нефти. Поскольку альтернативы жидкому топливу в этом секторе практически нет, деловая активность, экономика страны и рядовых потребителей находятся в полной зависимости от цен на нефть. В периоды повышения цен дополнительные расходы на бензин косвенно влияют на общую деловую среду, так как изымаются из общего бюджета за счет сокращения расходов на прочие виды товаров и услуг.

Поскольку нефть торгуется глобально, цена на нефть, в отличие от газа, для всех одна, и зачастую она определяется под влиянием событий, казалось бы, не имеющих к конкретной стране никакого отношения. Изменение динамики поставок или спроса в одном месте влияет на цены на нефть во всем мире.

В обстановке роста мирового спроса, сокращения свободных мощностей добычи и регулярно возникающих геополитических катаклизмов цены на нефть приобретают все большую волатильность. Непредсказуемая изменчивость цены создает неуверенность, осложняет формирование бюджета, увеличивает риски при принятии плановых решений.

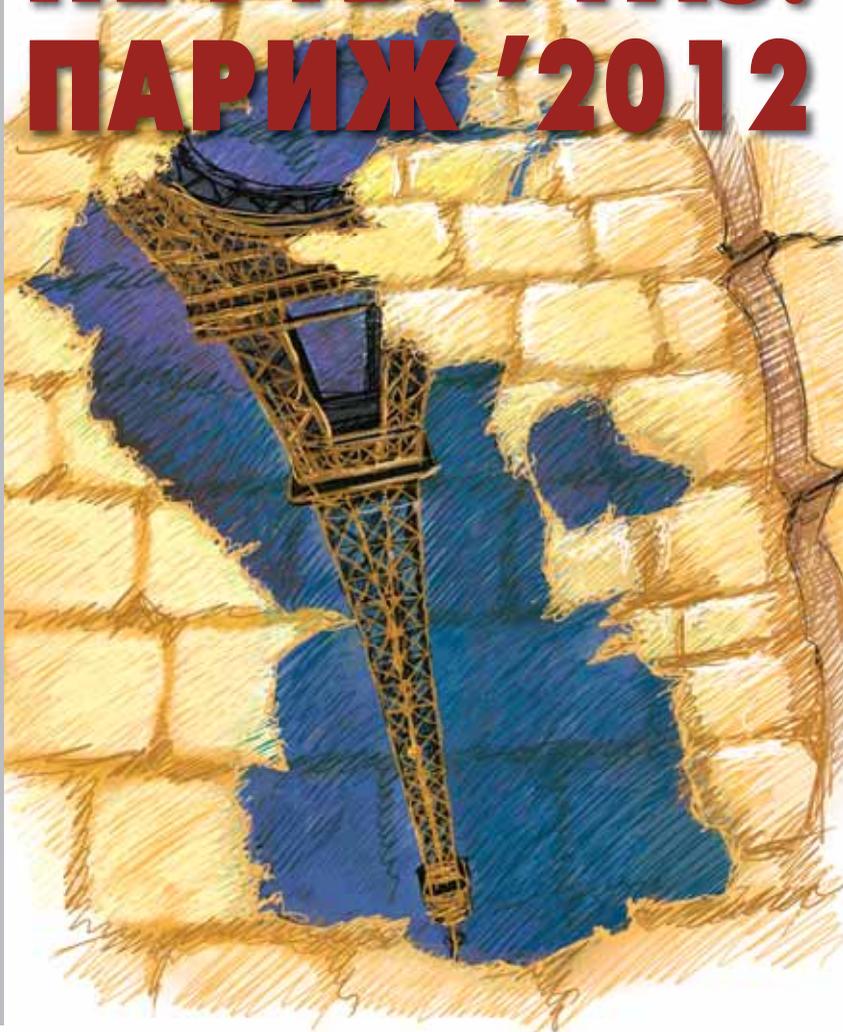
Вопрос об энергетической безопасности не менее актуален и для экспортеров нефти: самообеспеченность нефтью не может избавить их от рисков

Самообеспеченность нефтью не может избавить от этих рисков. В докладе рекомендуется пересмотреть приоритеты и направить политические и финансовые усилия не только на сокращение импорта, но и на уменьшение зависимости экономики страны от нефти как таковой, на снижение

Новая тенденция базируется на ценах, технологиях и обстоятельствах: цена на нефть перешла на принципиально иной уровень

уязвимости к ценам, которые базируются на политических решениях и событиях в самых разных точках мира. 

НЕФТЬ И ГАЗ: ПАРИЖ '2012



Прошедшее в Париже с 14 по 16 мая текущего года мероприятие Саммитом СНГ можно назвать с натяжкой. Если говорить о нефтегазовых компаниях, то на встрече страны СНГ были представлены лишь «КазМунайГазом» и ГНКАР. От РФ дежурно выступили представители только Минфина и МПР. Саммитом без натяжки Париж стал для представителей западных компаний, ведомств, аналитических центров и агентств, в изобилии обсуждавших отраслевые итоги стран постсоветского пространства.

Выводы таковы. За последние 15 лет иностранные инвестиции в страны СНГ увеличились в 2,7 раза. При этом наиболее привлекательными для иностранных инвесторов из стран СНГ являются Азербайджан и Казахстан. Остальные страны СНГ демонстрируют «плохой инвестиционный климат».

Представители США, ЕС, ЕК и Энергетической Хартии выразили озабоченность по поводу отсутствия подвижек с проектом ТКГ и переориентацией среднеазиатского газа на Китай. Собственно, и Россия рассматривалась только в этом контексте: после известных событий по формированию стратегических альянсов между «Роснефтью», ExxonMobil, Eni и Statoil что-либо иное специально обсуждать вряд ли имело смысл.

Саммит СНГ по нефти и газу проводится вот уже 12 лет подряд. Саммит '2012 спонсировали Total и Shell. Отметился и наш Газпромбанк, профинансировавший кофе-брейки, обеды и (Париж ведь!) экскурсионную часть программы.

О представительности мероприятия

Парижская встреча была призвана осветить состояние дел в нефтегазодобывающем секторе стран СНГ, и прежде всего, в РФ, Украине, каспийских странах и странах Центральной Азии.

Насколько это удалось, можно судить уже исходя из состава докладчиков, да и то, если смягчить условности. На уровне компаний, если не считать выступившего от Газпромбанка управляющего директора Марка Партриджа, можно говорить только об Азербайджане (доклад Вагифа Алиева, главы управления иностранных инвестиций ГНКАР) и Казахстане (выступление Ляззата Киинова, председателя правления «КазМунайГаза»).

Наверное, можно считать, что был и Туркменистан, если учесть представителя от ирландской Dragon Oil, туркмена по национальности, Эльдара Казимова. А если так, то была и Украина, которую представлял полномочный посол Украины в Турции Сергей Корсунский.

Вместе с тем, «иностранное» по отношению к странам СНГ участие было куда более представительным: Shell, Total, Chevron, BG Group, Statoil, GDF/SUEZ, Enel, Botas, JOGMEC (японская национальная корпорация нефти, газа и металлов)... Помимо представителей крупнейших иностранных компаний с докладами выступили представители от ЕК и ЕС, PriceWaterhouseCoopers, Ernst&Young, CERA, ЕБПП, Энергетической Хартии и ряда других западных научных центров и агентств. Само собой, был и спецпредставитель госсекретаря США по энергетике.

Иностранные инвестиции

Саммит констатировал весьма скромный рост прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в страны СНГ. Если в 1998 году общий объем ПИИ в страны СНГ составил \$24 млрд, то к концу 2011 года эта сумма возросла до \$65 млрд. Это данные ЕБРР со ссылкой на Международную организацию кредитов (World Organization of Credits).

Лидером по объему ПИИ в расчете на душу населения является Азербайджан, где эта цифра является максимальной по СНГ, превышая \$800.

По платежному балансу страны, подготовленному Центральным банком Азербайджана только за 2011 год, прямые иностранные инвестиции в экономику Азербайджана составили \$4,443 млрд. По сравнению с 2010 годом рост — \$1,096 млрд. В общей структуре ПИИ традиционно более 78% приходится на нефтегазовый сектор. Основные средства инвестируются компаниями BP Exploration (Шах-Дениз) и АМОК, разрабатывающей блок месторождений Азери-Чираг-Гюнешли.

Доля иностранного капитала в реальном секторе экономик стран СНГ различна. Так, применительно к Азербайджану — это около 69%, Грузии — 80%, Кыргызстану — 34%, Казахстану — более 55%, Узбекистану — 20%, Молдове — 8%, РФ — не более 5%.

В связи с этим встает «главная проблема» — плохой инвестиционный климат в ряде стран СНГ, а именно необходимость оптимизации налогового режима и правовых основ инвестиционной деятельности, что и обсуждалось в первый день саммита в Париже. Западные эксперты констатируют, что среди стран СНГ наиболее инвестиционно продвинутыми на сегодняшний день являются Азербайджан и Казахстан.

О привлекательности Азербайджана

Страна получила в свой адрес множество комплиментов за успехи в реализации транспортных проектов в обход России — БТД и БТЭ, а также Трансанатолий-

ского газопровода, соглашение о строительстве которого было подписано Азербайджаном накануне 2012 года с Турцией для самостоятельных поставок азербайджанского газа в Европу, а точнее в Австрию.

Нравится и главная нефтегазовая компания страны — ГНКАР, которая реализует 26 совместных проектов с 30 иностранными компаниями из 20 стран мира и успешно транспортирует азербайджанскую нефть в Турцию (БТД), а газ — в Турцию и через нее в Грецию (БТЭ). Кроме того, ГНКАР, хотя и является главной нефтегазовой компанией страны, при этом вовсе не стремится к монополизму.

По данным ГНКАР, в 2011 году добыча нефти в стране составила 51,7 млн тонн (из них на ГНКАР пришлось всего 9 млн тонн, или 17,4%) и 26 млрд м³ газа (ГНКАР — 7 млрд м³, или 26,9%). Остальные 82,6% добычи нефти и 73,1% газа пришлось на совместные с иностранными инвесторами проекты. При этом, по словам Джона Робертса, представителя Platts, иностранные инвесторы в силу «дружественного» режима СРП чувствуют себя в Азербайджане вполне комфортно.

Но эта комфортность обусловлена не только экономическими факторами. Еще важнее политика. Выступивший на парижском саммите Ричард Морнингстар, спецпредставитель госсекретаря США по вопросам энергетики, уже давно обозначил американскую стратегию в отношении Азербайджана. Об этом же неоднократно говорили эксперты Stratfor, Foreign Policy, The Financial Times и других американских исследовательских центров и СМИ.

По Морнингстарту, Азербайджан в западной стратегии призван стать «энергетическим и транзитным узлом, связывающим Среднюю Азию с Закавказьем через Каспийское море». Отсюда и высказанная Морнингстаром однозначная официальная позиция США по поводу ключевого проекта этой конфигурации — ТКГ, «поддержка которого Соединенными Штатами призвана сломить сопротивление России и Ирана не

только по ТКГ, но и по статусу Каспийского моря».

Кстати, такой подход соответствует интересам Турции — основного регионального партнера США и получателя азербайджанских нефти и газа. Более того, как следует из парижского выступле-

Парижский Нефтегаз '2012 стал саммитом далеко не для всех стран СНГ, но вот Азербайджан и Казахстан были его звездами

ния Фазиля Шенееля, гендиректора Botas, «Турция заинтересована в сотрудничестве с кавказским регионом для прокладки кратчай-

Саммит нефтегазовых инвесторов СНГ назвал эти каспийские республики наиболее привлекательными для капиталовложений

шего пути к интеграции со Средней Азией».

Об особенностях Казахстана

По оценкам ЕБРР, Казахстан занимает второе после Азербайджана место среди стран СНГ по уровню инвестиционной привлекательности. Еще в 1998 году

Отсутствующей Туркмении инвесторы прислали весточку из Парижа: ориентация на Китай не должна быть патологией

страна создала Совет иностранных инвесторов при Президенте РК (Совет) и с тех пор проводит активную политику по привлечению зарубежных инвестиций.

Зря Газпромбанк кормил и развлекал участников саммита: те отвели России последнее место в инвестиционном СНГ-рейтинге

По словам Н.Назарбаева, которые он произнес на июньском заседании Совета от 2010 года,

«следует активизировать политику привлечения прямых иностранных инвестиций, это создаст более сбалансированную и устойчивую структуру капитала в экономике, позволит снизить риски, связанные с преобладанием долгового капитала». Глава государства

А украинская дипломатия статус Каспия считает уже решенным вопросом: Киев готов финансировать ТКГ за ряд уступок

поручил правительству РК подготовить инвестиционные проекты «высокой степени проработанности, обеспеченные необходимой инфраструктурой, и активно продвигать их, в том числе через Совет иностранных инвесторов».

Теперь вместе с США и ЕС Украина будет «ломать сопротивление России и Ирана не только по ТКГ, но и по статусу Каспийского моря»

В результате, по информации «КазМунайГаза», правительство страны признало целесообразность иностранных инвестиций чуть ли не в весь Казахстан, назвав в числе приоритетов Западно-Казахстанскую, Атыраускую, Актобинскую, Мангистаускую, Кы-

Зато представители Минфина и МПР РФ посмотрели Париж, но не с тем, чтобы умереть...

зылординскую области, а также г. Алматы, Карагандинскую, Павлодарскую, Восточно-Казахстанскую и Костанайскую области.

В РК присутствие иностранного капитала не менее сильно, чем в Азербайджане. В разработке крупнейших месторождений Казахстана — Кашаган, Тенгиз, Карачаган и других — совместно с АО «КазМунайГаз» участвуют Exxon-Mobil, Shell, Chevron, ConocoPhillips, Total, BP, «Роснефть», ЛУКОЙЛ, British Gas, Japan National Oil Company, CNPC, Sinopet. При этом казахстанский режим СРП так же привлекателен, как и азербайджанский. «КазМунайГаз», подобно

ГНКАР, далеко не всегда претендует на роль оператора проектов. А РК, так же как и Азербайджан, довольствуются весьма скромными отчислениями в свою пользу.

Главная нефтегазодобывающая компания страны, «КазМунайГаз», несмотря на то, что имеет около ста дочерних и зависимых компаний, так же как и ГНКАР, не является монополистом. По данным «КазМунайГаза», в 2011 году добыча нефти в Казахстане составила 80 млн тонн, из них на «КазМунайГаз» пришлось 24,6%. По газу аналогичные цифры составили 39 млрд м³ и 41,9%.

В основе своей стратегии «КазМунайГаз» видит расширение операций по разведке и добыче нефти и газа с участием иностранных инвесторов, а также диверсификацию маршрутов экспорта углеводородов, в первую очередь, за счет строительства нефте- и газопроводов в направлении Китая.

В декабре 2011 года для реализации национального плана РК по привлечению иностранных инвестиций в стране появилась специальная комиссия во главе с главой правительства Каримом Масимовым. Комиссия называли «инвестиционным омбудсменом». Комиссия, в частности, разрабатывает специальные режимы для реализации крупных инвестиционных проектов с участием иностранных инвесторов. А 22 мая текущего года Совет иностранных инвесторов РК принял решение о разработке специальных проектов с участием ЕБРР, Азиатского банка развития, BG Group и Сбербанка РФ.

В свете сказанного нет ничего удивительного в том, что в Госдепе США инвестиционный климат Казахстана считают весьма «уютным». Такого же мнения придерживаются в ЕК, не говоря о западных majors.

Транскаспийский газопровод

По словам Урбана Руснака, генерального секретаря секретария Энергетической Хартии, многоветкратная трубопроводная политика Азербайджана, Туркменистана и Казахстана, безуслов-

но, соответствует основным целям Хартии, «но проект ТКГ нуждается в их более активном участии».

По сути, о том же сказал представитель от ЕК Жан Арно Вино, заметив, что Европа озабочена ростом влияния Китая в странах Средней Азии в качестве основного покупателя газа Казахстана и Туркменистана. Но г-н Вино в этом не оригинален. Ревностное отношение к Китаю как к основному инвестору в страны Средней Азии западные эксперты высказывали уже неоднократно (см., например, «США: вдогонку за рой газа», НГВ, #03'12). Так что парижский саммит в этом смысле не сообщил миру ничего нового.

Но был озвучен и оригинальный факт. По словам С.Корсунского, Украина готова участвовать в строительстве ТКГ, вложив в проект до 800 млн евро при условии сооружения ответвления до СПГ-терминала в грузинском порту Кулеви, откуда газ можно будет поставлять по морю в Украину. Причем, премьер Украины Н.Азаров и президент И.Алиев уже обсудили такой ход развития событий в начале апреля текущего года на встрече в Баку. «Так что теперь дело за принятием соответствующих решений со стороны ЕС и Туркменистана», — полагает Корсунский.

О РФ

Комментируя итоги парижского саммита, Le Monde написала: «Отсутствие точек зрения ведущих нефтегазовых компаний РФ, таких как «Газпром», «Роснефть», ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР и НОВАТЭК может насторожить...»

Но в этом нет ничего удивительного. Последние события по формированию стратегических альянсов между «Роснефтью» и ExxonMobil, Eni и Statoil указывают на то, что в стране, которая среди стран СНГ демонстрирует наименьшую активность в привлечении иностранных инвестиций, все решения по этому поводу принимает исключительно высшая исполнительная власть» (см. «Роснефть: амбиционный реализм», НГВ #09'12).

«Другое дело, правильно ли это?» — резюмирует газета. 

ПАНОРАМА: КОНТАКТЫ, КОНТРАКТЫ, КОНФЛИКТЫ

Проблемы среднего возраста

В 20 из 30 ведущих нефтедобывающих стран мира, на которые сегодня приходится 93% мирового производства нефти, добыча снижается. Такие результаты приводит аналитическое агентство IPC Petroleum Consultants, Inc. Выводы сделаны на основании анализа состояния запасов и качества нефти 194 основных месторождений этих стран.

Три гигантских производителя — Россия, Саудовская Аравия и США — тоже достигли среднего возврата.

В настоящее время 90 стран мира добывают 74 млрд барр/д нефти, и последние пять лет этот уровень практически не меняется, несмотря на рост мировой цены с \$27 в 2003 году до \$147 за баррель в 2008 году. Однако это вовсе не означает, что нефть кончается. В недрах до сих пор остается в 10 раз больше нефти, чем было добыто за 150 лет (1,1 трлн барр). На какой период можно растянуть эти ресурсы зависит от двух факторов: от снижения доли нефти в транспортном топливе и от повышения коэффициента извлечения нефти.

Отраслевая мудрость гласит, что «самое надежное место для поисков нефти — это месторождения». В настоящее время нефть, полученная за счет использования различных методов увеличения нефтеотдачи пласта, составляет только 3% суммарной добычи. По оценкам, повышение коэффициента извлекаемости на 20% обеспечит 80 дополнительных лет мирового спроса на нефть.

16% равноправия

Помимо политического и стратегического влияния на национальные нефтяные компании, правительства нефтедобывающих государств диктуют условия участия иностранных компаний в разработке национальных запасов. В результате мировые запасы можно разделить на четыре категории доступности:

1. Полный доступ — 15% мировых запасов. Государственных компаний в стране нет; местные компании преференций не имеют. Примеры: США, Канада, Великобритания;
2. Равный доступ — 1% мировых запасов. Государственная компания есть, но преференций она не имеет. Примеры: Колумбия, Индонезия и Дания;
3. Ограниченный доступ — 37% запасов. Допускается только совместное участие иностранной компании с государственной компанией (или иные ограничения). Примеры: Россия, Китай, Ангола;
4. Отсутствие доступа — 47% мировых запасов. Доступ к запасам имеют только государственные компании. Примеры: Иран, Ирак, Саудовская Аравия.

Таким образом, 84% мировых запасов нефти находятся под полным и частичным запретом для иностранных участников, и лишь 16% — в открытом доступе.

Экспортные доходы ОПЕК на душу населения, \$

	2011 г.	Январь–март 2012 г.
Катар	57 641	17 285
Кувейт	29 292	9 343
ОАЭ	19 683	5 538
Саудовская Аравия	10 465	3 280
Ангола	5 106	1 560
Ирак	2 341	718
Венесуэла	2 176	642
Ливия	1 978	2322
Алжир	1 811	531
Иран	1 409	356
Эквадор	711	204
Нигерия	608	180
ОПЕК в среднем	2 683	826

Аборигены и нефть

Индийские племена на западе и юго-западе США получили более \$1 млрд компенсации за разработку нефтяных и газовых месторождений на принадлежащих им землях. Переговоры о выплате длились более двух лет.

В управлении Министерства внутренних дел США находятся почти 224 тыс. км² земель индейцев. Деньги на выплату компенсации поступают из так называемого Фонда справедливости, из которого оплачиваются компенсации по искам, проигранным правительством США.

В 2010 году правительство проиграло схожий коллективный иск, поданный другими индейскими племенами. По нему федералы должны выплатить в общей сумме \$3,4 млрд. Белый дом подал апелляцию, которая до сих пор рассматривается.

Суперсделка года состоялась

El Paso Corporation становится дочерней компанией Kinder Morgan. Сделка, которая имеет шанс стать крупнейшим слиянием года, получила все необходимые одобрения регулирующих органов и с 25 мая вступает в силу. Основная сфера деятельности обеих компаний связана с транспортировкой газа. Однако их активы носят взаимодополняющий характер и не пересекаются.

El Paso владеет крупнейшей межштатной газопроводной системой США, является одной из крупных газодобывающих компаний. Kinder Morgan — оператор сети трубопроводов и транспортных терминалов, владеет трубопроводной системой длиной около 70 тыс. км.

В результате слияния в США появится четвертая по значению энергетическая компания, которая будет занимать первое место в сфере транспортировки газа и нефтепродуктов. Ранее сообщалось, что стоимость сделки составляет \$38 млрд.

Ответная мера

В ответ на национализацию правительством Аргентины компании YPF, 57% акций которой принадлежали Repsol, испанский концерн разорвал контракт на поставку в страну сжиженного природного газа. Потребление газа в Аргентине на 25% зависит от импортного СПГ.

Разорванный контракт предусматривал поставку десяти партий газа из 80 ожидаемых Аргентиной в период с июля по сентябрь. Как известно, Repsol подала иск к правительству Аргентины за национализацию компании YPF и требует возместить ущерб в размере \$10 млрд.

ПМЗ – ГАЗПРОМ: 20 ЛЕТ СОТРУДНИЧЕСТВА



Пермский моторный завод — один из крупнейших российских производителей газотурбинных двигателей для авиации и промышленности — на протяжении 20 лет поставляет газотурбинные установки различной мощности для ОАО «Газпром». О том, как развивалось это сотрудничество, читателям «Нефтегазовой вертикали» сегодня рассказывает управляющий директор ОАО «Пермский моторный завод» Алексей МИХАЛЁВ.

Ред.: Алексей Борисович, представьте ваше предприятие. Когда и с чего началось сотрудничество вашей компании с «Газпромом»?

А.М.: ОАО «Пермский моторный завод» — крупнейшее предприятие города Перми и Западного Урала — входит в состав ОАО «Управляющая компания «Объединенная двигателестроительная корпорация». Наше предприятие сегодня является одним из основных в России поставщиков газотурбинных двигателей для авиации и промышленности. На предприятии работают 11,5 тыс. человек, годовая выручка растет ежегодно на 10–15%, по итогам 2011 года она превысила 17 млрд рублей.

Отсчет нашего сотрудничества с ОАО «Газпром» мы ведем с 1992 года, когда завод вошел в число пермских предприятий, подписавших с российским газовым концерном соглашение на разработку и поставку блочно-комплектных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-12 «Урал». В рамках этого соглашения ОАО «Авиадвигатель» разработало на основе авиационного

двигателя ПС-90А приводную газотурбинную установку ГТУ-12П, а наш завод обеспечил ее серийный выпуск.

Ред.: Какую продукцию вы поставляете группе «Газпром» сегодня? В чем ее преимущество перед аналогами?

А.М.: В настоящее время Пермский моторный завод производит 12 типов газотурбинных установок мощностью от 2,5 до 25 МВт, которые используются в качестве приводов нагнетателей газоперекачивающих агрегатов и генераторов газотурбинных электростанций.

Пермские газотурбинные установки были созданы на базе серийных авиационных двигателей Д-30 и ПС-90А, превосходящих по основным показателям двигателя других производителей.

Для ГТУ на базе авиационного двигателя Д-30 ключевые преимущества заключаются в высокой надежности и низких уровнях шумов и выбросов, соответствующих международным нормам. Для ГТУ на базе авиационного двигателя ПС-90А это, в первую

очередь, высокая экономичность, большой назначенный и межремонтный ресурс.

Ред.: Сколько ваших ГТУ к настоящему времени эксплуатируются на объектах «Газпрома»? Какие предприятия группы «Газпром» их эксплуатируют?

А.М.: Начиная с 1994 года на объекты «Газпрома» отгружено 485 комплектов нашей продукции: 341 комплект ГТУ и ГТД для системы транспорта газа и 144 комплекта для автономных электростанций.

Пермские ГТУ эксплуатируются на дочерних предприятиях «Газпрома», занимающихся бурением, добычей, транспортировкой и хранением газа. Наши ГТУ эксплуатируют 12 «трансгазов», в числе которых «Газпром трансгаз Югорск», «Газпром трансгаз Ухта», «Газпром трансгаз Москва», «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», «Газпром трансгаз Чайковский»; 5 добывающих предприятий «Газпром добыча Ямбург», «Газпром добыча Ноябрьск», «Газпром добыча Уренгой», «Газпром добыча Надым» и «Газпром добыча Оренбург»; пред-

приятие, объединяющее все объекты подземного хранения газа «Газпром ПХГ»; предприятие, выполняющее строительство скважин — «Газпром бурение».

Ред.: ГТУ какой мощности сейчас наиболее востребованы «Газпромом»?

А.М.: В поставках 2010–2011 годов основной объем приходился на ГТУ-16П и ГТУ-25П единичной мощностью 16 и 25 МВт соответственно, которые отгружались на стратегические стройки «Газпрома», такие как «Северный поток», «Бованенково–Ухта», «Сахалин–Хабаровск–Владивосток».

В плане 2012 года основной объем приходится на ГТУ-10П мощностью 10 МВт, которые предназначены для комплектования новых дожимных компрессорных станций.

Ред.: Каковы объемы поставок продукции для группы «Газпром» в 2010 и 2011 годах и планируемые объемы поставок в 2012 году?

А.М.: В 2010 году завод выполнил поставку 30 комплектов, в 2011-м — 31 комплекта ГТУ для группы «Газпром». Бизнес-планом на 2012 год предусмотрена поставка «Газпрому» 54 комплектов ГТУ. Мы выполняем также в

большом объеме капитальный ремонт ГТУ; в этом году, например, будет отремонтировано 67 газотурбинных установок.

Ред.: Какова сейчас доля «Газпрома» в общем портфеле заказов завода?

А.М.: В 2011 году доля поставок ГТУ для объектов «Газпрома» составляла примерно 70% от портфеля заказов Пермского моторного завода на промышленные газотурбинные установки. Это более 20% общего годового объема производства завода, включающего и авиационную продукцию.

Ред.: Какие еще компании нефтегазового комплекса, кроме «Газпрома», покупают вашу продукцию?

А.М.: Постоянными заказчиками наших ГТУ стали в последние годы ОАО «Сургутнефтегаз» (28 ГТУ), ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» (31), ОАО «Роснефть» (7), ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» (7). Надо сказать, число потребителей нашей продукции постоянно растет. В частности, с помощью пермской продукции нефтедобывающие компании решают актуальную проблему утилизации попутного газа, строя газотурбинные электростанции.

Ред.: Какую новую продукцию, способную представлять интерес для компаний нефтегазового комплекса, готовится выпускать ваш завод?

А.М.: Мы готовимся выпустить новую газотурбинную установку ГТУ-32П мощностью 32 МВт, которую в настоящее время разрабатывает наш постоянный партнер ОАО «Авиадвигатель». Проектом предусмотрено создание и поставка головного образца ГТУ-32П для реконструкции компрессорной станции «Очерская» ООО «Газпром трансгаз Чайковский».

Масштабная перспектива открывается для завода и его заказчиков после 2016 года, когда будет реализован ключевой проект Объединенной двигателестроительной корпорации и на Пермском моторном заводе начнется выпуск авиационных двигателей нового поколения серии ПД, а также газотурбинных установок на их основе в классе мощностей от 9 до 20 МВт. Первый опытный образец базового двигателя ПД-14, в изготовлении которого принимал участие и наш завод, собран в ОАО «Авиадвигатель» 30 мая текущего года и в настоящее время готовится к испытаниям. 



ТЭЦ С ПЕРМСКИМИ ГТУ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 3 РАЗА НИЖЕ ТАРИФА

Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, г у.т./кВт·ч при 144,6 кг у.т./Гкал:

ГТУ-ТЭЦ с пермскими ГТУ и ГТЭС



Зависимость тарифа и себестоимости электроэнергии от стоимости газа



Каждый мегаватт установленной электрической мощности ГТУ-ТЭЦ пермского производства экономит 1,15 миллиона м³ газа в год

ОАО «Пермский моторный завод» | ОАО «Авиадвигатель»
г. Пермь, 614990, Комсомольский проспект, 93 | г. Пермь, 614990, Комсомольский проспект, 93
т. (342) 240-90-91, 240-90-54, факс 240-94-56 | т. (342) 281-41-99, факс 281-54-77
www.pmrz.ru | www.avid.ru

СОЮЗ ТРЕХ ТУШИТ ФАКЕЛЫ

МАЯ НОБАТОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



18 мая в Югре состоялся ввод в эксплуатацию нового ГПЗ, построенного ГК «Роза Мира», который обеспечит переработку всего добываемого попутного нефтяного газа с Салымских месторождений (разрабатываются Salym Petroleum Development — SPD), а также с соседней Шапшинской группы («РуссНефть»). Уже в ближайшее время уровень утилизации ПНГ на этих месторождениях вырастет с нынешних 90% до 95%, а в июне, когда комплекс выйдет на полную мощность, будет перерабатываться 100% ПНГ за вычетом неизбежных технологических потерь. В целом по ХМАО, где добывается более половины российской нефти, уровень утилизации ПНГ в прошлом году достиг 85%. К 2014 году планируется перерабатывать до 95% попутного газа, в том числе за счет строительства мини-ГПЗ непосредственно на месторождениях, особенно удаленных от производственной инфраструктуры по утилизации ПНГ.

По словам главы ХМАО Натальи Комаровой, за последние пять лет нефтяные компании вложили в рациональное использование попутного газа 104 млрд рублей, и «уже потушен каждый третий факел». К 2014 году в инфраструктуру переработки ПНГ на территории

округа бизнесом будет вложено еще около 44 млрд рублей.

Энергия тройного партнерства

Проект ГПЗ реализовали нефтяные компании «РуссНефть», Salym Petroleum Development (СП

концерна Shell и ОАО «Газпром нефть») и «дочка» нефтеперерабатывающей ГК «Роза Мира» — ООО «Монолит». Общая сумма инвестиций трех компаний в проект составляет свыше 10 млрд рублей. Кроме того, в финансировании строительства ГПЗ участвовали международные финансовые институты: EBRD, DEG (Германия) и Unicreditbank (Австрия).

Сердцем комплекса является расположенный на Западно-Салымском месторождении завод мощностью 360 млн м³, построенный и эксплуатируемый «Монолитом». Попутный нефтяной газ, поступающий на установку с Салымских и Шапшинских месторождений, перерабатывается в сухой отбензиненный газ и пропан-бутановую смесь.

Систему сбора газа каждая из нефтяных компаний построила самостоятельно. Систему транспорта газа — КС на территории Салымских месторождений и трубопровод для доставки ПНГ на установку завода — SPD также построила за свой счет.

В июне 2012 года планируется завершить строительство межпромышленного газопровода длиной 52 км от ДНС Верхне-Шапкинское месторождения до компрессорной станции Нижне-Шапкинское, которая тоже будет введена в текущем году. После этого весь объем ПНГ, добываемого «РуссНефтью», поступит на завод.

Как рассказал Андрей Непомнящий, исполнительный директор ООО «Монолит», сухой отбензиненный газ возвращается обратно на месторождения в виде топлива для электростанций: на газотурбинную электростанцию на Западно-Салымском месторождении, где SPD уже утилизирует треть добываемого ПНГ, и на газопоршневую электростанцию на Нижне-Шапшинском месторождении, построенную и запущенную в феврале 2010 года «Монолитом».

Сжиженное топливо будет реализовываться сторонним покупателям: «Из продукции завода ежегодно можно производить 120 тыс. тонн пропан-бутана и 40 тыс. тонн газового бензина для реализации на внутреннем рынке. В частности, газомоторное топливо будет вывозиться контейнерами в

Центральную Россию. ГПЗ находится примерно в 70 км от железной дороги, а система танк-контейнерных перевозок сжиженных углеводородных газов позволяет без строительства промежуточных емкостей грузить цистерны на железнодорожные платформы и доставлять СУГ в любой регион страны».

Новый комплекс включает в себя полный цикл по переработке ПНГ, который обеспечит как рост энергоэффективности, так и снижение выбросов углерода. По словам А.Непомнящего, союзу трех компаний удалось совместить экологию и экономику и создать бизнес-модель, которая может быть реализована на других малых и средних месторождениях.

«Завод уникален тем, что он построен непосредственно на месторождении и при этом, несмотря на маленький размер (в России мощность стандартного завода составляет в среднем 3 млрд м³), имеет глубину переработки свыше 99% извлечения ценных компонентов. Т.е. это суперсовременное производство, построенное по блочно-модульной схеме по нашему заказу канадской компанией».

Ресурсная база

SPD будет поставлять на завод 270 млн м³ попутного газа, «РуссНефть» — около 90 млн кубометров. При этом динамика поставок будет зависеть от динамики добычи двух компаний.

Salym Petroleum Development ведет освоение Салымской группы, куда входят Западно-Салымское, Верхне-Салымское и Ваделыпское месторождения, с 2003 года. Суммарные извлекаемые запасы — 140 млн тонн. Как рассказал генеральный директор SPD Саймон Дюркин, в 2009 году добыча компании с суточным объемом в 160 тыс. баррелей вышла на плато и сейчас постепенно начинается процесс ее снижения. В прошлом году добыча составила 8,4 млн тонн нефти.

С другой стороны, Шапшинская группа месторождений (включает Верхне-Шапшинский, Нижне-Шапшинский, Средне-Шапшинский лицензионные уча-

стки) с общими извлекаемыми запасами более 94 млн тонн сырья находится еще в стадии развития. В 2006 году «РуссНефть» начала добычу нефти на Нижне-Шапшинском месторождении, в конце 2008 года было введено в эксплуатацию Верхне-Шапшинское, а в мае 2009-го — Средне-Шапшинское. В прошлом году добыча нефти на Шапшинской группе составила около 1,5 млн тонн.

По словам вице-президента по геологии, разработке и газовым проектам НК «РуссНефть» Андрея Шегимаго, при такой динамике добычи компания обеспечена сырьем на 50 лет. «Мы все прочитали: когда мощности Салымской группы будут снижаться, наша добыча будет расти и мы сможем держать эту полку на протяжении 10–20 лет». В ближайшей перспективе «РуссНефть» намерена достичь годового объема нефтедобычи в 1,8 млн тонн и продолжить развитие и обустройство лицензионных участков.

SPD также принимает меры для сдерживания падения добычи нефти на Салымской группе. Как отметил С.Дюркин, зимой 2010–2011 годов была проведена 3D-сейсмика на площади 800 км² на Верхне-Салымском и Ваделыпском месторождениях, обработка данных уже закончена и сейчас начинается их интерпретация. Трехмерные сейсмические исследования также запланированы на Западном Салыме на площади 530 км² и в южной части Верхне-Салымского месторождения на площади 550 км². Интерпретация данных будет завершена в 2014 году.

По словам С.Дюркина, в настоящее время около 95% всего объема добычи приходится на Западный Салым, поэтому в ближайшие годы компания намерена сосредоточить свое внимание на Верхне-Салымском и Ваделыпском месторождениях.

Таким образом, новый газоперерабатывающий комплекс обеспечен ресурсами до 2020 года, уверен исполнительный директор «Монолита». «Мы знаем планы компаний по наращиванию добычи нефти, в частности, ведем переговоры с «РуссНефтью» об увеличении поставок попутного газа на ГПЗ по сравнению с объемами,

прописанными сегодня, — отметил А.Непомнящий. — Кроме того, у нас есть возможность привлекать на завод ПНГ с соседних месторождений, например, постав-

К 2014 году в инфраструктуру переработки ПНГ на территории Югры компании вложат еще 44 млрд рублей

лять газ на мощности SPD». По словам менеджера, «Монолит»

ПНГ перерабатывается в сухой отбензиненный газ, который возвращается обратно на месторождения, и пропан-бутановую смесь на продажу

уже обсуждал этот вариант с небольшими независимыми компаниями, разрабатывающими месторождения в данном регионе.

Здесь будет кластер заложен

С вводом нового газоперерабатывающего комплекса на Са-

Союзу трех компаний удалось совместить экологию и экономику и создать бизнес-модель, которая может быть реализована на малых и средних месторождениях

лыме количество ГПЗ на территории ХМАО достигло восьми. В феврале «Монолит» запустил та-

Несмотря на маленький размер, ГПЗ имеет глубину переработки свыше 99% извлечения ценных компонентов

кой же завод на Приразломном месторождении «Роснефти».

Полное и рациональное использование ПНГ — одна из важ-

Когда мощности Салымской группы будут снижаться, добыча «РуссНефти» будет расти, и компании смогут держать эту полку на протяжении 10–20 лет

нейших задач, стоящих перед нефтяными компаниями, работающими в регионе: ежегодно здесь



добывается около 40 млрд м³ газа, при этом более 99% этого газа — попутный нефтяной. В прошлом году на факелах было сожжено 5,4 млрд м³.

Правительство ХМАО-Югры продолжает изучать условия создания на территории округа нефтехимических кластеров

В настоящее время правительство округа изучает условия создания на его территории нефтехимических кластеров. По словам исполняющего обязанности директора департамента по недропользованию ХМАО-Югры Станислава Кузьменкова, речь идет о возможности строительства ГПЗ

Пилотный проект будет реализован на севере Нижневартовского района, где находятся месторождения «РуссНефти» и ТНК-ВР

для переработки газа с месторождений, расположенных близко друг к другу: «Сейчас завер-

Финансовой поддержки со стороны округа не будет, только преференции — 4% от налога на прибыль и на имущество

шаем анализ ресурсной базы попутного нефтяного газа. В качестве пилотного проекта выбрали север Нижневартовского района с центром в городе Радужный, где находятся месторождения «РуссНефти» и ТНК-ВР. По заданию Минэнерго мы должны проработать этот вариант до осени, чтобы затем выйти к нефтяникам с предложением построить комплекс мощностью 450 млн м³».

По словам С.Кузьменкова, открывать аналогичные производства в других регионах ХМАО проблематично, поскольку там или отсутствует достаточная ресурсная база, или газ уже разобран, как например у «Сургутнефтегаза» и «Славнефти», или же просто нет транспортной схемы поставки этого газа.

«В Радужном есть и дороги, и электроэнергия, и людские резервы, и ресурсная база ПНГ, в частности, у «РуссНефти» здесь семь лицензионных участков», — пояснил он.

Вице-президент по геологии, разработке и газовым проектам «РуссНефти» подтвердил, что компания объединяет межпромысловые газопроводы своих месторождений в этом районе в единую сеть. «Мы сдаем порядка 1 млрд м³ ПНГ с месторождений Варьеганской зоны в Нижневартовском районе на «Юграгазпереработку»

и думаем дальше о симбиозе: речь о расширении мощностей ГПЗ СИБУРа и ТНК-ВР либо о создании нового перерабатывающего комплекса (возможно с «Монолитом») по тем объемам попутного газа, которые пока не вовлечены в производство», — пояснил А.Шегимаго.

Еще один центр газопереработки может быть создан на востоке ХМАО. «Здесь многие месторождения с падающей добычей, а новые промыслы нефтяники боятся вводить — с этого года штрафы за сжигание ПНГ на факелах резко выросли», — отметил С.Кузьменков.

При этом финансовой поддержки со стороны округа не будет, только преференции — 4% от налога на прибыль и на имущество. «Конечно, мы могли бы использовать эти средства — порядка 25-27 млрд рублей — на строительство жилья и другие социальные нужды. Но решили, что все равно они вернутся сторицей в виде налогов, а экологические проблемы в регионе большие, и их нужно решать...» — подчеркнул глава окружного департамента по недропользованию.

К 2014 году в программу утилизации ПНГ нефтяные компании, работающие в ХМАО, вложат еще 44 млрд рублей, в том числе в строительство 34 ГТЭС. В настоящее время в округе действуют 56 газотурбинных и газопоршневых электростанций общей мощностью более 1200 МВт.

Попутный газ с удаленных месторождений, куда тянуть газопровод становится невыгодным, в качестве топлива для электростанций используют не только ВИНК, но и мелкие недорогопользователи. По словам С.Кузьменкова, Ростехнадзор уже штрафует нефтяников или обязывает их потушить факелы: «Малые компании тоже вынуждены строить мини-производства по выпуску электроэнергии для собственных нужд. Например, СП «Байкалресурс» работает на небольшом месторождении, закрытом с одной стороны «РуссНефтью», с другой — «Славнефтью». Чтобы не платить штраф, компания построила свою ГТЭС и сегодня утилизирует почти 95% добываемого ПНГ».

16

ПАНОРАМА: ИЗ ЖИЗНИ АРКТИКИ

Эффект домино

Древний газ угрожает сегодняшней действительности. Потепление климата вызывает выделение метана в атмосферу. Скопление метана в атмосфере, в свою очередь, вызывает потепление климата. Возникает эффект домино, который представляет серьезную глобальную проблему.

Ученые выявляют тысячи точек в Арктике, где на поверхность выделяется метан. Происходит это по мере таяния льдов, в которых газ был захоронен тысячелетия назад. Используя наземные и космические методы, участники нового Арктического проекта, осуществляемого под эгидой Университета Аляски (UAF), выявили 150 тыс. метановых выделений на Аляске и в озерах Гренландии вдоль границ зоны таяния льда.

Подобный процесс может быть обнаружен в других полярных регионах, например, в насыщенной газом Западной Сибири, где толщина слоя вечной мерзлоты невелика и по прогнозам может рассосаться к 2100 году.

Канада открывает Арктику

В Канаде открыт доступ к углеводородным ресурсам арктических регионов. Министерство по северным территориям Канады открывает аукцион на шельфовые блоки в море Бофорта и дельте Маккензи общей площадью 906 тыс. га. Ранее закрытый для разведки и разработки регион обладает значительным углеводородным потенциалом, сравнимым с ресурсами Мексиканского залива.

Chevron Canada уже приступает к сбору сейсмических данных на площади, а ExxonMobil формирует программу поисково-разведочного бурения на ближайшие пять лет.

Норвегия наступает на шельф

Министерство нефти и энергетики Норвегии выдаст лицензии на 134 блока норвежского континентального шельфа. Тендер состоится в течение 2012 года. По сравнению с предварительными планами, лицензионная зона расширена на 48 блоков. Дополнительная площадь включает два блока в Северном море, 13 блоков в Норвежском море и 33 — в Баренцевом море.

Роснедра оценят море Лаптевых

Роснедра планируют до конца 2014 года подготовить оценку прогнозных ресурсов нефти и газа юго-западной части шельфа моря Лаптевых и прилегающей суши, говорится в материалах ведомства.

Ведомство уже провело конкурс и выбрало в качестве подрядчика для проведения работ ФГУП «Южморгеология». ФГУП проведет сейсмические исследования 2D на территории 1750 погонных км, из которых 1336 км придется на морскую часть.

Планируется, что в ходе работ на территории сочленения Лено-Тунгусской нефтегазовой провинции и перспективной нефтегазовой области моря Лаптевых будет уточнено строение осадочного чехла и фундамента, проведена оценка перспектив нефтегазоносности и обоснование дальнейших направлений геологоразведочных работ.

По итогам сейсмоки будут определены объекты и зоны нефтегазоаккумуляции, оценен объем ресурсов категории D1 и подготовлены рекомендации для последующего лицензирования участков в этом регионе.

МИССИЯ ИГОРЯ СЕЧИНА



МАЯ НОБАТОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»

23 мая совет директоров НК «Роснефть» принял решение о назначении Игоря Сечина президентом компании. Соответствующая директива была направлена премьер-министром РФ Дмитрием Медведевым. И.Сечин сменил на этом посту Э.Худайнатову, руководившего «Роснефтью» с сентября 2010 года. Новое назначение говорит о приходе в компанию сильной фигуры, которая может быть расценена рынком как знак усиления господдержки «Роснефти», считают эксперты. При этом следующим шагом в карьере бывшего куратора ТЭКа может стать консолидация нефтегазовых активов и создание на базе «Роснефтегаза» нефтяного аналога «Газпрома», пишут российские СМИ.

Для «Роснефти» И.Сечин «чужим» не является — 8 лет он возглавлял совет директоров компании.

Возращение

И.Сечин с мая 2008 года по май 2012-го занимал должность вице-преьера в правительстве В.Путина и курировал вопросы развития промышленности и

ТЭК. Кроме того, с 2004 года он входил в совет директоров «Роснефти» и вышел из его состава в июне 2011 года в соответствии с поручением президента РФ о выходе чиновников из СД госкомпаний.

И.Сечин может вновь войти в совет директоров компании, но для этого потребуются проведение внеочередного собрания, заявил председатель СД «Роснеф-

ти» Александр Некипелов. Как передает агентство ПРАЙМ, он положительно оценивает возвращение Сечина в госкомпанию уже в качестве топ-менеджера: «Это человек, хорошо известный не только в отрасли, но и в мировом сообществе: целеустремлен и держит свое слово. Это очень хорошо для компании».

Мнения экспертов о новом руководителе «Роснефти» 24 мая опубликовала газета «РБК daily».

«Пока не ясно, в чем именно будут заключаться задачи И.Сечина в «Роснефти» или какой курс будет выбран, тем не менее, мы приветствуем данное назначение, поскольку оно говорит о приходе сильной фигуры в компанию, что должно положить конец перестановкам в руководстве и неопределенности вокруг компании», — отмечают аналитики Альфа-Банка.

Эксперты «Уралсиб Кэпитал» считают вполне возможным, что

премия, с которой оценена «Роснефть» к российским аналогам исходя из коэффициентов, вновь может увеличиться, если назначение И.Сечина будет расценено рынком как знак усиления господдержки компании. «Однако мы считаем необходимым отметить нарастание неопределенности по поводу дальнейшего направления развития компании, а также усиление рисков для миноритарных акционеров, если «Роснефть» поставит своей целью покупку крупных активов в России», — добавили они.

В целом эта новость позитивна для «Роснефти», полагают аналитики СІТІ: «И.Сечин был главой совета директоров «Роснефти» в течение многих лет, но назначение его председателем правления не казалось нам очевидным развитием событий. Однако учитывая, что в последние девять месяцев компания заключила три крупные международные сделки (с компаниями ExxonMobil, Eni и Statoil), сумма которых в совокупности превышает \$500 млрд, а Игорь Сечин был неотъемлемой частью переговоров, его присутствие на вершине руководящего состава компании, по всей видимости, укрепляет полную поддержку правительства этих чрезвычайно рискованных и высокодоходных шельфовых проектов».

Задачи

Во время рабочей встречи 22 мая с премьером Д.Медведевым новый глава «Роснефти» отметил, что работа компании будет сосредоточена на сохранении и наращивании уровня добычи. «В прошлом году компания получила порядка 122 млн тонн нефти. В этом году будем стремиться нарастить этот уровень», — сказал он.

«Роснефть» также является одним из крупнейших налогоплательщиков — в 2011 году компания перечислила в бюджет почти 1,5 трлн руб. таможенных платежей и налоговых сборов и, по словам ее нынешнего лидера, продолжит наращивать эти перечисления.

Кроме того, среди главных целей компании — обеспечение внутреннего рынка нефтепродук-

тами по стабильным ценам, модернизация нефтеперерабатывающих заводов и реализация крупнейших проектов, в том числе проектов на Карском, Баренцевом и Черном морях.

На задачах компании в текущем году новый президент «Роснефти» остановился в обращении к акционерам, опубликованном в отчете по итогам 2011 года: «Компания продолжит работу над раскрытием потенциала роста и увеличением капитализации и в первоочередном порядке сфокусируется на развитии шельфовых проектов, монетизации запасов газа, развитии нефтепереработки и оптимизации коммерческого и сбытового сегментов».

И.Сечин напомнил, что в течение прошлого года компания проводила активную работу по расширению ресурсной базы: была получена 21 новая лицензия, в том числе лицензии на ряд перспективных участков российского шельфа, в результате чего извлекаемые ресурсы компании выросли до 21 млрд тонн н.э. Доказанные запасы нефти были восполнены более чем на 160% — в 2011 году было открыто 2 месторождения в Восточной Сибири и одно — в Краснодарском крае. Реализация программы поиска пропущенных нефтегазоносных объектов позволила открыть 39 новых залежей.

В отчетном году стартовала программа ускоренной реорганизации коммерческого и сбытового сегментов, обеспечивающая оптимизацию логистики и ценообразования, а также повышение эффективности сети АЗС. В результате увеличены объемы взаимобменных операций с российскими нефтяными компаниями, что позволяет получать значимую экономию транспортных расходов при поставках нефти, говорится в обращении президента компании.

Ряд инвесторов рассчитывает, что назначение бывшего вице-премьера на должность CEO даст новый импульс в развитии компании. По словам Дениса Борисова, начальника отдела анализа нефтегазового сектора НОМОС-БАНКа, если новый президент компании сможет провести вы-

годные M&A сделки внутри РФ, то это приведет к увеличению ее фундаментальной стоимости. «Как, например, это было с ван-

А.Некипелов: это человек, хорошо известный не только в отрасли, но и в мировом сообществе: целеустремлен и держит свое слово

корскими льготами, которые, по нашим оценкам, в случае их сохранения, могли бы приносить

Альфа-Банк: мы приветствуем назначение, приход сильной фигуры в компанию положит конец перестановкам в руководстве

компания около \$4 на баррель общей добычи».

При этом аналитик считает, что пока рассуждения о том, что ждет компанию во главе с новым CEO,

Уралсиб Кэпитал: премия, с которой оценена «Роснефть» к российским аналогам, вновь может увеличиться

выглядят преждевременными: «В частности, остается открытым один из ключевых вопросов — будущие взаимоотношения Игоря

СІТІ: И.Сечин как лидер «Роснефти» укрепляет поддержку правительства и высокодоходных шельфовых проектов

Сечина с новым куратором ТЭКа Аркадием Дворковичем».

НОМОС-БАНК: если И.Сечин еще и проведет выгодные M&A сделки внутри РФ, то это приведет к увеличению ее фундаментальной стоимости

Но, как бы там ни было, итог подводит «Русский репортер», напоминающий слова пресс-секретаря президента Дмитрия Пескова: «у Игоря Ивановича не может не быть роли». 

19-я международная выставка

НЕФТЬ ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO 9001-2008



КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА



Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

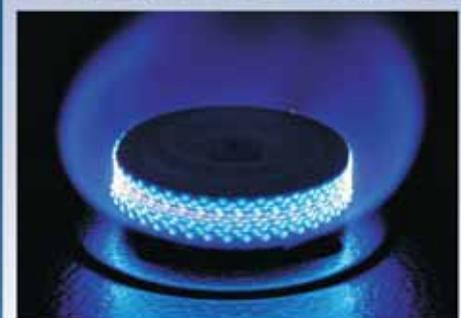
При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО
«ТАТНЕФТЬ»

5-7 сентября

Казань, 2012

Выставочный центр
"Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru



www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

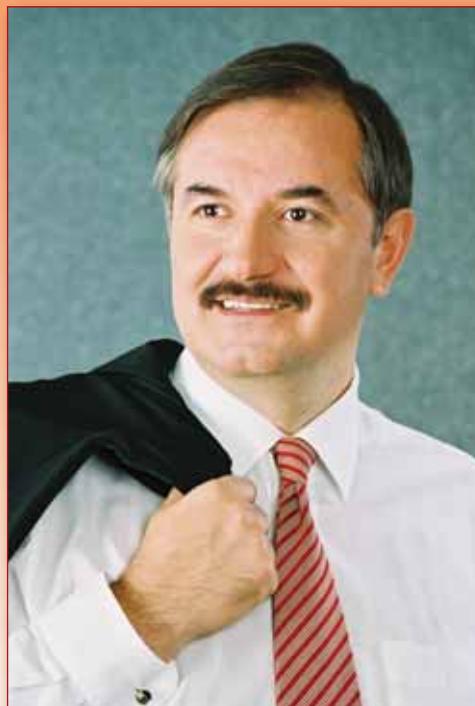
 NGE.RU

СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ

СФЕРА
НЕФТЕГАЗ 

АЛЕКСАНДРУ ВЛАДИМИРОВИЧУ МОСКАЛЕНКО — 50 ЛЕТ!

ПОЗДРАВЛЯЕМ!



Юбиляр июня — Александр Москаленко, кандидат экономических наук, создатель (1994 год) и бессменный президент ГК «Городской центр экспертиз», одной из крупнейших консалтинговых групп страны, которая успешно работает на рынке услуг по обеспечению энергоэффективности и промышленной безопасности в России, Евросоюзе и странах БРИКС.

А.В.Москаленко — представитель России в экспертной группе по разработке руководящих принципов обеспечения безопасности объектов хранения и переработки нефти Европейской экономической комиссии ООН по трансграничному воздействию промышленных аварий.

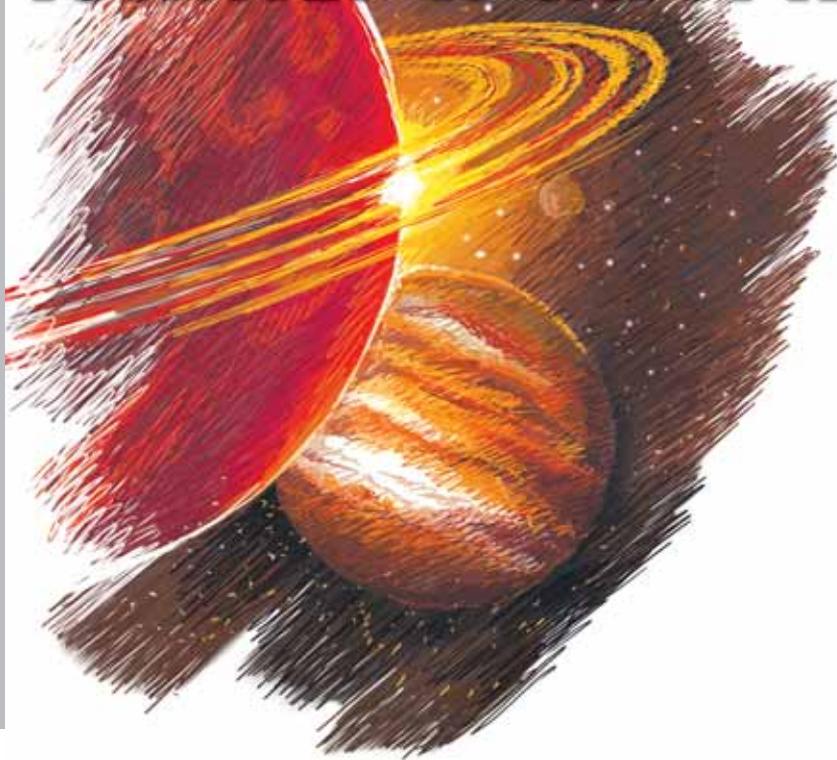
Юбиляр — Почетный энергетик России — является обладателем Серебряного креста «За заслуги» Международной академии наук экологии, безопасности человека и природы.

Активная жизненная позиция Александра Владимировича проявляется и в его увлечениях: еще в молодости он с товарищами, а теперь и соратниками по работе, обошел горы Азербайджана, Дагестана, Казахстана и Грузии, на плотках сплавливаясь по горным рекам. Сегодня же Александр Владимирович — мастер спорта по плаванию — участвует в организации и финансовой поддержке водных видов спорта для детей и юношества, военно-патриотической работе с молодежью.

До прихода в бизнес А.Москаленко проходил службу на офицерских должностях в частях ВМФ центрального подчинения. Долг, честь, служение Отечеству — эти характеристики из личного дела российского Офицера. Но и в коммерческой биографии Александра Владимировича они — на первом месте!



ПОСЛЕ АРКТИКИ — ЮПИТЕР И САТУРН



«В Арктике человечество распечатывает последнюю на планете крупную кладовую углеводородов. Далее мощные месторождения придется искать на Юпитере или Сатурне». Так образно выразился Валерий Язев, президент РГО, открывая 2-ю Международную конференцию «Нефть и газ российской Арктики: стратегия партнерства», организованную институтом Адама Смита в апрельской Москве. Мероприятие явилось, пожалуй, наиболее представительным из всех прошедших в текущем году по вопросам Арктики как по составу участников, так и по тематике: технико-технологические и экологические проблемы работы в Арктике плюс те новейшие технологии, которых в РФ не хватает.

В составе участников конференции — на зависть иным организаторам — около 150 только топ-менеджеров из 15 стран мира, не говоря уже о представителях различных информационных агентств, научных организаций и СМИ.

Тематика? Так это — новейшие технологии бурения скважин, проектирование, технологии транспортировки нефти и газа в арктических условиях, технологии реализации проектов в арктических условиях, защита окружающей

среды, развитие логистики в Арктике на примере СМП и т.п.

Что такое Арктика?

Традиционно к Арктике относят определенную часть территории земного шара вокруг Северного полюса, называя в числе арктических стран РФ, Канаду, Норвегию, Исландию, Данию, США, Финляндию и Швецию.

Но, например, Анатолий Золотухин, проректор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, считает так:

«Если говорить о шельфе российской Арктики, то в общем понимании это Баренцево и Печорское моря, Карское море, море Лаптевых, Восточносибирское и Чукотское моря. Это Арктика как таковая. К этому надо добавить Охотское море и весь Дальний Восток. Но необходимо добавить и Каспий, то есть российский и казахстанский сектор Каспия, он как раз находится в условиях Арктики, поскольку часть Каспийского моря замерзает. Там шторма, бывают отрицательные температуры до минус 25–30 градусов, то есть, это типичные арктические условия».

Shell придерживается еще более широкой точки зрения и относит к арктическим Салымскую группу месторождений в ХМАО и казахстанский Кашаган, ссылаясь на суровые зимы и практически полное отсутствие различий между условиями работы на этих месторождениях и условиями реализации арктических проектов компании на шельфе Аляски, Норвегии и Канады.

Дрова в лесу и на заднем дворе

В этой связи нет ничего удивительного, что и в оценке ресурсов или запасов арктических месторождений картина мнений и оценок пестра.

В докладе, который представил Кристоф Тома, руководитель департамента СПГ подразделения разведки и добычи компании Total, со ссылкой на данные USGS от 2008 года названы следующие цифры: начальные суммарные запасы нефти — 12,2 млрд тонн (90 млрд баррелей), НСР газа — 47 трлн м³ (1669 трлн ф³), растворенного газа и конденсата — 1,2 млрд тонн (44 млрд баррелей).

Как считает Сергей Жильцов, руководитель Центра СНГ Института актуальных международных проблем, научно обоснованных данных о ресурсах, тем более, о запасах УВ в Арктике нет. «Это связано с тем, что исследования арктических регионов еще очень непродолжительны по времени. И ГРП ведутся далеко не везде». А.Золотухин добавляет, что на сегодня известная всем цифра в

Сравнение времени и расстояния

	Через Суэц		Из Мурманска		Экономия	
	мили	дни	мили	дни	мили	дни
Нингбо (Китай)	12 130	40	6 650	22	5 480	18
Мап Та Пхут (Таиланд)	10 650	36	8 500	28	2 150	8

Источник: ОАО «Совкомфлот»

100 млрд тонн н.э. арктических НСР — это очень хороший показатель, и «если эти ресурсы удастся перевести в категорию запасов, а между ресурсами и запасами, примерно, такая же разница, как между дровами в лесу и на заднем дворе, то этих запасов хватит больше чем на 100 лет».

Total и Statoil

К.Тома позиционировал Total как ведущую компанию мира в области СПГ-индустрии наряду со Shell, ExxonMobil, BG, BP и Chevron. По объемам продаж СПГ Total уступает только ExxonMobil (10 и 15 млн тонн соответственно, по данным 2010 года).

Total с различной долей участвует в 11 СПГ-проектах в мире общей мощностью 110 млн тонн, в том числе, в арктическом проекте «Белоснежка». Компания имеет 20-летний опыт работы в РФ («Харьяга-СПГ», Термокарстовое, Хвалынское месторождения) и является партнером российских компаний по Штокману и проекту «Ямал-СПГ».

В отличие от Total, Statoil, если не считать Штокмана, реализует только один СПГ-проект. Это известный Snohvit LNG, который является первым европейским проектом и наиболее северным в мире. О технологиях проекта, (отсутствие конструкций на поверхности моря, многофазовый забор газа, объекты по производству СПГ), технических и технологических трудностях работы рассказал Ойвинд Нилсен, вице-президент Snohvit Statoil.

Штокман

Snohvit LNG считают практически примером для осуществления СПГ-части Штокмановского проекта, хотя различия между ними существенны. Штокман слож-

нее. От месторождения «Белоснежка» до берега 150 км, от Штокмановского — 550 км. Газ на «Белоснежке» гораздо «суше». На Штокмановском месторождении более суровые ледовые условия, и само месторождение гораздо крупнее. В остальном, условия похожи.

На конференции Shtokman Development AG представляли два докладчика. Кирилл Молодцов, вице-президент компании по ТЭО проекта, говорил о координации первой фазы проекта со второй и третьей фазами. А Марат Шарифуллин, зам. технического директора по ООС, само собой, рассказывал об охране окружающей среды.

Про экономику и целесообразный налоговый режим реализации проекта, тем более, про сроки принятия соответствующих законодательных решений, несмотря на участие в конференции председателя Комитета по энергетике Госдумы РФ Ивана Грачева, никто не говорил.

Ямал-СПГ

Данный проект представил гендиректор «Ямал-СПГ» Глеб Люксембург. По его словам, «работы в порядке подготовительной стадии» идут по плану. В целом на проект предполагается затратить около 1 трлн руб. Сюда входит разработка Южно-Тамбейского месторождения, строительство порта в пос. Сабетта и судов ледового класса.

Г.Люксембург охарактеризовал проект как политически, экономически и технологически важный, отметив его особое имиджевое значение для РФ, а также значимость в плане диверсификации поставок СПГ российского производства. Кроме того, «реализация проекта приведет к формированию новой нефтегазовой провинции РФ. Ямал богат угле-

водородами, но плохо освоен. Исправление ситуации за счет проекта «Ямал-СПГ» приведет к подъему региона за счет развития речного флота, роста занятости, привлечения подрядчиков, апробированию в РФ новых технологий, увеличения грузопотока по СМП».

Еще Г.Люксембург заметил, что Штокмановский проект и «Ямал-СПГ» не являются конкурентами.

Севморпуть

Этот аспект освоения российской Арктики представил Игорь Панков, зам. генерального директора «Совкомфлота».

СМП пользуется все большей популярностью. Причины — экономия времени транспортировки со всеми вытекающими последствиями (см. «Сравнение...»), с одной стороны. И безопасность — с другой. Через Суэцкий канал все без исключения гражданские транспорты проходят в сопровождении вооруженной охраны, которая весьма недешева. А около берегов России пиратов нет.

Транзитный судопоток в 2011 году обеспечили 26 судов, которые перевезли 835 тыс. тонн грузов (82% — газовый конденсат и нефтепродукты), причем на долю крупнотоннажных танкеров пришлось 80% всего объема транзитных грузов.

Но суть не столько в количественных показателях, сколько в успешных экспериментах. Первый из них — прохождение через традиционный маршрут СМП, то есть через пролив Санникова, крупнотоннажных танкеров с жидким грузом, которое выполнил танкер СКФ «Балтика» с грузом СКГ производства Пуровского ЗПК (НОВАТЭК).

Но оказалось, можно еще лучше, что доказала вторая экспериментальная проводка — рейс тан-

Рейс за рейсом		
	Танкер «Балтика»	Танкер «Владимир Тихонов»
Цель рейса	Определить возможность прохода крупнотоннажных танкеров по традиционному маршруту СМП через пролив Санникова; параллельное производство гидрографических работ	Увеличение размера перевозимой партии груза (на осадку судна больше глубины в проливе Санникова); использование планшетов на основе рейса «Балтики»
Особенности рейса	Проход пролива с осадкой в 11 м на ровный киль	Выбор высокоширотного маршрута севернее Новосибирских островов для танкера с осадкой до 15 м; испытание тормозных характеристик при ледовой проводке
Время прохода СМП	17–27 августа 2010 года	23-30 августа 2011 года
Продолжительность рейса	8,4 суток	7,3 суток
Грузовая партия	70 000 тонн СГК	121 000 т СГК на осадку 13,7 м
Данные судна	Ледовый класс 1ASuper (Arc-5)	Ледовый класс 1A (Arc-4)
Длина/ширина/высота	245/44/22 м	281/50/23 м
Мощность двигателя	22 600 л.с.	30 000 л.с.
Скорость	14,0 узлов	14,0 узлов
Источник: СКФ		

кера «Владимир Тихонов» (см. «Рейс за рейсом»).

Главное достижение обоих экспериментальных рейсов состояло в том, что крупнотоннажные суда лучше проводить севернее Новосибирских островов, так как там глубины больше, льда меньше и возможен проход судов с большим, по сравнению с проливом Санникова, дедвейтом.

Еще одно достижение — продление сроков навигации по СМП. Танкер *Perseverance* типоразмера *Ranatah* с грузом СГК вышел из Мурманска 29 июня 2011 года. Никогда еще навигация по СМП не начиналась так рано. И в результате сегодня она уже продолжается почти пять месяцев — с конца июня по ноябрь, вместо прежних трех месяцев.

По прогнозам Минтранса РФ, к 2020 году благодаря апробированному новому маршруту грузо-

поток по СМП составит около 64 млн тонн в год против нынешних 0,83 млн тонн.

Сахалинские проекты

От «Сахалин Энерджи» выступил Константин Войцехович, начальник департамента по корпоративным вопросам, руководитель московского представительства компании, с очень дотошным перечислением технологических этапов выхода на проектную мощность.

Ныне же СПГ «Сахалина-2» перевозят газозовы «Гранд Елена», «Гранд Анива» и «Гранд Мерея». На середину марта текущего года в 25 портов семи стран было доставлено в общей сложности 28,2 млн тонн СПГ, совершено 482 рейса. Еще отгрузили 144 млн баррелей нефти 203 рейсами, совершенными в 25 портов восьми стран.

По проекту «Сахалин-1» выступил Ричард Джеймс, советник по техническим вопросам бурения и проектирования ExxonMobil — владельца 30% в проекте и его оператора, — который поделился особенностями и опытом бурения горизонтальных скважин на месторождениях Чайво и Одопту-море. В январе 2011 года нефтяная скважина месторождения Одопту-море в 12345 метров стала самой длинной скважиной в мире.

О проекте «Сахалин-3» на примере проблем освоения Кириного блока рассказал Марат Мансуров, директор Центра морских месторождений нефти и газа ВНИИГАЗа. Были отмечены суровые климатические условия и выраженная сезонность работ, дана развернутая характеристика природных условий работы, когда температура воздуха меняется от -39° до $+37^{\circ}\text{C}$, а продолжительность навигационного периода не превышает 6,5 месяцев. Плюс — высота волны, в среднем, в 7,1 метра. Да еще и уровень моря не устойчив.

Далее были даны характеристики целесообразных при таких условиях конструкций проектных эксплуатационных скважин, буровых установок, основных объектов морского обустройства Кириного блока, подводных манифольдов и обвязных скважин, подводного оборудования для сепарации и компримирования, а также для бесплатформенной разработки месторождения и многофазного транспорта.

Капля политики

Политические проблемы освоения российской Арктики на конференции не затрагивались, если не считать доклада Константина Симонова, генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности.

Как считает эксперт, в РФ существует два правила. Первое: «В.Путин по-прежнему верховный арбитр, с крупными предложениями — к нему». Второе: есть «две входные двери — «Роснефть» и «Газпром». Можно быть у них только миноритарными партнерами». 

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru





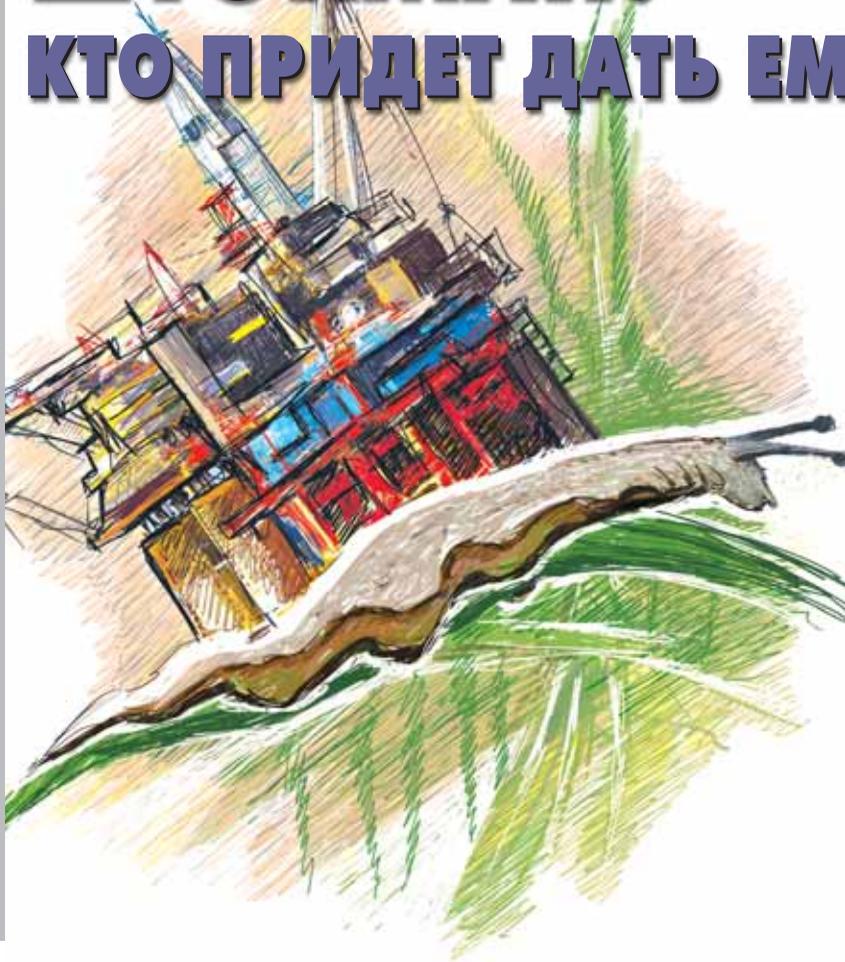
БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ И ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- **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**

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@hms-neftemash.ru
www.hms-neftemash.ru www.grouphms.ru



ШТОКМАН: КТО ПРИДЕТ ДАТЬ ЕМУ ВОЛЮ?



ЛАРИСА СЛАВИНСКАЯ
«Нефтегазовая Вертикаль»

На уже ставшей знаменитой майской встрече с А.Миллером и лидером Statoil Х.Лундом В.Путин предупредил норвежскую сторону о том, что в Штокмане, проекте мирового масштаба, следует двигаться активнее, проявив итоги этой активности уже в ближайшее время на Экономическом форуме в Санкт-Петербурге, который запланирован на 21–23 июня. Еженедельное норвежское издание LNG Unlimited, которое обычно воздерживается от комментариев, на сей раз отступило от правил: «Россия не должна путать Statoil с «Роснефтью» или «Газпромом»».

А американский центр Stratfor спрогнозировал вероятный «побег» западных инвесторов из Штокмановского проекта, который в современной ситуации на газовых рынках «далеко не так привлекателен, как считают власти РФ». Snohvit LNG и Штокман имеют разницу в IRR, примерно, в 10–11% в пользу норвежского проекта.

А.Миллер, в свою очередь, по итогам трехсторонней встречи заметил, что «Газпром» допускает вхождение в проект новых инвесторов и что компания уже работает на этот счет с Shell. А если так, то FID по Штокману в июне этого года вряд ли состоится.

В чем причины тупика, в котором оказался наш самый пропиранный проект? Как спасти репутацию «национального достояния»?

Shell, действительно, является весьма привлекательным партнером, одно имя чего стоит... Компания имеет мощное крыло СПГ-бизнеса, реализуя в разных районах мира (с разной долей участия) 20 проектов общей мощностью 150,2 млн тонн. Во-вторых, у концерна есть опыт работы на арктическом шельфе Аляски, Канады и Норвегии. В-третьих, компания, если иметь в виду известную историю с проектом «Сахалин-2», закалена знанием российских реалий.

Другое дело, пойдет ли Shell на участие в Штокмановском проекте. Как сообщает LNG Unlimited в выпуске от 31 мая этого года, информации о переговорах на этот счет между «Газпромом» и Shell нет. Но даже если предположить, что норвежское издание не в курсе, то согласие Shell на вхождение в многострадальный проект — это пока лишь, в лучшем случае, перспектива. Причем, не скорая по реализации.

Хроника зависания

Как известно, в сентябре 2005 года в РФ был сформирован список из пяти иностранных компаний — потенциальных участниц консорциума по разработке Штокмановского ГКМ: Hydro, Statoil, Total, Chevron и ConocoPhillips. Но в начале октября 2006 года российские власти объявили, что ни одна из этих компаний не смогла предоставить активы, «соответствующие по объему и качеству запасам Штокмановского месторождения». Исторический «соус» вспоминать не будем, его все знают. Но «Газпрому» отдали роль недропользователя, а иностранным компаниям — роль подрядчиков.

Роли игрались недолго. Ведь технологий-то нет... В итоге в

июле 2007 года было объявлено, что партнерами — а в реальности подрядчиками — «Газпрома» будут Total (25% в проекте) и Statoil (24%). Казалось бы — все. Начинается освоение. Но не тут-то было. FID все время откладывали: с 2007 года по настоящее время усилиями недропользователя стоимость 1-й фазы реализации Штокмановского проекта возросла с \$20 до \$30 млрд.

В конце 2011 года акционеры Shtokman Development AG предложили перенести окончательное инвестиционное решение на март 2012 года. Затем 29 марта текущего года оно было опять отложено — на этот раз до 1 июля.

Но в начале мая этого года Statoil и Total предложили перенести FID на 2013 год, ссылаясь на необходимость тщательных расчетов переориентации проекта только на СПГ при полном отказе от его трубопроводной части. Иностранные инвесторы также настаивают на снижении стоимости проекта до первоначальных \$20 млрд.

«Газпром» согласен переориентировать Штокман на СПГ, но по смете договоренности нет. И разве новый инвестор выручит? Вряд ли кандидат в таковые не знаком с ситуацией по Штокману, как и с историей проекта в целом...

Привлекателен ли Штокман?

Безусловно, Shtokman Development AG располагает самыми разными вариантами расчетной нормы внутренней рентабельности (IRR) в зависимости от цены и себестоимости будущего СПГ Штокмана, но держит их в тайне. По данным LNG Unlimited, Statoil же не скрывает аналогичного показателя по проекту Snohvit LNG. Это — район 22%.

В свою очередь, Stratfor полагает, что оценка IRR по Штокману при нынешней ситуации на мировых рынках газа не может превышать 10–11%. И это оптимистичная оценка. Но даже если американцы драматизируют ситуацию с IRR, есть еще и другие факторы, снижающие привлекательность Штокмана в его нынешнем виде.

Если проект будет переориентирован полностью на СПГ, то куда этот СПГ девать? По данным EIA, в США в настоящее время цена на сланцевый газ для конечного потребителя (бытовой сектор) не превышает \$200–250 за 1000 м³. Это означает, что СПГ со Штокмана, причем при оптовых поставках на американский рынок, может быть только дешевле. Но, по данным «Газпрома», в 2012 году компания ориентируется на среднюю цену на трубопроводный газ для экспорта в Европу в \$415 за 1000 м³.

А вот еще одна неприятность. В текущем году Катар закрыл 6 из 12 комплексов по производству СПГ на ремонт. И, тем не менее, по данным Argus Media, в мае этого года цена оптовых поставок СПГ из Катара в Европу не превышала \$5,3 за 1 млн БТЕ (\$189 за 1000 м³) против \$4,45 в январе 2012 года.

Так что предположение Stratfor о том, что Statoil не огорчится, если ей придется покинуть Штокмановский проект, имеет право быть. Ведь ни Shell, ни какой другой инвестор ценовую ситуацию на рынках сжиженного газа изменить не в состоянии...

И тут появляется парадокс: государство Российское могло бы подстроить Штокман под реалии СПГ-рынка, но этого не делает. Совсем наоборот, оно уже предоставило самые крутые льготы и преференции другому проекту — «Ямал-СПГ», где зайчиком выступает совсем не «Газпром», но НОВАТЭК со товарищи при прямой поддержке В.Путина.

С 1 января текущего года вступили в силу изменения в Налоговый кодекс РФ, предусматривающие нулевую ставку НДС на шельфе Черного и Охотского морей и на газ проекта «Ямал-СПГ». Соответствующий закон принят Госдумой РФ 8 июля 2011 года, одобрен Советом Федерации 13 июля того же года и подписан бывшим президентом Д.Медведевым 21 июля 2011 года.

Установлена нулевая ставка НДС, в том числе, на газ проекта «Ямал-СПГ» до достижения накопленного объема добычи газа в 250 млрд м³ и газового конденсата в 20 млн тонн на соответ-

ствующем участке недр. Оптимисты даже предполагают, что береговая инфраструктура для СПГ-завода (дороги, приемный трубопровод...) будет по дружбе построена на бюджетные средства.

Но вот для Штокмана никакого специального режима не предусмотрено: пока он лежит в плоскости обычного национального режима недропользования, скорректированного существующими до-

Stratfor полагает, что оценка IRR по Штокману при нынешней ситуации на мировых рынках газа не может превышать 10–11%. И это — оптимистичная оценка

говоренностями по SDAG. Проект почему-то не попал даже в арктические шельфовые налоговые инициативы, которыми В.Путин щедрой рукой наделил И.Сечина. Тот, в отличие от других членов старого правительства, явно по-

Для Штокмана никакого специального режима не предусмотрено: пока он лежит в плоскости обычного национального режима недропользования

шел на повышение, несмотря на непростые отношения с Д.Медведевым. Согласитесь, быть вице-премьером проблемного ТЭК и

Проект почему-то не попал даже в арктические шельфовые налоговые инициативы, которыми В.Путин щедрой рукой наделил И.Сечина

строить компанию мирового уровня — две большие разницы с разницей в цене вопроса. Там — корешки, здесь — вершки. Или — для Игоря Ивановича — наоборот.

Наверное, от акционеров SDAG В.Путин как раз и ждал и расчеты, и предложения, которые бы помогли скорректировать налоговый режим. Наверное, инве-

сторы были к этому готовы, раз согласились войти в проект на условиях «Газпрома». В ответ же норвежцы почти расстались с проектом...

На месте нового инвестора

Давайте попробуем подытожить все то, что по Штокману ныне известно, с тем чтобы понять, как будет вести себя на переговорах новый инвестор X. Казалось бы, что первое и главное состоит

Закон РФ «О недрах» делает невозможным привычное для иностранного инвестора СП с «Газпромом»

в том, что X получит многое из того, что пожелает, поскольку будет спасать самое дорогое национальное достояние — репутацию президента (утрата Штокмана как вариант, похоже, вообще не рас-

От акционеров SDAG В.Путин как раз и ждал и расчеты, и предложения, которые бы помогли скорректировать налоговый режим: не дождался

сматривается, ибо незамедлительно отзовется на имидже).

С другой стороны, ему придется проэкзаменовать инвестицион-

Новому инвестору будет сделано предложение, отказ от которого будет означать угрозу национальному достоянию

ную концепцию «Газпрома» по Штокману: там не все гладко (мо-

Так надо ли раздумывать, спасать или не спасать репутацию, если согласие оплачивается согласием?

нополию на экспорт газа в расчет не берем, она обходится или режимом СРП, или комиссионным соглашением как в случае НОВА-ТЭКа).

Особенности закона «О недрах»

Статья 9 Закон РФ «О недрах» гласит: «Пользователями недр на участках недр федерального значения континентального шельфа РФ, а также на участках недр федерального значения, расположенных на территории РФ и простирающихся на ее континентальный шельф, могут быть юридические лица, которые созданы в соответствии с законодательством РФ, имеют опыт освоения участков недр континентального шельфа РФ не менее чем пять лет, в которых доля (вклад) РФ в уставных капиталах составляет более чем 50% и (или) в отношении которых РФ имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем 50% общего количества голосов, принадлежащих на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц».

Так, доля государства в «Роснефти» порядка 75%. Когда «Роснефть» отдает 1/3 участия в СП частным компаниям (иностранным или российским), доля государства в таком СП составляет чуть больше 50% (2/3 от 75%). С такими пропорциями закон о недрах разрешает допуск СП на шельф. А если СП 50/50, тогда доля государства снижается до 37,5% (1/2 от 75%) — с такими параметрами допуск СП на шельф не разрешен.

Госдоля же в «Газпроме» составляет 50% с копейками. Поэтому любое СП приводит к снижению доли ниже 50% и заведомо не имеет допуска на шельф. То есть допуск может получить только «Газпром», который может привлекать иностранцев в качестве подрядчиков, но не полноценных партнеров.

Итак, этот X наверняка хорошо знает и законодательную базу недропользования, которая делает невозможным привычное для иностранного инвестора СП с «Газпромом» (см. «Особенности закона «О недрах»). Полагаю, что даже ради Schell в качестве X закон изменен не будет: инвестору уготована роль сервисного подрядчика.

Тем не менее, обладая президентской форой, X наверняка попробует поначалу перевести проект в режим СРП: и рисков, и упущенной прибыли в таком режиме, защищенном международным правом, меньше. Понятно, не покатит (а вдруг?), но даст повод поторговаться по поводу отступных. Они обязательно появятся, и их набор известен: налоговые льготы, гарантии стабильности, доле-вые запасы на свой баланс, и самое важное — вероятность иных шельфовых проектов стабильности (см. «Из кармана будущих поколений», НГВ #10'12). Солидному X перед соблазном не устоять.

Кстати сказать, уж не потому ли Штокман намеренно выведен за скобки президентских шельфовых льгот, что кто-то из участников проекта в процессе подго-

товки ТЭО перестал устраивать «Газпром»? Другого видимого мотива вроде как и нет. А камнем преткновения, очень похоже, стало удорожание проекта ровно на \$10 млрд.

И не суть, откуда они взялись — то ли от желания ими попользоваться (себестоимость проектов «Газпрома», как известно, зачастую кратно превышает зарубежные аналоги), то ли пока еще не произведенный СПГ действительно того требует. Суть в том, пойдет ли инвестор X на явно увеличивающийся срок окупаемости Штокмана.

Напоследок, как говорится, самое интересное: инвестору X (будет) сделано предложение, отказ от которого будет означать угрозу национальному достоянию. Так надо ли раздумывать, если согласие оплачивается согласием?

Кто ноет о том, что Россия строит государственно-монополистический капитализм, тот сам не понимает неумолимую логику: мастерство «приватизировать прибыль и национализировать убыток» и есть высший пилотаж рыночного капитала. А для чего еще нужен режим ручного управления? 

ПРОИСКИ АЛЬТЕРНАТИВЫ

Несколько оптимистических прогнозов выпустило МЭА: его расчеты еще год-два назад предполагали несколько сценариев развития, но наиболее вероятным был признан тот, в котором «большая возобновляемая троица» — солнечная, ветровая и гидрогенерация — отбирает порядка трети рынка, существенно потеснив не только уголь с нефтью, но и атом с газом. Более скромная генерация на основе биомассы также занимает довольно заметную позицию.

Тучные годы

«На долю возобновляемых источников энергии будет приходиться от половины до трех четвертей глобальной выработки электроэнергии к 2050 году, причем основную долю будут обеспечивать ветер, гидроэнергетика и энергия солнца», — отмечала Саманта Олз, старший эксперт по возобновляемым источникам энергии МЭА.

И доля альтернативных источников действительно росла. В период с 1990 по 2008 год генерирование энергии с использованием силы ветра увеличилось почти в 50 раз, и в 2008 году на долю ветра приходилось уже 2% общей выработки электроэнергии. Но рост происходил и за счет освоения менее эффективных участков, где солнце светило не так ярко, ветер дул не так сильно, а потребитель располагался не так близко. Доходило и до откровенного мошенничества.

Банки охотно выдавали длинные кредиты под организацию солнечных электростанций. Бывало, что получатели просто сбегали с крупными суммами, а более изобретательные честно покупали поле, солнечные батареи, организовывали ферму и сдавали электричество на оптовый рынок. Там его, благодаря государственной поддержке, покупали существенно дороже, чем



Бум возобновляемой энергетики произошел за счет масштабных госдотаций, которые обеспечивали многие страны Европы.

Поддержка проводилась под лозунгом роста энергетической независимости и охраны окружающей среды.

Малый и средний бизнес охотно отозвался на экологический призыв своих государств. И как на дрожжах стали расти солнечные фермы, ветрогенераторы и установки по получению биометана.

Банки подпитывали инициативы дешевыми кредитами, а соответствующие службы выпускали прогнозы развития мировой энергетики один оптимистичнее другого. В них была обещана если не быстрая и безоговорочная победа над традиционной энергетикой, то, как минимум, отвоевание у нее трети рынка. Но первая волна кризиса начала расставлять все по местам.

электричество традиционных производителей.

Но постепенно контролируемые органы насторожило, что не-

которые «зеленые» компании поставляли энергию ночью, а в течение дня производительность сохранялась на примерно одина-

ковом уровне. Секрет раскрывался просто: дизельный генератор в соседнем сарае.

Первая жертва

Если на подобные экономические схемы можно было закрывать глаза в благополучные годы, то с началом кризиса денег на игры не осталось. Солнечная энергетика стала первой жертвой политики в новых экономических условиях. Будучи самой затратной и капризной среди возобновляемых, она была признана слишком дорогой, и дотации начали снижаться.

Разумеется, большинство производителей не пользовались мошенническими приемами, но их бизнес без дотаций оказался нерентабельным, так как себестоимость производимой энергии существенно превышала оптовые цены. При этом зачастую необходимо было обслуживать долгосрочные кредиты.

Франция, Испания и Германия первыми объявили о снижении дотаций на солнечную энергетику. Власти Великобритании также не отстают от своих коллег из ЕС. Недавно правительство этой страны сообщило о третьем существенном сокращении субсидий на эту отрасль с конца лета.

Но и сейчас есть область, в которой бизнес может заинтересоваться солнечной энергетикой: использование для собственных нужд. Все-таки цена электричества на розничном рынке существенно выше, чем на оптовом. Но не у каждой компании под боком есть хорошо освещаемое поле, где можно установить солнечную ферму. А близкое расположение принципиально важно, так как иначе придется заплатить сетевой компании за транзит, и вся выгода улетучится.

И проекты по использованию солнечной энергии для собственных нужд продолжают появляться. Правда, не все они выглядят разумно. Так, в Великобритании собираются превратить лондонский мост Blackfriars в солнечную электростанцию. На его крыше установят 4400 солнечных панелей общей площадью 6000 м², суммарная мощность которых со-

ставляет 900 МВт/ч в год, то есть 17 Вт с одного квадратного метра. По сути, мощность всех панелей едва достигает 138 л.с., что равно мощности одного среднего двигателя внутреннего сгорания.

Уже в июне 2011 года по маршруту Париж–Амстердам был запущен, как его опрометчиво называли в европейской прессе, первый поезд на солнечной энергии. Электричество для него генерируется на севере Бельгии солнечными батареями, расположенными на тоннеле длиной 3,6 км, по которому проходят железнодорожные пути. Суммарная мощность 16 тыс. батарей общей площадью 50 тыс. кв. м составляет 3,3 МВт/ч в год. Стоимость проекта — 15,6 млн евро.

Деньги на ветер

Ситуация с ветрогенерацией представляется менее критической. Ведь если солнечная энергетика требовала субсидий в размере 30 центов за 1 кВт/ч, то, к примеру, оффшорный ветрогенератор — всего 10 центов. Конечно, оптимистичный прогноз, по которому доля ветрогенерации должна была вырасти с 2% в 2008-м до 12% в 2050-м, сегодня вызывает большие сомнения. Но различные компании (в основном немецкие) продолжают вкладывать средства в это направление.

Так, в начале сентября 2011 года немецкая компания RWE опубликовала свою корпоративную стратегию, где основное внимание уделяется инвестированию в будущем 1 млрд евро в возобновляемые источники энергии — главным образом, в ветряные электростанции и электростанции, работающие на биомассе.

Основная проблема ветрогенерации состоит в том, что она требует огромных площадей. Лопастей ветряков достигают нескольких десятков метров в длину, под стать им и мачты. А вместе они представляют собой поистине циклопическое сооружение. Этим гигантов нужно расположить так, чтобы они не мешали друг другу. Их производительность находится в прямой зависимости от скорости ветра, возве-

денной в третью степень. Это означает, что даже небольшое падение скорости оборачивается существенным падением производительности.

Для иллюстрации приведем случай, произошедший в декабре 2009 года в Великобритании. Зима выдалась для Туманного Альбиона неожиданно холодной, при этом на целую неделю ветер утих. Три тысячи ветрогенераторов остановились. Потери составили 0,1% национальной потребности в электроэнергии. С одной стороны, этот случай демонстрирует капризность ветровой энергетики. А с другой, несложный подсчет говорит о том, что британцам на тот момент потребовалось бы 3 млн ветряков, чтобы покрыть свои потребности, причем даже это число весьма условно, так как не всякая местность подходит для ветровой установки.

В Великобритании сейчас это понимают особенно отчетливо, так как в ходе кризиса неожиданно обнаружилось, что ветровые станции дают лишь треть установленной мощности. Это означает, что значительная их часть была построена в совершенно непригодных для этого местах. Нечистоплотные дельцы брали деньги, не утруждая себя необходимыми исследованиями.

После «Фукусимы»

Катастрофа на японской атомной станции «Фукусима-1» стала неожиданным подарком для европейских «зеленых». Вместо того чтобы ратовать за усиление контроля над проектированием и эксплуатацией японских АЭС, экологи заявили о необходимости закрыть атомные станции в Германии.

Немецкое правительство пошло у них на поводу, и на сегодняшний день главный вопрос заключается в следующем: каких вложений потребует компенсация вполне ожидаемого дефицита электроэнергии? И какая доля этих вложений будет направлена на дальнейшее продвижение альтернативной энергетики?

Проблема состоит в том, что заменить все существующие атомные электростанции на те,

что вырабатывают электроэнергию из возобновляемых источников, невозможно. Атомная энергетика дает Европе 400 ТВт/ч. Перевод такого объема на альтернативу привел бы к катастрофическому переделу рынка электроэнергии: или цены для конечного потребителя неминуемо поползли бы вверх, или ЕС пришлось бы ежегодно вкладывать в энергетику порядка 70 млрд евро дотаций.

Так или иначе, но от такого удара европейская экономика вряд ли бы оправилась. Поэтому сейчас предлагается заместить атом углем и газом при поддержке возобновляемых источников.

Впрочем, для нашей страны в этом мало обнадеживающего. Так уж сложилось, что наша экономика сильно зависит от экономики Европы, а Германия — ее главный двигатель. Вывод ее атомных электростанций неминуемо приведет к росту цен на электричество, а значит, увеличит давление на экономику этого государства. Притом ряд стран ЕС близки к банкротству, а Германия играет не последнюю роль в их спасении.

Дополнительная нагрузка в такой ситуации может стать той последней соломинкой, что переломит спину верблюда. Разумеется, этот процесс растянется на несколько лет, в течение которых наша страна получит дополнительный доход за счет продажи энергоносителей, но итог будет плачевен как для ЕС, так и для нас.

Может сложиться превратное впечатление, что мы выступаем против альтернативной энергетики. Альтернативная энергетика — это та область человеческой деятельности, которую жизненно необходимо развивать, так как углеводороды не вечны, а запросы человечества растут. Но пока возобновляемые источники малоэффективны, ничто не мешает их развитию больше, чем желание использовать их здесь и сейчас.

Ведь если альтернатива уже работает, если вкладываются деньги, зачем что-то развивать и идти тернистым путем проб и ошибок, если малозаказные и неказистые технологии уже приносят доход. Всегда найдутся те,

кто захочет нагреть руки на модном тренде, и те, кто фанатично жаждет, чтобы будущее наступило сегодня, не считаясь с экономической целесообразностью и интересами государства. Пример европейских стран достаточно убедителен в этом отношении. Здесь мы можем найти для себя как выгодные, оправданные направления, так и предупреждения, расставленные у многочисленных ловушек.

Для собственных нужд

Российские компании очень осторожно пробуют почву на альтернативной дороге. К примеру, о планах по выработке энергии из возобновляемых источников объявил ЛУКОЙЛ. А сибирский филиал оператора мобильной связи «МегаФон» сообщил, что на территории Красноярского края началась эксплуатация удаленных базовых станций, электропитание которых производится с использованием силы ветра. По сведениям оператора, специальные установки мощностью 6 кВт обеспечивают около 85% времени подачи питания. В остальное время станции работают от аккумуляторов и штатного дизельного генератора.

«Газпром», в свою очередь, изучает возможности использования солнечной энергетики для питания средств электрохимической защиты, устройств телемеханики и связи, контрольно-измерительных приборов и автоматики. Соответствующие испытания проводились в Ставропольском крае.

В целом, конечно, солнечная энергетика в нашей стране — это двойной риск, так как климат России весьма суров, а количество солнечных дней в среднем весьма невелико (в Москве — менее ста). Но есть ряд регионов, где условия предположительно благоприятны для солнечной генерации. Притом к их числу, по утверждению председателя научного совета РАН по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии Олега Попеля, относятся не только южные районы, но и ряд более северных областей.

Опять же плотность населения в этих областях слишком мала, чтобы серьезно рассматривать обустройство масштабной генерации из возобновляемых источников, но использование в малой энергетике может принести существенные плоды. Особенно если сочетать несколько видов альтернатив.

Компания «Газпром добыча Ямбург» решила использовать на скважинах Харвутинской площади совместно ветрогенераторы, солнечные батареи и термоэлектродгенераторы (вырабатывают электрический ток за счет разницы температур добываемого газа и окружающего воздуха). Часть энергии аккумулируется. Установка обеспечивает дистанционное управление режимом работы скважин. Энергосберегающий эффект, полученный благодаря внедрению этой методики, в период с 2006 по 2011 годы составил около 160 млн м³ газа.

В Калужской области в ноябре 2009 года была введена в эксплуатацию первая и пока единственная в нашей стране биогазовая электростанция — совместный проект корпорации «Газэнергострой» и компании «Биопоток». Производимая электрическая мощность ее составляет 1,2 МВт, а тепловая — 1,4 МВт.

В октябре 2011 года «БиоГаз-ЭнергоСтрой» (входящая в корпорацию «Газэнергострой»), «Газпром», Gasunie и ЗАО «Евротехника» подписали меморандум о взаимопонимании, касающийся совместной реализации проекта производства биогаза в России. К сожалению, опыты в Нидерландах показали, что организовать экономически оправданное производство биогаза весьма сложно. Собственно, получать его имеет смысл в тех регионах, куда невыгодно прокладывать газопровод.

Кроме того, совмещая производство биометана с изготовлением удобрений и других полезных продуктов, можно существенно повысить экономическую эффективность проекта. В качестве пилотного проекта с 2013 года предполагается построить 5–10 станций. 

КАДРЫ РЕШАТ ВСЕ... ЕСЛИ ОНИ ЕСТЬ

Постсоветский период конца двадцатого века, когда молодежь поголовно хотела стать экономистами, юристами или менеджерами, нанес ощутимый ущерб производству: Россия столкнулась с острой нехваткой инженерно-технических кадров и высококвалифицированных специалистов.

И поскольку концепция профессионального образования в стране так и не появилась, компании, хочешь не хочешь, сами занялись обеспечением своего бизнеса подготовленным персоналом. Среди них — ООО «Газпром добыча шельф» (ГДШ), занимающаяся 2-й и 3-й фазами Штокмановского проекта. Именно она вот уже два года реализует в Мурманской области профильную программу «Школа–Вуз–Предприятие» с опережающей подготовкой высококвалифицированного персонала для шельфовых нефтегазовых проектов ОАО «Газпром». Рынок привел ГДШ к парадоксальной ситуации — если иные ВИНК «танцуют» от конкретных кадровых потребностей в конкретных проектах, то «штокмановская дочка» «Газпрома» решает виртуальную проблему: готовит специалистов для проекта, у которого нет ни устойчивой экономики, ни сроков старта, ни гарантированных рынков сбыта, ни взаимопонимания среди партнеров...

Но иронии здесь нет — рано или поздно молодые специалисты обретут и тяжелую работу, и высокую зарплату.

ГДШ не разбрасывается: в программу «Школа–Вуз–Предприятие» последовательно входят средняя школа поселка Лодейное, Мурманская гимназия №10 и Мурманский государственный технический университет (МГТУ), с которыми заключены договоры о сотрудничестве.

Компания оказывает материальную поддержку студентам, поступившим в вузы из школы, сопровождает учебу подопечных в вузе, а после третьего курса будет принимать к себе на практику с последующим трудоустройством.

Школа

Вот не достался ребятам Лодейного преподаватель английского языка, так газовики организовали дистанционное обучение в режиме online: и высокоскоростную линию Интернета провели, и «ящики» обеспечили, не забыв про оргтехнику и спортивный инвентарь.

Учащиеся пятих-восьмых классов теперь готовятся к поступлению в колледж МГТУ, который будет готовить специалистов нефтегазового профиля. Понятно, что шансы качественно подготовиться к сдаче ЕГЭ и поступить в колледж, а потом в вуз у учащихся мурманских школ и ребят из Териберки и Лодейного, безусловно, не равноценны. Поселковым школьникам практически невозможно посещать курсы подготовки при вузах и нанимать вузовских репетиторов.

ГДШ и здесь нашла выход: «Магомета отправили к горе» — университетские преподаватели проводят в Лодейном выездные занятия по математике, физике и русскому языку, готовят ребят к сдаче ЕГЭ и поступлению в технический университет или колледж. Такое репетиторство для ребят и их родителей бесплатное: все расходы взяла на себя компания. В 2011 году в течение двух месяцев занятия проводились с учащимися 9 и 11 классов. С 2012 года двухгодичные подготовительные курсы рассчитаны на учащихся 8–9 классов и 10–11 классов.

«У нас в Мурманской области 202 школы, — и радуется, и одновременно печалится Василий Костюкевич, министр образования и науки области, — но Лодейнинская единственная, получившая такую поддержку, ее школьникам представлен великолепный шанс изменить свою жизнь к лучшему».

Что же касается гимназии, то договор предусматривает создание профильного нефтегазового класса из числа выпускников 9 класса общеобразовательных школ города Мурманска. И конкурс для поступления в профильный класс очень большой.

Вуз

О договоре ГДШ с МГТУ разговор особый. Среди обязательств университета организация подготовительных курсов в рамках довузовской подготовки абитуриентов, их целевой прием в университет, подготовка кадров и проведение НИОКР в интересах компании.

Подспорье — конкурс студентов и аспирантов вузов Мурманска и Архангельска «Молодежь Заполярья — Штокману!», стартовавший в феврале с призовым фондом в 100 тыс. рублей для выявления «Платонов и Невтонов земли Кольской». На конкурс было представлено 10 работ прикладного назначения. Итог подвело жюри, в состав которого вошли преподаватели университета и специалисты ГДШ.

Второе место досталось студентам первого курса факультета нефтегазового дела МГТУ Александру Васильеву, Евгению Крижову и Никите Демидову, которые предложили оригинальное техническое решение по защите от волн причалов будущего порта в районе Териберки для отгрузки сжиженного природного газа и газового конденсата.

Лауреатами третьей премии стали студенты МГТУ Иван Гапоненков, Андрей Сергин и Юрий Рединин, посвятившие свою работу проблемам выбросов углекислого газа в атмосферу.



А вот первая премия была присуждена третьекурсникам МГТУ Марии Володиной и Дмитрию Чернову. Несмотря на возраст, молодые люди не новички в научно-практических изысканиях. За их плечами победы в олимпиадах и научно-технических конференциях. Вы, читатель, что-то знаете о неньютоновских и ферромагнитных жидкостях?

Их идея по борьбе с гидратообразованием при транспортировке газа протяженными морскими трубопроводами за счет технологии СВЧ-подогрева отличалась глубиной проработки темы и новизной подхода, что вместе может дать эффективную и многомиллионную экономию средств. Конечно же, эта работа студентов нуждается в серьезной научной экспертизе и дальнейшей проработке, но практический подход к решению важнейшей проблемы, с которой столкнутся разработчики арктического шельфа, не может не вызвать уважения.

Понятное дело, победителям были не только вручены дипломы и денежные премии, им будет предоставлено приоритетное право прохождения производственных и преддипломных практик в ООО «Газпром добыча шельф» уже в этом году, а также содействие в трудоустройстве.

Повышение квалификации

Для ГДШ актуальна не только проблема подготовки кадров в вузах, но и переподготовка уже имеющих специалистов для работы на современной технике. Особое значение будет иметь создание в Мурманске Учебного центра ОАО «Газпром» по подготовке и переподготовке специалистов для работы на морских месторождениях углеводородов. ООО «Газпром добыча шельф» объявило тендер на проектирование и строительство учебного центра в Мурманске, которое начнется в 2013 году.

Об этом сообщил генеральный директор ООО «Газпром добыча шельф» Александр Мандель по итогам ра-

бочей встречи с губернатором Мурманской области Мариной Ковтун. Согласно планам, в этом центре смогут проходить подготовку и переподготовку до 3 тыс. человек в год под руководством иностранных и отечественных инструкторов, имеющих опыт работы при реализации шельфовых проектов.

В течение длительного времени решался вопрос, где строить этот учебный центр — в Архангельске или Мурманске. Отрадно, что выбрана столица Кольского Заполярья, где и будут расположены основные береговые объекты Штокмановского проекта. Вторым важным фактором — с сокращением Вооруженных сил, Северного флота на Кольском полуострове высвобождаются офицерские кадры, квалифицированные рабочие и инженерно-технический состав судоремонтных предприятий ВМФ, которые после соответствующей переподготовки — как на МЛСП «Приразломная» — вполне способны вписать в свою биографию и славные «газовые» странички.

В центре планируется готовить специалистов по поиску и разведке углеводородных месторождений, проектированию и строительству объектов обустройства морских месторождений, эксплуатации оборудования; техническому обеспечению, выводу из эксплуатации и утилизации объектов обустройства месторождений на континентальном шельфе; обучение экипажей и производственного персонала морских передвижных установок и судов в соответствии с требованиями морских международных кодексов; обучение нормам и правилам промышленной и экологической безопасности, обеспечению живучести объектов обустройства месторождений на континентальном шельфе...

В летнее время в центре возможна организация прохождения производственной практики для студентов вузов, готовящих специалистов для работы на шельфе на договорной основе. Приоритетное право будет предоставлено региональным вузам.

А Штокман? Штокман будет... ■

УЖ ПУТИН СЕРДИТСЯ, А ШТОКМАНА ВСЕ НЕТ...



ЮРИЙ БАНЬКО
«Нефтегазовая Вертикаль»

Вялотекущий процесс реализации Штокмановского проекта перестал устраивать В.Путина: все идет к тому, что Statoil — полностью или частично — выйдет из проекта, уступив свое место концерну Shell. Норвежцам с их нынешними проблемами этот выбор дался тяжело: вгрозить такие деньги в подготовительную часть и уйти означает одно — значительной коммерческой эффективности они там больше не видят.

Shell, понятно, потребуется время: и в проект нужно вникнуть, подтвердив или опровергнув экономику и технологические решения, и «Газпрому» помочь разрулить финансовые проблемы выхода Statoil из Штокмана. Сколько В.Путину еще ждать? На этот вопрос дает ответ проведенный норвежцами (по инерции) вместе с некоммерческой сервисной организацией Ассоциация «Мурманшельф» майский семинар по проектированию и строительству арктического завода СПГ. Безавраальный вердикт семинара — не менее 60 месяцев.

Пять лет строгого режима? Не скажите, тогда Штокману будут положены те морские привилегии, которые президент и обещал...

В 2008 году «Газпром», Total и Statoil создали резонансный консорциум для реализации 1-й фазы разработки Штокмановского газоконденсатного

месторождения. Прошло четыре года, затрачено \$1,5 млрд, но еще даже не принято окончательное инвестиционное решение по стартовой фазе проекта.

Перезагрузка Штокмана

То партнеры не могли решить вопрос о том, каким будет подводный газопровод — однофазным или двухфазным, то перенесли сроки принятия ОИР до предоставления налоговых послаблений участникам проекта...

В конце прошлого года В.Путин требовал принятия решения об освоении месторождения в декабре, но этого не произошло. В конце марта Shtokman Development AG сообщила, что инвестиционное решение будет принято в течение трех месяцев, то есть до 1 июля. Однако, по оценке Total, это может произойти только в 2013 году.

Основная проблема, которая теперь тормозит принятие инвестиционного решения, — конфигурация проекта, переставшая устраивать акционеров. Так, по оценке главы Total Кристофа де Марджери, переход на 100%-ное производство СПГ может снизить стоимость реализации проекта по сравнению с вариантом, при котором половина добываемого газа поставляется по трубе в Европу.

В этом случае суммарные капитальные вложения в проект составят \$15–20 млрд. При этом даже без каких-либо других льгот, кроме нулевой ставки пошлины на экспорт СПГ, Штокмановский проект экономически привлекателен — его внутренняя норма прибыли превышает 10%.

Теперь стороны рассматривают возможность полного отказа от трубопроводного газа со строительством трех очередей завода СПГ по 7,5 млн тонн каждая. Это позволит сэкономить на строительстве УКПГ на берегу. Одновременно речь идет о строительстве всех линий на общей площадке (до сих пор обсуждалось три разные).

От перспективы отказа от трубопроводного газа при реализации Штокмановского проекта жители Мурманской области не в восторге. Они надеялись, что за счет строительства газопровода Териберка–Волхов будут газифицированы города и поселки Кольского полуострова и северной части Карелии.

Следует иметь в виду и то, что перенос сроков принятия ОИР по Штокмановскому проекту может иметь для России конкурентные последствия, поскольку на этом рынке в дополнение к уже существующим вскоре появится новый крупный игрок с крайне низкими ценами на домашнем рынке. На развитие экспорта СПГ у США уйдет около трех лет, поэтому окно возможностей для Москвы закрывается, считают эксперты.

Недаром Statoil и Total параллельно с решением вопросов по Штокману принимают участие в реализации и других многомиллиардных по затратам проектов в России (с «Роснефтью» по шельфовым проектам в Баренцевом море и с НОВАТЭКом по «Ямал СПГ»). К примеру, норвежцы согласились заплатить \$2,5 млрд за участие в разработке четырех участков в Баренцевом и Охотском морях.

Новый проект по разработке Штокмана — пока без участия концерна Shell — может быть представлен на Санкт-Петербургском экономическом форуме в июне. А тем временем «старые» акционеры уже сократили бюджет SDAG на 70% и приостановили все тендерные процедуры. Более того, бюджет оператора проекта на 2012 год пока не принят.

Не менее пяти лет

Своим опытом с участниками семинара поделились Йостейн Петтерсен, ведущий специалист по технологии СПГ, и Йенс Роар Нильсен, руководитель проекта по строительству завода СПГ в Хаммерфесте.

При разработке месторождения и строительстве завода СПГ, всей инфраструктуры затраты по производственно-сбытовому циклу распределяются следующим образом: на добычу и строительство трубопровода затраты составляют 15–20% от общего финансирования, на строительство завода СПГ — 35–40%, на транспортировку — 10–30% и на строительство терминала и регазификацию — 15–20%.

Ключевой элемент всего комплекса — завод СПГ. При сжижении газа используется каскадный

процесс сжижения (лицензия СопосоPhillips) или процесс со смешанным хладагентом и пропаном для предварительного охлаждения (лицензия Air Products and Chemicals Inc).

Можно использовать два метода возведения завода СПГ: традиционный и модульный.

При традиционном строительстве завода СПГ на суше необходимы наличие дешевых трудовых ресурсов, соответствующая площадь без большого объема подготовительных работ, благоприятные климатические условия для круглогодичного проведения работ, большие площади для строительства объектов.

Строительство традиционным методом обеспечивает снижение затрат, гибкость графика выполнения работ, использование большого количества неквалифицированных рабочих ресурсов, высокую долю участия местных компаний. С использованием такого метода возводился завод СПГ в Египте.

Используется и модульный метод строительства, когда высокая стоимость местных рабочих ресурсов, значительные объемы подготовительных работ на площадке, сложные природно-климатические условия.

Модульный подход позволяет уменьшить площадь, занимаемую заводом, при условии использования водяного охлаждения, уменьшить площадь строительства, сократить количество занятых рабочих на 1/3, обеспечить большую эффективность и качество работ.

При строительстве завода СПГ в Хаммерфесте (Норвегия) использовалась концепция баржи. Это единственный пример такого строительства в мире. Эта концепция была выбрана потому, что необходимо было уменьшить площадь, занимаемую заводом, ограниченную островом, ограниченными площадями для складирования и для базы проживания на острове. Кроме того, высокая стоимость рабочей силы и ограничения по ее привлечению тоже способствовали выбору именно этой концепции — при таком методе строительства рабочие на площадке составляют

30–40% от рабочих, задействованных при использовании модульного метода.

Уже прошлый год показал, что Штокман завяз в трясине, прежде всего, экономических проблем

С использованием данного метода завод СПГ производительностью 4,3 млн тонн сжиженного газа в год был построен за 60 месяцев. Максимальное количество

И хотя технологические проблемы выдавались за основные, инвесторов не устраивал налоговый режим проекта

привлекаемых к строительству завода рабочих составило 3500 человек. Концепция баржи дала возможность построить более компактный завод, заранее разместив заказы на изготовление оборудования и сократив объем работ на 35–40%.

Statoil в течение трех недель велено определиться с ОИР. Компания обещала, но вряд ли справится с поставленной В.Путиным задачей

Есть еще один метод строительства завода СПГ — это плавучий завод. Первый такой завод строится в Корею по заказу компании Shell. Он может использоваться как в море, так и у берега. Завод разместится на судне размерами 425х65 метров и будет со-

На Петербургском экономическом форуме российским лидерам, скорее, придется признать изъядны в газовой инвестиционной стратегии

стоять из 16 модулей весом от 1500 до 5500 тонн.

При строительстве модульного завода СПГ (такowymi, по-видимому, будут заводы в Териберке) 1,5 года требуется для предпроектных работ и подготовки документации. После этого специа-

листы переходят к детальному проектированию, на которое

Свой возможный «заход» в Штокмановский проект Shell легко увяжет с теми морскими налоговыми льготами, которые обещал В.Путин

отводится также более 1,5 лет. С момента начала детального про-

Это означает, что ввод Штокмана ранее 2016 года — даже при благоприятной мировой конъюнктуре — случиться не может

ектирования параллельно ведутся закупки и заключаются субподряды. На это отводится два года с завершением к концу четвертого года от момента принятия ОИР.

Изготовление и транспортировка модулей охватывает третий и четвертый год от принятия ОИР. На шесть месяцев дольше (всего 30 месяцев) строятся резервуары СПГ и верхние строения причала. Сдача объектов завода СПГ и береговой инфраструктуры охватывает конец четвертого года с начала работ и длится 16 месяцев.

Линия 1 готова к эксплуатации через 63 месяца — без аврала — после начала работ.

Добавим к этому еще три недели, которые В.Путин 25 мая отвел Statoil и его президенту Х.Лунду на принятие ОИР до Петербургского форума. Но поскольку тот признал «большое количество проблем» по проекту, то их решение за столь короткий срок возможным не представляется.

Тем более что до сих пор никто и никогда не озвучивал информацию о том, есть ли уже у Штокма-

на налоговые преференции. Они официально, как известно, появятся только с наступлением 2016 года — не потому ли президент подгоняет норвежского инвестора, что надеется аврально запустить проект до этого срока? Мол, если у Statoil не получается, то это будет другая компания. Shell, по мнению А.Миллера.

На наш взгляд, ситуация со Штокманом и демонстрирует изъяны газовой инвестиционной стратегии, и подсказывает самый рациональный подход к масштабным проектам с одновременным укреплением имиджа российского президента. Все — от чертежа до контракта — доверить частному капиталу, который потом 51% полюбовно продаст «Газпрому». Тут и гадать нечего: получится и быстрее, и качественнее, и экономичнее, и прозрачнее. Тот же Shell это уже давно доказал на Сахалине. 

16-я КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2012

САХАЛИН И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК РОССИИ -
ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

25 – 27 сентября 2012, Сахинцентр, Южно-Сахалинск, Россия

ПОЛУЧИТЕ СТРАТЕГИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ О БУДУЩЕМ РАЗВИТИИ ИНДУСТРИИ:

Вы сможете услышать выступления от **50+ докладчиков**, руководителей высшего звена компаний, поучаствовать в дискуссиях о коммерческих возможностях и будущих планах компаний, задействованных в индустрии нефти и газа Сахалина. В этом году будут также обсуждаться и другие проекты на Дальнем Востоке, включая проекты на Магадане, Камчатке, Республике Саха, Чукотке. Мы сможем услышать новости о планах строительства СПГ завода во Владивостоке, строительстве трубопроводов в регионе, газификации, комплексов по переработке и многое другое.

Всем читателям СКИДКА 10%!*
VIP код **ORC21NGV**

*условия и ограничения

Организатор:



При участии и официальной поддержке:



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ

400+ УЧАСТНИКОВ
ИЗ 20 СТРАН В 2011 г.!

За более подробной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Ае Назаровой по тел. +44 20 7017 7451 или Кристине Рэйберн по тел. +44 20 7017 7430, либо по электронной почте: aya@adamsmithconferences.com / christina@adamsmithconferences.com

Тел. +44 (0)20 7017 7444
Факс +44 (0)20 7017 7447
sakhalin@adamsmithconferences.com
www.sakhalin-oil-gas.com

ВЛАДИМИР БОРИСОВ:

РОССИЯ ОСТРО НУЖДАЕТСЯ В СОЗДАНИИ ЦИВИЛИЗОВАННОГО РЫНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ

БОРИСОВ Владимир Александрович — Президент Тюменской Ассоциации нефтегазосервисных компаний, Генеральный директор МП «ГеоИнтЭК», член Высшего экологического совета при Комитете по природным ресурсам, природопользованию и экологии Государственной Думы Российской Федерации. По инициативе Владимира Борисова в декабре 2009 года была создана Тюменская Ассоциация нефтегазосервисных компаний, цель которой — объединить и умножить общие силы сервисных компаний, собрать воедино их интеллектуальные и материальные ресурсы. Только за счет консолидации усилий возможно добиться максимального успеха. Взаимодействие предприятий в рамках Ассоциации помогает обмениваться опытом и совершенствовать технологии проведения исследований, предоставлять недропользователям комплекс услуг — от проектирования и бурения до консервации скважин.



Тюменская Ассоциация нефтегазосервисных компаний — общественная организация, которая активно поднимает и обсуждает накопившиеся проблемы отрасли, предлагая различные варианты их решения. Этому способствовал круглый стол «Пути формирования цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и нефтесервисных услуг», прошедший в Тюмени 17 апреля 2012 года при участии представителей власти. Модератором круглого стола выступил Владимир Борисов.

Для реализации принятых решений создана рабочая группа, в которую вошли члены Тюменской Ассоциации нефтегазосервисных компаний, представители ОАО «РУ-Энерджи Групп», «Бурсервис» и другие компании. Цель рабочей группы — доработать принятые решения и довести резолюцию до органов власти и нефтегазовых компаний.

Все участники круглого стола сошлись во мнении, что российский рынок нефтесервисных услуг и оборудования на сегодняшний день крайне неустойчив. Нет четко определенных правил и раз-

деления обязанностей между заказчиками и контрагентами.

Задача ближайшего будущего — создание цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и нефтесервисных услуг.

Подробные итоги круглого стола, предложения, выступления всех участников, обмен мнениями, полный состав рабочей группы выложены на сайтах www.tangsk.ru и www.angi.ru



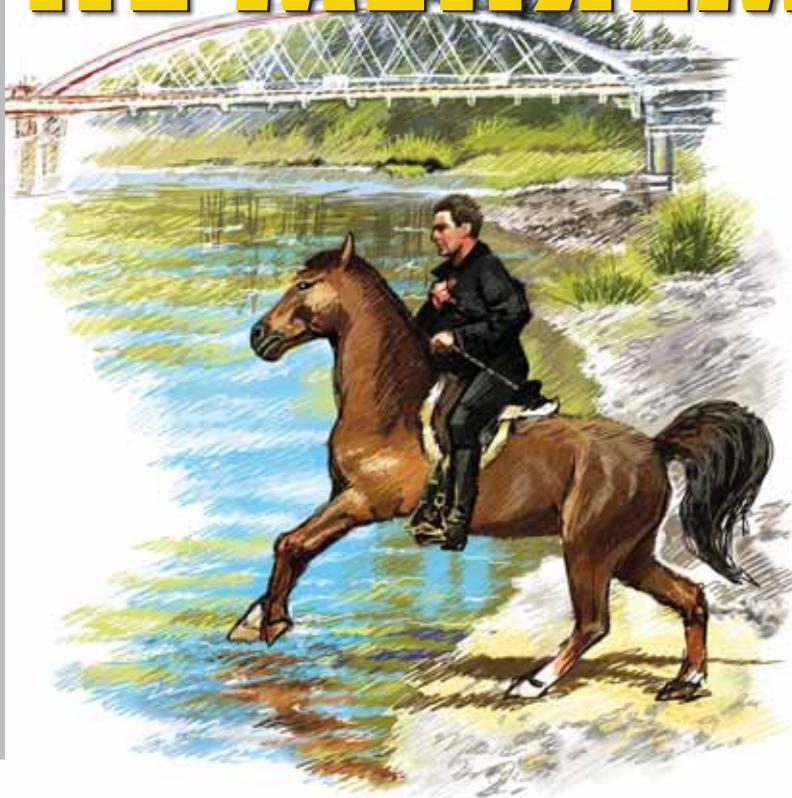
Тюменская Ассоциация нефтегазосервисных компаний
Тюмень, ул. Самарцева, 18
Тел.: (3452) 31-76-03, 32-81-19
Info@tangsk.ru



Тюменская
Ассоциация
Нефтегазосервисных
Компаний

ЛОШАДЕЙ НА ПЕРЕПРАВЕ НЕ МЕНЯЕМ

По материалам выступления АЛЕКСАНДРА МЕДВЕДЕВА, заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром», на XXV Мировом газовом конгрессе



Нет-нет, доклад топ-менеджера «Газпрома» на очередном газовом конгрессе в Малайзии носил совсем другое название — «Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста». «Вертикаль» лишь отразила его суть, равно как и неизменность газовой стратегии.

«Золотой век газа» России базируется на обильной ресурсной базе, экономичности и экологичности газа, долгосрочных контрактах и трубопроводных маршрутах, посильном участии в спотовой СПГ-торговле, тренде повсеместного будущего роста спроса на газ.

В свою очередь, либерализация и энергобезопасность — далеко не синонимы, да и сам природный газ — как *default fuel* — представляет собой едва ли не важнейший фактор устойчивого глобального роста...

Сланцевый газ, по словам А.Медведева, как и низконапорный, «Газпром» оставляет потомкам в качестве стратегического резерва, остаточно сосредоточившись — после привычного природного — на газе угольных пластов.

Были и изюминки. Новизна первой из них состоит в том, что в качестве альтернативного энергоресурса для определения (индексации) цен и снижения их волатильности в будущем «Газпром» предлагает выбрать не истощаемый ресурс, а возобновляемый: ФСЭГ есть чем заняться.

Вторая — предложение А.Медведева вскладчину газифицировать мировой транспорт: ведь при этом эмиссия вредных веществ радикально сокращается...

Наш форум проходит под девизом «Sustaining Future Global Growth». В нем выражена главная задача, которая стоит сегодня перед нами — энергетиками и газовиками — в кратчайшие сроки обеспечить удовлетворение растущего спроса на энергоносители и одновременно добиться улучшения экологических показателей энергетики.

По расчетам демографов, население Земли в 2035 году составит 8,5 млрд человек. На этот же горизонт специалисты из разных стран прогнозируют результаты реализации возможной стратегий развития мировой энергетики. Между тем, уже 3 сентября 2011 года на нашей планете родился 7-миллиардный человек. И этим миллиардам людей уже сегодня нужна благоприятная среда обитания и энергия для обеспечения экономического роста.

Default fuel

Вполне возможно, что будущее — за возобновляемыми источниками энергии и технологиями, которые еще не вышли за пределы экспериментальных лабораторий. Но сейчас основная генерация энергии приходится на долю ископаемого топлива. Более того, нужда в доступной энергии по доступным ценам сегодня настолько велика, что мы наблюдаем — с большой озабоченностью — за стремительным увеличением использования угля, наиболее интенсивного источника вредных выбросов.

Темпы роста мирового спроса на энергоресурсы явно опережают темпы развития технологий энергообеспечения на основе энергии ветра, солнца, морских приливов или улавливания углерода из промышленных выбросов. Значит, мировой экономике для устойчивого развития не-

медленно нужна энергетическая альтернатива. И эту альтернативу предлагает природный газ.

Неиспользованный потенциал углеводородной энергетики весьма велик. Если мировые извлекаемые запасы нефти оцениваются в 182 млрд тонн, то общие извлекаемые запасы природного газа оцениваются примерно в 850 трлн м³. Еще больший неиспользованный технологический потенциал — газовые технологии практически готовы к расширенному применению в мировом хозяйстве, и экономическая эффективность применения природного газа для достижения экологических целей в энергетике хорошо известна специалистам. Специалисты и аналитики все увереннее говорят о наступлении «Золотого века природного газа».

Однако чтобы выполнить свою миссию и обеспечить мировую экономику «топливом по умолчанию» (default fuel — широко разошедшееся в кругах специалистов выражение Дэниела Ергина, руководителя и главного аналитика IHS CERA), сама газовая от-

расль должна удержаться на пути устойчивого развития. И ключ к решению этой задачи — интеграция в широком смысле этого слова: это — интеграция рынков, это — интеграция технологий, это — интеграция инноваций с надежными наработками, которые обеспечили выход газовой отрасли на сегодняшние рубежи.

Газовая индустрия в последнее десятилетие претерпела существенные, поистине революционные изменения.

Кажется, еще совсем недавно газовый мир был поделен морями и океанами на региональные сегменты, внутри которых безраздельно царствовал трубопровод. Бурное развитие технологий СПГ в течение одного десятилетия кардинально изменило картину, породив надежды на тотальную глобализацию газового бизнеса, на стирание границ между рынками, расположенными на различных континентах и материках.

Но не успели отраслевые планировщики сформировать новую глобальную картину газового бизне-

са, как прорыв в коммерциализации так называемых нетради-

Темпы роста мирового спроса на энергоресурсы явно опережают темпы развития технологий энергообеспечения на основе ВИЭ: газ им альтернатива

ционных технологий добычи газа снова внес существенные изменения в условия игры. Теперь стало хорошим тоном говорить о том, что будущее газовой отрасли

Если мировые извлекаемые запасы нефти оцениваются в 182 млрд тонн, то общие извлекаемые запасы природного газа оцениваются примерно в 850 трлн м³

принадлежит альтернативным источникам природного газа.

Перед нами рисуется новая перспектива повсеместного превращения импортеров газа в экспортеров, чуть ли не тотального самообеспечения и перестройки всей миро-

ИНТЕРТЕХ ЭЛЕКТРО

Инжиниринговая компания «Интертехэлектро»

выполняет комплексные инвестиционные проекты по строительству энергоисточников на базе EPC/EPCM контрактов.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

• Управление проектами

- **Комплексный инжиниринг:**
- выбор площадок строительства
- разработка проектной документации
- формирование технической политики и концепций энергоснабжения
- выполнение функций заказчика-застройщика

• Строительство «под ключ»

- осуществление полного комплекса работ по поставке оборудования, выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, шеф-монтаж и сервисное обслуживание

• Оказание услуг технического агента

НОЯБРЬСКАЯ ПЭ

Строительство энергоисточника в условиях крайнего Севера

- Мощность: электрическая 122,6 МВт, тепловая 95 Гкал/ч
- Используемое топливо: газ
- Электростанция состоит из двух моноблоков по 62 МВт



Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск

Станция введена в эксплуатацию 19 ноября 2010 года

ПРИБОБСКАЯ ГТЭС

Опыт работы в нефтегазовом комплексе

- Мощность: электрическая 315 МВт
- Используемое топливо: попутный нефтяной газ
- Используемое оборудование: семь газотурбинных установок Siemens SGT-800 мощностью 45 МВт каждая



Ханты-Мансийский автономный округ, левобережная часть Приобского месторождения

В декабре 2011 проведено комплексное опробование оборудования станции

www.ite-ng.ru

107045, Россия, г. Москва, Уланский переулок, д.24, строение 1
тел.: (495) 644-44-30, факс: (495) 660-97-17, E-mail: info@ite-ng.ru

ПРИГЛАШАЕМ НА СТЕНД КОМПАНИИ ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО НА ВЫСТАВКЕ «НЕФТЕГАЗ-2012». СТЕНД № 83С6

Очень неравномерной выглядит карта государственного регулирования рынка газа. Значительная часть государств предпочитает регулирование биржевому ценообразованию. Рынок вполне объективно сохраняет черты традиционной организации. И это обстоятельство необходимо учитывать в интересах устойчивости всей мировой системы газообеспечения, особенно, когда речь заходит о совершенствовании ценообразования и системы контрактирования в газовой отрасли.

Как нам представляется, примитивная, почти оруэлловская схема «биржа — хорошо, индексирование — плохо» сегодня не актуальна. Считаем, что в поисках оптимальных решений мы, прежде всего, должны думать об обеспечении инвестиционной привлекательности добычи и транспортировки газа. При этом не надо забывать, что при всех инновациях в организации бизнеса в эпоху СПГ долгосрочные контракты сохранили свою актуальность как средство разделения рисков и обеспечения долгосрочных инвестиций.

Сейчас самое время определить направления совершенствования этой системы. Контракты могут строиться как на принципах спотового ценообразования, так и на соответствии цен на альтернативные энергоресурсы. Мы считаем, что контракты, базирующиеся на цене ресурсов-заменителей, в максимальной степени могут быть адаптированы к целям обеспечения устойчивого развития отрасли. Новизна может состоять в том, что в качестве альтернативного энергоресурса для определения (индексации) цен в будущем можно было бы выбрать не истощаемый ресурс, а возобновляемый.

Если в прошлом, на заре газовой индустрии в рамках голландской модели долгосрочного ценообразования, такой устойчивой альтернативой истощаемому Гронингенскому месторождению выступила нефть, то сегодня такую альтернативу могла бы дать возобновляемая энергетика или производные от нее цены на электроэнергию.

А пока этого не произошло, нужно весьма осторожно относиться к предложениям об отказе от индексации по нефтяным ценам. Необходимо использовать имеющиеся средства для нейтрализации негативных сторон состоявшегося некогда превращения нефтяных фьючерсов в биржевой спекулятивный инструмент.

Тренд повышения цен на нефть за последние полтора века нагляден. Этот тренд считается главной причиной разрыва между ценами индексированных и спотовых контрактов на природный газ. Однако мы считаем, что значительно большей помехой устойчивому развитию отрасли является не собственно восходящий тренд, а заметно усиливающаяся волатильность.

Эта волатильность является отражением неопределенности и неуверенности в перспективах развития, а такая неопределенность — фактор, отрицательно влияющий на инвестиционную деятельность. На наш взгляд, именно долгосрочные контракты являются средством снижения волатильности и рисков, связанных с неопределенностью будущего, защиты экономических интересов поставщика и потребителя.

вой системы газового бизнеса на принципах биржевой торговли и

Сама газовая отрасль должна удержаться на пути устойчивого развития. И ключ к решению этой задачи — интеграция

полной либерализации рынков.

В этих условиях, как нам представляется, крайне необходим трезвый взгляд на происходящее.

Несмотря на высокие темпы роста поставок СПГ, лидерство по-прежнему принадлежит трубопроводному транспорту

Мы должны видеть перспективу не такой, какой хотелось бы, а такой, какой она может стать, если

мы будем действовать, опираясь на реалии сегодняшнего дня. Каковы же эти реалии?

Рынки

Мировой газовый бизнес вошел в стадию всесторонней диверсификации и структурного многообразия. Только за 2011 год мировая торговля газом увеличилась на 4,2%. Этот рост был обеспечен за счет увеличения экспорта из России, Катара и Туркменистана. При этом, несмотря на высокие темпы роста поставок СПГ, лидерство по-прежнему принадлежит трубопроводному транспорту. Региональные трубопроводные системы продолжают активно развиваться, а межрегиональные комплексы транспортировки сетевого и сжиженного га-

за дополняют их, отвечая на динамику мирового роста.

С развитием международной торговли экспортные газопроводы, которые ранее соединяли две страны — экспортера и импортера, начали трансформацию в трансконтинентальные системы. Сегодня уже существует трансграничный рынок газа на Североамериканском континенте. Евросоюз работает над созданием единого европейского рынка газа. Не прекращаются интеграционные процессы в растущей Единой системе газоснабжения стран бывшего СССР.

Несмотря на мощные факторы глобализации, сегодня реально существуют три макрорегиональных рынка — Северной Америки, Европы и Восточной Азии. И каждый из этих рынков сохраняет свое региональное своеобразие.

На региональную специфику указывают, в частности, ценовые показатели природного газа в различных регионах. Глобальные поставщики СПГ пока не в состоянии удовлетворить запросы настолько, чтобы организовать конкуренцию «газ-газ» на уровне, достаточном для выравнивания цен в глобальном масштабе. Цены в Восточной Азии заметно превышают европейский уровень, не говоря уже об американских ценах, которые находятся фактически за защитным барьером государственной политики, направленной на использование природного газа в качестве средства перезапуска американской экономики.

Если Северная Америка планирует свое экономическое будущее в расчете на самообеспечение углеводородным сырьем, то в Европе мы наблюдаем обратный процесс, и европейские потребители будут нуждаться во все больших объемах импорта.

Свои особенности — на Востоке. Развивающиеся экономики Азии требуют все больше энергии, при этом зачастую не имеют возможности руководствоваться экологическими соображениями в определении энергетических приоритетов. Там наибольшую актуальность приобретает вопрос о доступе растущего населения к современным источникам энер-

гии и об обеспечении энергоресурсами экономического роста. Данные показывают, что такие страны, как Китай, Индия, в ближайшие годы будут главными генераторами спроса на энергоресурсы, а этот спрос будет поддерживать соответствующий тонус азиатского газового рынка.

Либерализация

Не менее ответственного подхода требует проблема либерализации рынков природного газа. Призванная обеспечить наилучшее качество услуг поставщика и наиболее низкую цену, при определенных условиях она может дать обратный результат.

Либерализация рынков находится в зависимости от региональных особенностей и уровня обеспеченности ресурсами. Наиболее либерализованные рынки Северной Америки и Великобритании в их нынешнем виде сложились в периоды высокой самообеспеченности. Когда же речь идет о рынках, зависимых от

внешних поставок, даже высокий уровень диверсификации поставщиков не может стать полной гарантией бесперебойности газоснабжения.

Такие гарантии предоставляет наличие поставщиков, имеющих долгосрочные обязательства, и гарантированные системы доставки и сбыта. При этом вертикальная интеграция компаний-поставщиков становится инструментом стимулирования развития минерально-сырьевой базы и добычных мощностей. То есть, либерализация и энергобезопасность далеко не синонимы. Наиболее надежный путь к энергобезопасности — это путь гибкого баланса между различными подходами, между старым (хорошо зарекомендовавшим себя) и новым (сущим новые выгоды и перспективы), включая баланс между спотом и долгосрочным контрактом.

Трубопроводы

Оценивая перспективу устойчивого развития газовой отрасли,

«Газпром» с максимальной степенью ответственности определяет свои корпоративные приоритеты, преследуя не только цель извлечения максимальной прибыли, но также долгосрочные интересы наиболее широких кругов стейкхолдеров. В своих расчетах мы опираемся на наше видение новой архитектуры мировых газовых рынков, на наши реальные возможности, имеющиеся у нас ресурсы, техническое оснащение, географию размещения запасов, добычные и транспортные мощности.

В своих планах мы исходим из расчета роста мирового спроса на газ на 55% к 2035 году. Этот рост более чем на 80% будет обеспечен развивающимися экономиками стран, не входящих в ОЭСР.

Мы также исходим из того, что запасов газа, в том числе принадлежащих «Газпрому», достаточно для обеспечения ежегодного спроса на уровне 5 трлн м³. При необходимости возможно увеличение добычи еще на 0,5 трлн кубов. Но в этом случае замыкаю-



10-я международная газовая выставка технологий распределения и использования газа

4 – 6 сентября 2012 года • Москва, КВЦ «Сокольники»

забронируйте стенд на сайте



www.gassuf.ru

• Производство, хранение, транспортировка и использование газовых видов моторного топлива

• Автомобили на СУГ, КПГ, СПГ, Биометане, Водороде, Топливных элементах

• Использование природного газа

• Автономная газификация

• Заправочная техника

Организатор:



При поддержке:



Генеральный информационный партнер:



щие цены добычи возрастут приблизительно на 50%.

Мы предполагаем дальнейшее развитие межрегиональной и межконтинентальной торговли природным газом, что обусловлено неравномерностью размещения ресурсов. И при этом мы прогнозируем, что после завершения создания газопроводных систем на евразийском пространстве между Алжиром и Западной Европой, а также Россией и Китаем, может сформироваться гигантский трансконтинентальный газовый рынок, охватывающий страны Европы и Азии. Анализ возможных сценари-

качестве приоритетного и рассчитываем, что российский (газпромовский) газ будет занимать на нем около 30% доли рынка.

В отношении развития СПГ мы придерживаемся принципа достаточности, учитывая направление основных газовых потоков и перспективы их развития. Тихоокеанское направление обеспечивается комплексом мероприятий с опорой на проекты о. Сахалин и перспективный проект во Владивостоке. В зону морских перевозок в Атлантическом бассейне мы войдем, опираясь на проект освоения Штокмановского месторождения.

Нетрадиционный газ

Мы исходим из того, что наиболее оправданной стратегией развития «Газпрома» для обеспечения устойчивого развития мировой газовой отрасли является стратегия опоры на традиционные ресурсы природного газа. Что касается нетрадиционных — они также находятся в поле нашего постоянного внимания.

При этом мы полагаемся на оценки наших специалистов («ВНИИГАЗ Газпром»), согласно которым в мировой структуре нетрадиционных ресурсов газа угольный газ и газ низкопроницаемых коллекторов в совокупности превышают оценочные ресурсы сланцевого газа. Причем, на территории России по количественному показателю доминирует газ низкопроницаемых коллекторов, за ним следует газ угольных пластов.

Исходя из этого, мы в приоритетном порядке занимаемся развитием технологии добычи угольного газа, оставив сланцевые ресурсы в качестве стратегического резерва для будущих поколений.

Наша работа по выстраиванию сбалансированной стратегии компании представляется нам нашим вкладом в реализацию прогнозов (МЭА, WEO '2011) о том, что к 2035 году Россия будет крупнейшим контрибьютором в глобальное увеличение снабжения мировой экономики природным газом.

Объединить усилия

Наиболее перспективным в этом отношении является транс-

порт. На его долю приходится 27,5% в мировом ТЭБ с прогнозом роста до 30,8% к 2035 году (ИНЭИ ОАН). На его же долю приходится около 28% выбросов CO₂. Между тем известно, что применение природного газа в автомобильном транспорте дает значительный экономический эффект. При этом эмиссия вредных веществ радикально сокращается.

Расширение использования природного газа — это вполне отчетливая, хорошо видимая перспектива. Следствием того газового бума, который мы сегодня наблюдаем в Северной Америке, станут дополнительные инвестиции в технологии использования природного газа, в том числе на транспорте. А в конечном итоге это приведет к расширению рынка для природного газа в качестве моторного топлива.

Над этой темой мы работаем давно. Еще в бывшем СССР разрабатывались технологии применения природного газа в качестве топлива не только для автомобилей, но и для других видов техники, включая железнодорожные локомотивы и самолеты гражданской авиации.

Сегодня «Газпром», являясь лидером газомоторного рынка России, активно работает над развитием соответствующего сегмента национального автотранспорта. Но для достижения ощутимых результатов необходимы международные усилия. Необходимо вовлекать в общую деятельность автомобилестроителей и компании, готовые к сотрудничеству в области международных инфраструктурных топливных проектов.

«Газпром» готов к такому сотрудничеству.

Нам всем нужен международный проект, целью которого будет расширение инфраструктуры обслуживания и заправок NGV, а также дополнительные меры по стимулированию и расширению номенклатуры производства транспортных средств. Такой проект может быть реальным вкладом в борьбу за предотвращение климатических изменений, и в генерацию новых импульсов экономическому развитию. 

Глобальные поставщики СПГ пока не в состоянии удовлетворить запросы настолько, чтобы организовать конкуренцию «газ-газ»

ев развития системы транспортных потоков до 2035 года показывает, что транспортная и экспортная работа «Газпрома» будет опираться на поставки, осуществляемые по трубопроводам, проложенным по суше и морскому дну.

Трубопроводный транспорт — основа стратегии «Газпрома» по обеспечению устойчивого функционирования системы снабжения природным газом как российских, так и зарубежных потребителей. Новым словом в обеспечении безопасности поставок на европейский рынок стал проект «Северный поток». Развитием этого успеха будет прокладка другого экспортного газопровода — по дну Черного моря. Причина нашей уверенности достаточно очевидна — за этим проектом стоит реальный газ российских месторождений, в количестве, достаточном для обеспечения нового канала (Южного коридора) энергообеспечения Европы.

Не сомневаемся мы и в том, что в Европе российский газ будет востребован. Об этом свидетельствуют оценки наших непосредственных партнеров. Об этом говорят и прогнозы международных энергетических организаций. Более того, несмотря на то что Европа поставила себе задачу снижения энергоемкости своей экономики, и, невзирая на проблемы экономического роста, мы по-прежнему рассматриваем европейский рынок в

Международная выставка «НЕФТЯНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. АЗС И АГЗС»



PETROLEUM

В рамках выставки  **IDES**

16-18 ОКТЯБРЯ 2012

КРАСНОДАР, Кубань ЭКСПОЦЕНТР, ул. Зиповская, 5

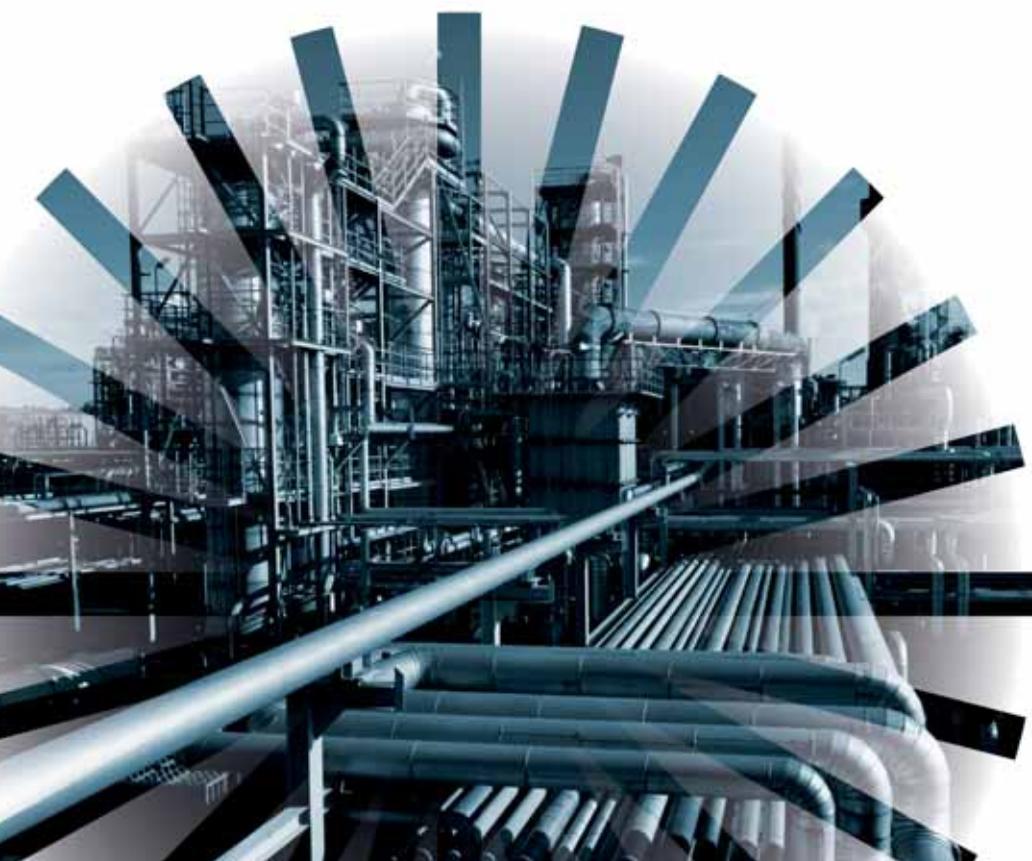
Деловая программа выставки:

- Международный отраслевой «ЮЖНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС», соорганизатор – Корпоративный клуб «Газпром на Кубани»
- Конференция «ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ», организаторы – НП «СоюзПрогрессГаз», журнал «Территория НЕФТЕГАЗ»
- Конференция «ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ», организатор – ОАО «НПО «Промавтоматика»
- Конференция «ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ», организатор – ОАО «НИПИгазпереработка»
- Вручение премии «ЭкоЮг»

Информационный
партнер:



ITE Moscow
+7 (495) 935-73-50
+7 (495) 935-73-51
ides@ite-expo.ru





ОРГАНИЗАТОРЫ



ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ



СПОНСОРЫ КОФЕ-БРЕЙКОВ



В апреле прошла 9-я Международная практическая конференция «Механизированная добыча 2012», организованная «Вертикалью» совместно с Экспертным советом по механизированной добыче нефти.

Форум традиционно собрал и производителей, и потребителей профильных технологий и услуг — три сотни специалистов делились своим опытом, мнениями и оценками состояния и перспектив развития важнейшего сегмента нефтедобычи.

Для этого едва хватило 10 сессий: «Итоги и прогнозы», «Новые технологии и оборудование», «Энергосберегающие технологии», «Интеллектуальные системы управления и оптимизации добычи нефти», «Осложненные условия эксплуатации», «ОРЭ и ОРЗ», «Системы ППД», «Эксплуатация и ремонт».

Отличительной особенностью мероприятия стал 20-летний Юбилей ООО НПФ «Пакер» — генерального спонсора конференции: на искренние поздравления коллег по цеху топ-менеджеры компании из Башкортостана — лидера по проектированию, производству и сервисному обслуживанию пакерно-якорного оборудования и скважинных компоновок для эксплуатации, интенсификации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин — отвечали и докладами, и оригинальными памятными сувенирами. Их обладателями стали те выступающие, доклады которых Экспертным советом по механизированной добыче по каждой сессии были признаны лучшими. Как говорится, лучшие поздравляли лучших...

По понятным причинам тематика докладов мало чем отличалась от прошлой годней, но с нетерпением и заинтересованностью ждали именно те, что свидетельствовали в пользу «наилучших достигнутых технологий»: и по цене, и по качеству, и по срокам поставки. К сожалению, отечественные компании со своими рыночными предложениями порой все еще уступают зарубежным аналогам.

Особый интерес участников МД '2012 был проявлен к сервисному обслуживанию: НОВОМЕТ, к примеру, в продолжение политики проката технологических решений претворяет в жизнь идею комплексного обслуживания, когда все работы по скважинам, в которых эксплуатируются УЭЦН, объединены в рамках единого договора...

В ближайших номерах «Вертикали» будут опубликованы основные итоги и доклады конференции, а также материалы развернувшихся тематических дискуссий: коммерческой тайны, конечно же, никто не раскрывал, но по сути содержания вопросов и ответов дискуссионная часть интеллектуально ни в чем не уступала программной. Каждый смог увезти с собой и официоз, и то, что позволили кулуары: практическая польза и была стратегической установкой конференции.

По традиции начинаем с живописания итогов и прогнозов...

*Аналитическая служба
 «Нефтегазовой Вертикали»*

ОРГКОМИТЕТ: (495) 510-57-24
 artlift@ngv.ru; www.ngv.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
 ИНФОРМАЦИОННЫЙ
 СПОНСОР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ
 СПОНСОРЫ



ОРГАНИЗАТОРЫ



ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ

МОДЕРНИЗАЦИЯ НАСОСОВ ЦНС И ПРОГРАММА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ



В настоящее время используемые в системах ППД центробежные насосы являются наиболее крупными единичными потребителями электроэнергии. Из всего объема потребляемой электроэнергии при добыче нефти, как известно, более 30% приходится на систему ППД и, в частности, на насосы типа ЦНС — более 60–70%. Снижение потребления электроэнергии в системах ППД является весьма актуальной и технически сложной проблемой.

В результате выполнения аудитов в 2005–2006 гг. и 2007–2009 гг. на предприятиях ОАО «ТНК-ВР» установлено, что состояние систем ППД на Самотлорском месторождении в части энергосбережения оставляет желать лучшего. Причиной тому служит применение устаревших технологий в процессах эксплуатации скважин систем ППД и в целом по разработке месторождений.

Рекомендации и задачи по снижению электропотребления и повышению ресурса насосов типа ЦНС после капитального ремонта

- Вывод в ремонт насосов ЦНС180, ЦНС200, ЦНС240 при снижении КПД на 7–8%, а насосов ЦНС500 при снижении КПД на 5–6%;
- Доведение характеристик эксплуатирующихся насосов ЦНС

после проведения капитального ремонта до уровня новых;

- Увеличение ресурса работы насосов до капремонта как минимум в два раза;
 - Снижение энергопотребления насосов за счет повышения КПД;
 - Модернизация насосов типа ЦНС при капитальном ремонте с целью обеспечения производительности от 45 до 240 м³/ч в зоне максимального КПД путем установки в насосы сменных проточных частей на параметры 45, 63, 90, 180, 240, 315, 500 (630), 800;
 - Адаптация рабочих характеристик высоконапорных насосов под конкретные условия эксплуатации.
- Эти мероприятия позволят обеспечить снижение потребления электроэнергии в системе ППД от 5% до 16%.

Мы предлагаем Потребителю:

- Ремонт высоконапорных насосов в ЗАО «Нижневартовскремсервис» (Группа ГМС) с использованием полноразмерного ремонтного комплекта, в состав которого в обязательном порядке входят новая проточная часть насоса (рабочие колеса, направляющие аппараты и уплотнительные кольца, вал) и, как правило, упругая пластинчатая муфта, комплект торцевых уплотнений, датчик осевого сдвига ротора;
- Проектирование и изготовление ремонтного комплекта в индивидуальном порядке с конкретной привязкой к габаритам и основным корпусным деталям насоса и в соответствии с условиями эксплуатации, определенными заказчиком;
- Ремонт насосов с использованием высоколегированных и высокопрочных материалов, повышающих коррозионную стойкость деталей насосов в три-четыре раза;
- Повышение ресурса насоса за счет применения новых материалов;
- Проведение стендовых приемо-сдаточных испытаний модернизированных насосов в ЗАО «Нижневартовскремсервис» и натуральных

испытаний на БКНС с привлечением представителей заказчика;

- Доработка проточных частей рабочего колеса и направляющего аппарата для увеличения подачи и КПД, а в некоторых случаях, по требованию заказчика, доработка рабочих колес и направляющих аппаратов для сдвига рабочей зоны;
- Увеличение надежности основных узлов насосов за счет совершенствования их конструкций, а также внедрения новых узлов:
 - а) торцевых уплотнений по API 682;
 - б) пластинчатой муфты с целью повышения демпфирующих свойств и уменьшения трудоемкости обслуживания;
 - в) датчиков осевого сдвига с целью исключения аварийных ситуаций;
- Реставрация приемных и выкидных крышек (облицовка) с применением нержавеющей проволоки СВ12Х18Н10Т и получением коррозионно-стойких поверхностей.

С учетом потребностей заказчика за 2007–2010 гг. нашим предприятием было модернизировано около 100 насосов системы ППД для ОАО «Сургутнефтегаз», РН «Юганскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Газпромнефть-Хантос», «ТНК-Нижневартовск» и др.



НИЖНЕВАРТОВСКРЕМСЕРВИС

ЗАО «Нижневартовскремсервис»
(Группа ГМС)
628606 ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, ул.Авиаторов, 27
тел.: (3466) 63-30-58,
факс: (3466) 63-31-67
e-mail: Secretary@nv-rs.ru
www.nv-rs.ru
www.groupgms.ru

В.П. ВАСИЛЕНКО
Заместитель управляющего директора
по техническому развитию
ЗАО «Нижневартовскремсервис»

ООО «ПОЗИТРОН»

ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ТОЧЕЧНОЙ И КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН



В.В. ОЛЕХОВ
Генеральный директор

«Позитрон» является разработчиком и производителем широкой номенклатуры оборудования для обеспечения технологического процесса добычи, подготовки, транспортировки нефти и газа. За последние пять лет путем внедрения новых разработок было выпущено значительное количество продукции, такой как установки для дозированной подачи реагентов типа УДР и УДРВП общепромышленного и взрывозащищенного исполнения, блоки водораспределительных гребенок типа БВРН; шкафы высоковольтные газоотделительные типа ШСВГ; обратные и сливные клапаны серии КОС и КС для погружных насосных установок.

Дополнительно наша компания предоставляет широкий спектр услуг гарантийного и постгарантийного сервисного обслуживания, монтажные работы, выполнение измерений и испытаний электрооборудования, а также кабельных линий, как для оборудования собственного производства, так и оборудования других производителей. Для оперативной работы ООО «Позитрон» созданы сервисные центры, расположенные в Пермском крае, Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах.

От рынка нефтегазового оборудования сегодня напрямую зависит развитие нефтегазовой отрасли в регионе. Качественное оказание услуг, внедрение новейших технологий — залог стабильной работы топливно-энергетического комплекса. Для большинства нефтедобывающих компаний одной из главных проблем при разработке нефтяных месторождений является борьба и предупреждение осложнений в процессе добычи нефти, связанных с образованиями асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) и высоковязкой водонефтяной эмуль-

сии, с отложениями солей, коррозией глубинно-насосного оборудования, наличием сероводорода в добываемой жидкости. ООО «Позитрон» внимательно изучает вопросы, возникающие при осложнениях механизированной добычи нефти, и предлагает способы их решения.

Решение проблемы

Нужно отметить, что все методы решения проблем солеотложения можно разделить на две большие группы: методы, предупреждающие солеобразование, и методы борьбы с уже выпавшими

солями. К первой группе относятся химические (постоянное введение ингибиторов) и физические методы, ко второй — химическое (периодическое введение растворителей) и высокочастотное электромагнитное воздействие. Все ингибиторы условно можно разделить на два вида — жидкие и капсулированные. Первые распространены более широко, они подаются посредством устьевых дозаторов или через систему ППД. Капсулированные реагенты могут опускаться в зумпф скважины в специальных контейнерах. Оборудование, позволяющее наиболее эффективно доводить ингибитор в проблемные области, сегодня представлено в виде установок УДРП производства ООО «Позитрон».

УДРП (установка дозирования реагента погружная)

Применение прогрессивных идей в вопросе сокращения данных расходов позволило ООО

Наименование параметров	Ед. изм.	Значения
Диапазон регулирования производительности	г/ч	0,5–4,0
Количество модулей	шт.	1–4
Общий объем реагента	л	52–208
Потребляемая мощность, не более	Вт	300
Масса без реагента, не более	кг	208–743
Габариты:		
Диаметр корпуса, не более	мм	117
Длина монтажная, не более	м	9,1–33,6
Рабочая температура, не более	°С	+150
Срок службы, не менее	сут.	520

Расходные составляющие	Номенклатура оборудования					
	УДР 01.00	УДР 01.01	УДРВ 01.01 (СУДР 1-1.6)	Погружной контейнер	Малые кислотные обработки	УДРП
Стоимость оборудования, руб., в т.ч.						
Установка	178 200	198 700	496 306	188 000 (с химией)	–	261 000 (с химией)
Наземный трубопровод 12 м	5 900	5 900	5 900	–	–	–
Скважинный трубопровод 2000 м	–	–	170 000	–	–	–
Кабель питания 100 м (ВВГ 4x2,5)	9 900	9900	9900	–	–	–
Кабель контрольный 100 м (КВВГ 4x1)	–	8500	8500	–	–	–
Потребляемая мощность, кВт*	0,5	0,5	1,5	–	–	0,3
Затраты на энергопотребление в месяц, руб.	950	950	2 851	–	–	570
GSM контроллер (по требованию заказчика), руб.	–	15 100	15 100	–	–	15 100
Транспортные затраты, руб.	2 000	2 000	2 000	2 000	–	2 000
Подставка под установку (на монтаж), руб.	–	–	16 500	–	–	–
Монтаж оборудования (спускоподъемные операции, монтаж), руб.	9 000	9 000	9 000	30 000	–	30 000
Сutki обслуживания сервисными компаниями, руб.	208	208	208	–	41 000 (1 раз в месяц)	–
Обслуживание за год, руб.	76 000	76 000	76 000	–	492 000	–
Среднесуточный расход реагента, л/сут.	6,5 (усредненный показатель)	6,5 (усредненный показатель)	6,5 (усредненный показатель)	0,31 кг/сут. (усредненный показатель)	66,7 (2000 л/мес., кислотная обработка скважины)	0,4 (max)
Суммарный расход реагента за 1 год, т	2,372	2,372	2,372	–	24,345	0,146
Стоимость реагента, руб./т	38 500	38 500	38 500	120 000; в цене контейнера	9 000	155 000; в цене УДРП
Транспортные услуги по доставке реагента, руб./т	9 000	9 000	9 000	–	–	–
Зона применения	Месторождения с развитой инфра- структурой дорог	Месторождения с развитой инфра- структурой дорог	Месторождения с развитой инфра- структурой дорог	Месторождения с развитой инфраструк- турой дорог, удаленные месторождения без развитой дорожной инфраструктуры	Месторождения с развитой инфраструк- турой дорог, удаленные месторождения без развитой дорожной инфраструктуры	Месторождения с развитой инфраструк- турой дорог, удаленные месторождения без развитой дорожной инфраструктуры
Управление	Ручное	Ручное, RS-485 по протоколу MOD-BUS	Ручное, RS-485 по протоколу MOD-BUS	Оборудование не регулируемое (управлению не подлежит)	Сервисная бригада	Ручное, RS-485 по протоколу MOD-BUS
Срок эксплуатации, сут.	от 6 лет (2 120 сут.) до 10 лет (3 650 сут.)	от 6 лет (2 120 сут.) до 10 лет (3 650 сут.)	от 6 лет (2 120 сут.) до 10 лет (3 650 сут.)	до 1 года (365 суток)	постоянно	до 1,4 года (520 суток)
Финансовый результат (затраты на обслужи- вание одной скважины для проведения химической обработки) за 1 год, руб.	392 722	436 822; с GSM контроллером	943 740; с GSM контроллером	220 000	711 105	314 940
Финансовый результат (затраты на обслужи- вание одной скважины для проведения химической обработки) за 3 года, руб.	616 166	660 266; с GSM контроллером	1 212 800; с GSM контроллером	660 000	2 133 315	629 880

Расчет приведен для скважины с обводненностью продукции 82%; средним дебитом жидкости 100 м³/сут.; концентрацией ингибитора в пластовой пробе 1,05 мг/л.

При изменении каких-либо из вышеперечисленных показателей аналитика изменится.

«Позитрон» разработать и создать конструкцию дозирующего оборудования принципиально нового типа, получившего название «Установка дозирования реагента погружная» (УДРП), которое не имеет аналогов в российской и зарубежной практике добычи нефти. Данное оборудование сертифицировано, и правовое поле защищено патентами.

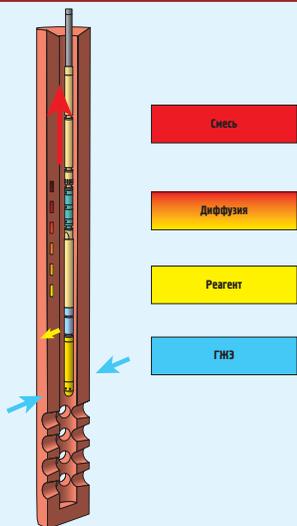
Конструктивно УДРП представляет собой заполненный реагентом контейнер с дозирующим модулем, который монтируется под основанием ПЭД. УДРП обеспечивает подачу химического реагента для защиты корпуса электродвигателя, гидрозачиты, защиты бронепокрова кабельного удлинителя, рабочих органов насоса, колонны НКТ и технологиче-

ских трубопроводов. Одновременно погружным дозатором в скважину может вводиться до двух типов реагента.

Работа погружного дозатора состоит из следующих этапов: газожидкостная эмульсия (ГЖЭ) через перфорацию эксплуатационной колонны поступает в скважину, затем дозирующий модуль выталкивает калиброванную порцию концентри-

Наименование показателей	Норма для марки		Метод испытания
	ИНХП-1801	ИНХП-1801к	
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета		По п. 5.2 ТУ 2458-008-77848692-2012
Плотность при 20°C, г/см ³ , не менее	1,0	1,3	По ГОСТ 18995.1
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /сек, не более	200	500	По п. 5.3 ТУ 2458-008-77848692-2012
Температура застывания, °C, не выше	-40	-10	По ГОСТ 20287 (метод Б)
pH 10% водного раствора	5-7		–

Фазы ввода реагента



К преимуществам погружного дозатора относится:

- использование на удаленных месторождениях;
- низкое энергопотребление (не более 300 Вт/ч);
- дистанционный контроль за расходом и остатком реагента;
- введение ингибитора непосредственно в область отбора пластового флюида;
- возможность ударного дозирования реагента;
- модульное исполнение, возможность одновременного дозирования двух типов реагента с контролем текущего расхода и остатка реагента;
- обеспечение заданной концентрации реагента в течение всего срока работы УЭЦН (до 520 суток).

рованного реагента в буферную полость. Реагент в течение нескольких минут вымывается из буферной полости восходящим потоком ГЖЭ. В процессе движения вверх происходят диффузионные процессы смешивания реагента и пластовой жидкости, которая затем поступает на прием насоса. Управление режимом работы, изменение объема дозирования производится от наземного блока управления.

В настоящее время на производственной базе ООО «Позитрон» завершены заводские испытания, начиная со второго по-

График изменения плотности реагента ИНХП-1801к



лугодия 2012 года опытная партия УДРП будет направлена на опытно-промысловые испытания на действующем механизированном фонде.

Основные характеристики реагента

Специально для пластовых условий в ОАО «НПО «Синтез-нефтехим» был разработан концентрированный реагент ИНХП-1801к для растворения и предотвращения образования солей в системах с минерализованной оборотной водой.

Реагент представляет собой концентрированный раствор полярных растворителей, не содержит органических соединений хлора, водный раствор по сравнению с аналогами обладает низкой коррозионной активностью и относительно нейтральным pH.

Уникальность формулы концентрированного ингибитора солеотложений ИНПХ обеспечивает высокую эффективность диффузионных процессов — реагент быстро растворяется до однородного состояния в минерализованной оборотной воде без образования осадка.

Несмотря на то, что ООО «Позитрон» наряду с крупными заводами технологического оборудования имеет не самый большой опыт поставок полнокомплектных установок дозирования реагента, сегодня общество занимает свою нишу на внутреннем рынке и составляет достойную конкуренцию производителям аналогичного оборудования. Это подтверждает, что компания ООО «Позитрон» является надежным партнером и выполняет взятые на себя обязательства, направленные на достижение общей цели с нефтегазодобывающими компаниями.

**УВАЖАЕМЫЕ ПАРТНЕРЫ И ЗАКАЗЧИКИ!
ЕСЛИ ВАС ЗАИНТЕРЕСОВАЛА НАША НОВАЯ РАЗРАБОТКА
ИЛИ СЕРИЙНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ,
ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ ВЫСТАВКУ «НЕФТЕГАЗ-2012»**

С 25 ПО 29 ИЮНЯ 2012 ГОДА:

**МОСКВА, ВЫСТАВОЧНЫЙ ПАВИЛЬОН
ЭКСПОЦЕНТРА «ФОРУМ», СТЕНД FC145.**

**Наши специалисты будут рады предоставить вам всю
необходимую дополнительную информацию и ответить на
интересующие вас вопросы.**

тел.: +7(34265) 2-98-92, 2-98-93

e-mail: info@pozitron-perm.ru

www.pozitron-perm.ru

ПАНОРАМА: ИЗ ЖИЗНИ СЛАНЦЕВ

Тендер в Китае

Министерство земли и ресурсов Китая выставит на второй тендер 20 сланцевых блоков, расположенных в 10 провинциях и страны. На конкурс приглашаются государственные и частные компании, имеющие собственный опыт разведки и разработки сланцевых залежей или доступ к соответствующим технологиям.

Владельцы лицензий на сланцевые блоки получают государственные субсидии в размере, аналогичном газу из угольных пластов, которые составляют 0,2 юаня/м³ полученного газа плюс 0,25 юаня/кВт*час выработанной на этом газе электроэнергии. Господдержка включает также освобождение от выплат роялти и таможенных пошлин на ввоз оборудования, которое не могут предоставить китайские производители. Сланцевый потенциал газа в Китае оценивается в 134 трлн м³ ресурсов, из них 25 трлн м³ считаются извлекаемыми. Планируется, что к 2015 году в стране будет добываться 6,5 млрд м³ сланцевого газа в год.

Иностранные компании самостоятельно к тендеру не допускаются, но не исключено, что им будет предоставлена возможность кооперироваться с местной компанией.

Прецедент участия иностранной компании в добыче сланцевого газа был создан в марте этого года, когда China National Petroleum Corporation (CNPC) подписала соглашение о разделе продукции с Royal Dutch Shell. Согласно условиям договора, CNPC и Shell будут совместно разрабатывать месторождение Fushun-Yongchuan в провинции Сычуань на юго-западе Китая. Ранее иностранные компании могли принимать участие только в разведке и экспериментальной бурении скважин. Помимо Shell, поисками сланцевого газа в стране занимаются BP, Chevron и Total.

Majors на Украине

23 апреля закончился прием заявок на конкурс по заключению СРП на сланцевый газ на двух площадях. Победителями стали компании Shell (Юзовская площадь) и Chevron (Олесская площадь). В числе претендентов были также компании ENI, ExxonMobil и российская ТНК-ВР.

Прогнозные ресурсы Олесской площади составляют около 2,5 трлн м³ газа, Юзовской — от 0,8–1,5 трлн м³. Пиковая добыча, по оценкам украинских геологов, может составить 10 млрд м³ в год на Юзовской площади и 2,5–3 млрд м³ в год на Олесской площади. Начало промышленной добычи предполагается в 2017 году.

Украинская государственная служба геологии и недр и НАК «Надра Украины» открыли в Полтаве украинский геологический научно-производственный центр «Укрнаукагеоцентр» для изучения запасов сланцевого газа. Государственная служба геологии отмечает, что Украина имеет значительный потенциал для разработки сланцевых месторождений: ресурсы сланцевого газа в Восточной Украине составляют около 9,4 трлн кубов.

ConocoPhillips в Индии

Индийская государственная компания ONGC и ConocoPhillips подписали меморандум о взаимопонимании в отношении сотрудничества в поисково-разведочных работах в Индии и других странах мира, в том числе по сланцевым проектам в Индии и Северной Америке.

Chevron в Румынии

Chevron объявила о приостановке поисково-разведочных работ на сланцевый газ в Румынии. Решение было принято в результате массовых выступлений в стране против применения технологии гидроразрыва пласта.

Chevron успокоила общественность, сообщив, что в течение следующих 12 месяцев деятельность компании будет связана только с интерпретацией сейсмических данных. С аналогичными трудностями компания столкнулась в Болгарии, где в январе под давлением протестующих был введен запрет на буровые работы на сланцевых площадях.



ПРОКАТ ИЛИ ЗАКУПКА? ГАЗПРОМ НЕФТЬ СНАЧАЛА СЧИТАЕТ...



НАТАЛИЯ ЧИНКОВА

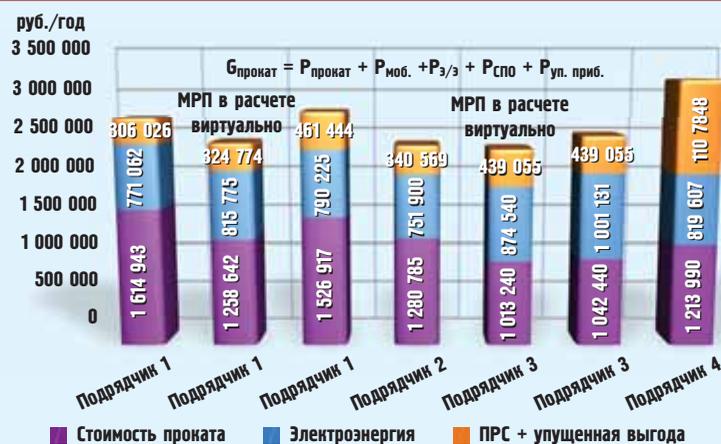
Главный специалист Департамента закупок нефтесервисных услуг ОАО «Газпром нефть»
(Доклад «Концепция подхода к закупке услуг по прокату и обслуживанию УЭЦН и закупке погружного оборудования»)

В любой компании у любого грамотного менеджера по закупкам есть нормальное желание приобрести для своей компании оборудование, отвечающее предъявленным требованиям, да еще по минимальной стоимости. Вот только редко ставится вопрос: какие же затраты потребуются на обслуживание приобретенной техники и во что все это выльется позже?

Самым правильным критерием при выборе оборудования и формировании стратегии контрактования услуг является совокупная стоимость владения. Но расчет совокупной стоимости владения довольно сложен, и потому вызывает отторжение во многих компаниях.

В ОАО «Газпром нефть» разработана методика, значительно упростившая выполнение расчетов, а для снижения человеческого фактора в процессе подбора погружного оборудования разрабатывается специальное программное обеспечение.

Совокупная стоимость владения по прокату УЭЦН на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть» по подрядчикам



Для корректного сравнения оборудования с разным сроком эксплуатации значение совокупной стоимости владения и эксплуатации оборудования, а также другие факторы приводятся к одному периоду.

Все средние величины рассчитываются по ДЗО. Однако если расчет производится для прокатной схемы для конкретного месторождения, то следует использовать средние данные по месторождению, а не по ДЗО. По результатам анализа определяются приоритетные подрядчики и наименее приоритетные, определяются пути развития бизнеса, формируется маркетинговая стратегия контрактования

До недавнего времени в ОАО «Газпром нефть» применялась методика

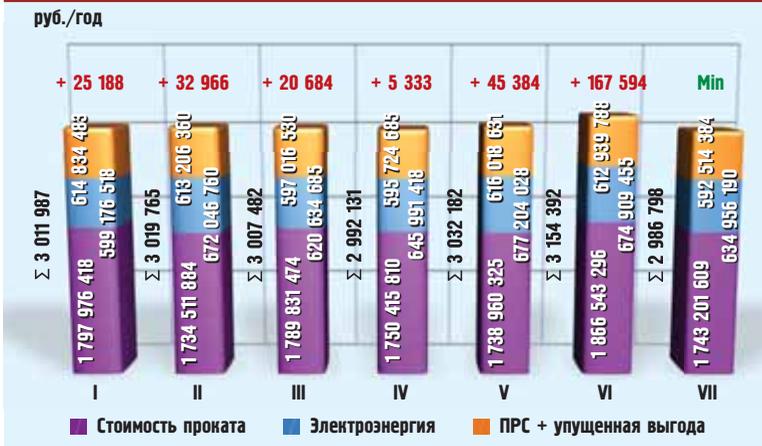
оценки услуг по прокату и обслуживанию и закупке погружного оборудования, которая не бес-

печивала закупку с максимальной экономической эффективностью эксплуатации. Так, при закупке оборудования не учитывался ряд критериев, характеризующих экономическую эффективность приобретенного оборудования.

Сейчас используется критерий совокупной стоимости владения (ССВ) и эксплуатации оборудования вместо стоимости погружного оборудования и отдельно покупки его услуг. Данный критерий позволяет закупать оборудование, обеспечивающее максимальную экономическую эффективность эксплуатации, и учитывать все экономические эффекты, различающиеся для случаев эксплуатации того или иного комплекта УЭЦН.

Новая методика активно внедряется с сентября 2011 года, и в настоящее время процесс ее внедрения находится на стадии завершения. По этой методике существует две схемы расчета. Первая, это схема проката и схемы, когда собственником оборудования является подрядчик (схема 1). И вторая — схема обслужи-

Расчет вариантов развития бизнеса на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть» при формировании маркетинговой стратегии контрактования



вания, когда собственником оборудования является заказчик (схема 2).

Схема 1

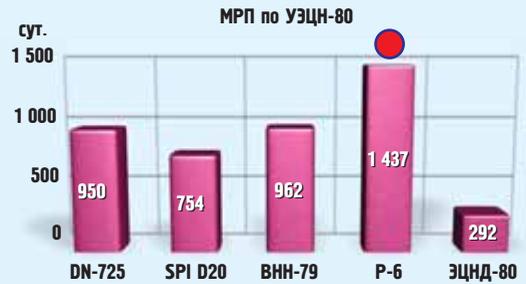
Первая схема складывается из затрат на прокат оборудования. Сюда же входит мобилизация — это те же самые оперативные затраты, затем рассматриваются отдельно затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием, которое подрядчик по-

ставляет в прокат, затраты на спускоподъемные операции и рассчитывается отдельно упущенная прибыль из-за простоя скважины во время проведения ремонтных работ. Эта величина определяет полную стоимость владения и эксплуатации оборудования.

Для обозначения совокупной стоимости владения и эксплуатации оборудования далее используется термин «совокупные затраты» (G). Исходя из использу-



Совокупная стоимость владения по типоразмеру УЭЦН-80 на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть»



мой схемы владения оборудованием, суммарные затраты на погружное оборудование при схеме проката оборудования определяются следующей формулой:

$$G_{\text{прокат}} = P_{\text{прокат}} + P_{\text{моб}} + P_{\text{э/э}} + P_{\text{сто}} + P_{\text{упл.приб.}}$$

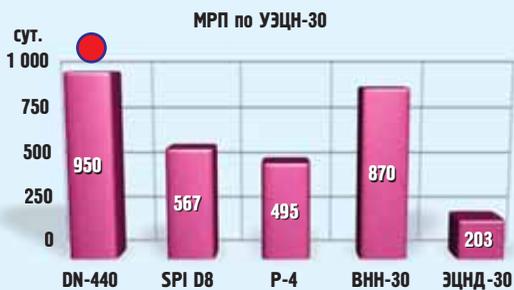
где:

$P_{\text{прокат}}$ — затраты на прокат оборудования (тыс. руб.);

$P_{\text{моб}}$ — затраты на мобилизацию оборудования (тыс. руб.);

$P_{\text{э/э}}$ — затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием (тыс. руб.);

Совокупная стоимость владения по типоразмеру УЭЦН-30 на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть»



$P_{\text{оп}}$ — затраты на СПО, вызванные отказами оборудования (тыс. руб.);
 $P_{\text{уп.приб.}}$ — упущенная прибыль из-за простой скважины во время проведения ремонтных работ (тыс. руб.).

G — величина (тыс. руб.), определяющая полную стоимость владения и эксплуатации рассматриваемого оборудования за расчетный период.

Таким образом, G определяет экономическую эффективность при закупке погружного оборудо-

ДИСКУССИИ

Р.Камалетдинов (ЛУКОЙЛ): Очень хорошая методика и очень верное направление выбрано вами. Оно актуально и реализуется в других нефтяных компаниях, например в ЛУКОЙЛе. Если мы говорим про прокатную схему, то тогда производитель должен заменить весь фонд на свое оборудование, правильно? Тогда корректно можно будет оценить совокупную стоимость владения. Ведь иногда получается, что приходит производитель со своим оборудованием, а на фонде имеется оборудование иных производителей...

Н.Ч.: Это именно та ситуация, когда производитель приходит со своим оборудованием. Допустим, четыре производителя у нас работают, по четырем мы посчитали, и выяснилось, что один производитель наиболее эффективный, а другой, четвертый, для нас неэффективный. Тогда мы говорим: давайте перераспределим объем, от этого и операционные затраты упадут, и энергоэффективность улучшится, и МРП возрастет. Мы считаем все варианты и по результатам выбираем наиболее эффективный.

Хотелось бы также пояснить, что если подрядчик работает на предприятии или на месторождении, он уже имеет фактический МРП. Есть подрядчик №2, который заходит и не имеет опыта работы на этом месторождении. Мы можем поставить виртуальный МРП, скажем, тот, который он имеет по другим нашим ДЗО, но при этом мы несем риски. Мы идем к тому, чтобы избавиться от рисков: через год пересчитать еще раз, когда у нас будут реальные цифры.

Р.Камалетдинов: Понятно. А как быть, если у одного подрядчика десять скважин, а у другого сто?

Н.Ч.: Это учитывается. Мы у каждого подрядчика запрашиваем коммерческие предложения, как и процент скидки на увеличение фонда, но при этом опять смотрим на оперативные затраты. Это всегда так.

Ю.Баров («Татнефть»): У вас есть какой-то эффективный расчетный процент, когда выгодно идти по прокату?

Н.Ч.: У нас в Ноябрьском регионе исторически уже сложилась схема обслуживания. Мы посчитали, что там переходить на схему проката сейчас невыгодно. Что касается месторождений, которые только начинают эксплуатироваться или в которых уже действует схема проката, там расчет показывает, что переход на схему обслуживания требует больших капиталовложений, которые окупаются, в принципе, за 7–14 лет.

Поэтому единственное, что мы поменяли по «Хантосу», — это схему. У нас был полный прокат, но при этом мы понимали, что станция управления имеет намного больший ресурс, чем УЭЦН, то есть, она служит порядка 5–6 лет без проблем, а УЭЦН два года максимум.

Поэтому выгодно брать в прокат именно подземное оборудование, а наземку мы оставили за собой. То есть, на «Хантосе» мы берем в прокат только подземное оборудование и внедряем эту схему по всем своим «дочкам».

Н.Кузьмичев (компания «Нефть XXI век»): Существуют технологические и сервисные компании, которые, не имея отношения собственно к прокату оборудования, тем не менее, могут эффективно — за счет применения своих технологий — оказывать положительное влияние на все составляющие совокупной стоимости владения оборудованием. Но, к сожалению, они из этой схемы выпадают.

Как вы предполагаете осуществлять взаимодействие с такими компаниями? Через подрядчиков или напрямую с вами нужно работать?

Н.Ч.: У нас создано Управление закупок нефтесервисных услуг, где мы и внедряем эти схемы. К закупке услуг относятся именно прокат и обслуживание. Если взглянуть на формулу, то вы влияете на составляющие энергоэффективности, но при этом увеличатся оперативные затраты. Вы же будете это за деньги делать. Услуга она как бы контрактруется в своей совокупности. Можно просчитать и ваши услуги, можете оказывать их через субподряд, можно оказывать напрямую. Но для нас лучше, чтобы вы выходили на субподряд — для нас проще.

А.Медведев (Группа «ЧТПЗ»): Мы у вас прокатываем НКТ, в «Ноябрьскнефтегазе» и в «Хантосе». Будете ли вы расширять прокат НКТ? Есть ли у вас аналогичная методика для проката НКТ? Вы единственная компания, наверное, в России, которая прокатывает НКТ и УЭЦН. Планируете ли вы совместить это: прокат НКТ, расчет методики с расчетом насосов?

Н.Ч.: Мы сейчас этим занимаемся в небольшом количестве. Что касается экономической эффективности, то наработка НКТ, которая у нас имеется на текущий момент по трубной базе, нас устраивает. Относительно того, собираемся ли мы наращивать прокат НКТ, вопрос, в принципе, не поднимался. Пока нас устраивает схема - это прокат погружного оборудования и кабель. На текущий момент мы ее рассчитываем и мы ее контрактируем отдельно.

Б.Аристов (управляющая компания «Система-Сервис»): У вас в формуле есть затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием... Скажите, как вы считаете эту электроэнергию? Как среднюю по типоразмерам или у вас все станции управления оснащены счетчиками электроэнергии?

Н.Ч.: Оснащены счетчиками. Поэтому — по фактическим замерам.

Я.Стадник («Нарьянмарнефтегаз»): У вас практически все погружное оборудование является прокатным?

Н.Ч.: Нет, у нас два ДЗО исторически работают в сервисе, а остальные работают в прокате.

Я.Стадник: А какой показатель МРП у вас является экономически обоснованным для проката и для собственного владения?

Н.Ч.: Когда мы сравниваем две схемы, основной показатель — это разница между оперативными затратами в прокате и капитальными в обслуживании.

Я.Стадник: А сколько у вас вообще МРП по фонду?

Н.Ч.: По «Ноябрьску» порядка 596 суток, а по «Хантосу» — 754 суток. Есть МРП, а есть срок полезного использования оборудования. Если срок полезного использования подземного оборудования выше трех лет, схема проката невыгодна. Поэтому мы наземное оборудование поменяли на свое.

В.Мельниченко («Славнефть»): А затраты на мобилизацию у вас входят в эту строку?

Н.Ч.: Это доставка оборудования до месторождения. У нас отдельно подрядчик выставляет эту стоимость.

В.Мельниченко: Когда вы подсчитываете наработку на отказ по подрядчикам, вы учитываете условия эксплуатации? Потому что они могут быть кардинально разными. Например, у нас такая ситуация: у одного наработка на отказ 600 суток, у другого — 400, но это не значит, что тот хуже работает.

Н.Ч.: Да.

вания (чем меньше G, тем выше экономическая эффективность), т.е. рекомендуется использовать оборудование данного типоразмера с наименьшей совокупной стоимостью владения и эксплуатации.

На примере одного дочернего зависимого общества (ДЗО) покажем, насколько эффективен данный расчет. И подрядчики, и расчеты реальные — для корректного сравнения это обязательное условие (см. «Совокупная стоимость владения...»). Для сравнения оборудования с равными сроками эксплуатации значение совокупной стоимости владения и эксплуатации оборудования, а также другие факторы приводятся к одному периоду — в данном случае это год. Все средние величины рассчитываются по ДЗО.

Однако если расчет производится для прокатной схемы и конкретного месторождения, то следует использовать средние данные по месторождению, потому что в ряде ДЗО различные условия эксплуатации пласта. По результатам анализа определяются приоритетные и наименее приоритетные подрядчики, пути раз-

Совокупная стоимость владения по обслуживанию УЭЦН по подрядчикам на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть»



вития бизнеса, формируется маркетинговая стратегия контрактования (см. «Расчет вариантов развития бизнеса...»).

Хочу отметить, что на совокупную стоимость владения влияет в основном МРП. На представленном слайде подрядчик №4 имеет, в принципе, очень хорошие показатели по энергоэффективности,

но при этом у него самый низкий МРП, поэтому общая совокупная стоимость владения является здесь наивысшей.

Первый показатель, на который необходимо обратить внимание, — это операционные затраты, которые несет предприятие. Очевидно, что подрядчик №1 имеет относительно хорошую

Совокупная стоимость владения по типоразмерам на примере одного ДЗО ОАО «Газпром нефть»



энергоэффективность и довольно приличный МРП, но операционные затраты, которые мы несем при покупке услуги по прокату данного подрядчика, завышают общую стоимость владения.

По этой методике можно выбрать наиболее приоритетного подрядчика и наименее эффективного, рассчитываются варианты развития бизнеса. Высчитывается

изначально и вариант, когда мы ничего менять не будем (вариант подрядчика №6). Затем рассчитывается минимальный вариант.

Как рассчитываются варианты? Допустим, мы по схеме проката имеем четыре подрядчика. По каждому подрядчику имеем свой МРП, высчитываем выбытие фонда за счет подхода бригад ПРС и перераспределение, допу-

стим, его в пользу подрядчика, который имеет лучшую совокупную стоимость владения. Потом учитываем риски.

Для стратегии контрактования для этого ДЗО был выбран вариант №5 — не самый минимальный. По минимальному же варианту проходил подрядчик, который представлял оборудование, не имеющее еще опыта эксплуатации на данном месторождении, поэтому МРП являлся виртуальным — мы не стали брать на себя риски.

Хотелось бы отдельно остановиться на оборудовании. Когда мы считаем по подрядчикам и высчитываем электроэнергию, мы берем средний типоразмер, среднюю стоимость проката, средний КПД оборудования (см. «Совокупная стоимость владения по типоразмеру УЭЦН-80...» и «Совокупная стоимость владения по типоразмеру УЭЦН-30...»). Но, если разобраться по типоразмерам в определенных условиях, существуют подрядчики, которые сами по себе имеют высокую совокупную стоимость владения, но по отдельному типоразмеру. Представленные слайды как раз и демонстрируют наш выбор...

Схема 2

Далее мы рассмотрим схему обслуживания, когда собственником является заказчик оборудования. Здесь, в принципе, формула такая же. Однако возникают затраты на обслуживание. Исходя из используемой схемы владения оборудованием суммарные затраты на погружное оборудование определяются следующей формулой:

$$G_{\text{закуп.}} = P_{\text{закуп.}} + P_{\text{обсл.}} + P_{\text{моб.}} + P_{\text{э/э}} + P_{\text{СПО}} + P_{\text{уп.проб.}}$$

где:

- $P_{\text{закуп.}}$ — затраты на закупку оборудования (тыс. руб.), в том числе учитывается стоимость СУ;
- $P_{\text{обсл.}}$ — затраты на обслуживание оборудования (тыс. руб.);
- $P_{\text{моб.}}$ — затраты на мобилизацию оборудования (тыс. руб.);
- $P_{\text{э/э}}$ — затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием (тыс. руб.);
- $P_{\text{СПО}}$ — затраты на СПО, вызванные отказами оборудования (тыс. руб.);

$R_{\text{уп.приб}}$ — упущенная прибыль из-за простоя скважины во время проведения ремонтных работ (тыс. руб.).

На представленном слайде (см. «Совокупная стоимость владения по обслуживанию УЭЦН по подрядчикам...» и «Совокупная стоимость владения по типоразмерам...») мы видим пример по одному из ДЗО по подрядчикам. На нем видна большая разница в зависимости от производителя: отечественные производители или импорт, причем мероприятия по импортозамещению осуществляются каждый год — экономический эффект заметен.

Учет при подборе погружного оборудования факторов, влияю-

щих на экономическую эффективность, позволит минимизировать совокупные затраты на владение и эксплуатацию оборудования, максимизировать рентабельность эксплуатации оборудования, определять целесообразность эксплуатации скважины, проводить в реальном времени мониторинг энергоэффективности работы погружного оборудо-

Внедрение программного продукта

Следующий шаг, который реализует наша компания, это компьютерный расчет, который учитывает совокупную стои-

мость владения, включая энергоэффективность, МРП, закупку оборудования, для того чтобы снизить человеческий фактор. На текущий момент такой расчет реализован в Excel, но при этом большой объем работы заключается в том, чтобы проверить у каждого ДЗО насколько эффективно посчитана совокупная стоимость.

При внедрении данной программы мы можем судить не только в целом по подрядчикам, а уже непосредственно выбирать и закупать на месте наиболее эффективное оборудование. Программное обеспечение почти готово, и мы планируем опытно-промышленные работы в одном из ДЗО «Газпром нефть». 

КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ МУРЬЯУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОБЕСПЕЧИТ ТОПЛИВОМ ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭС СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

- По договору между ОАО «Сургутнефтегаз» и российской компанией «ЭНЕРГАЗ» (швейцарская промышленная группа ENERPROJECT) компрессорная станция Мурьяунского месторождения (ХМАО) будет оснащена тремя ДКУ Enerproject типа EGSI-S-430/850WA производительностью 12000 $\text{nm}^3/\text{ч}$ каждая.
- Поставку, шефмонтаж и пусконаладочные работы проведут специалисты компании «ЭНЕРГАЗ». Все ДКУ поставляются в отдельных укрытиях, при максимальной степени заводской готовности технологического, компрессорного, электротехнического оборудования и средств САУ. Эксплуатационные возможности компрессорных установок многократно подтверждены на практике и полностью соответствуют климатическим условиям региона (снеговая нагрузка — 320 kg/m^2 , минимальная температура воздуха — минус 55°C, максимальная температура — плюс 34°C).
- Компрессорные установки предназначены для компримирования попутного нефтяного газа, поступающего с Нижнесортымского (ДНС-1,2,3), Алехинского и Ай-Пимского месторождений, обеспечивая его дальнейшую транспортировку на Северную группу месторождений.
- Подаваемый ПНГ будет использоваться в качестве топливного газа на газотурбинных электростанциях №1 и №2 Мурьяунского месторождения, ГТЭС Юкьяунского, Лукьявинского и Тромьеганского месторождений.
- Северная группа месторождений разрабатывается нефтегазодобывающим управлением «Нижнесортымскнефть». К особенностям предприятия относится добыча нефти в экстремальных условиях болотистой местности. Основная часть запасов — низкопроницаемые залежи нефти.





20-ЛЕТНИЙ ЮБИЛЕЙ НПФ «ПАКЕР» ИННОВАЦИИ ОТ ЛИДЕРА



МАРАТ АМИНОВ

Заместитель директора по новой технике и технологиям ООО «НПФ «Пакер» (Доклад «Оборудование и компоновки для повышения эффективности механизированной добычи нефти»)

ООО «Научно-производственная фирма «Пакер» занимает лидирующие позиции в России и странах СНГ по проектированию, производству и сервисному обслуживанию пакерно-якорного оборудования и скважинных компоновок для эксплуатации, интенсификации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Предприятие, созданное в 1992 году, сегодня производит практически всю номенклатуру оборудования, необходимого для проведения комплекса мероприятий по повышению добычи нефти, таких как гидравлический разрыв пласта, поддержание пластового давления, одновременно-раздельная эксплуатация, одновременно-раздельная закачка и другие технологические операции.

НПФ «Пакер» зарекомендовала себя надежным поставщиком пакерно-якорного оборудования скважинных компоновок для 250 нефтегазодобывающих и сервисных предприятий России и стран СНГ. В числе заказчиков такие крупные производственные объединения, как ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Татнефть», АО НК «КазМунайГаз», РУП «ПО «Белоруснефть», АО «Мангистаумунайгаз», ООО «Катобнефть», ООО «Трайкан Велл Сервис» и другие.

Руководство поставило перед трудовым коллективом сложные задачи: работать быстрее и качественнее конкурентов, постоянно расширять номенклатуру изделий и осваивать новые рынки сбыта. Тем более что в этом году компания отметила свое 20-летие...

Руководством предприятия взят курс на внедрение инновационных технологий на всех этапах производства. Основное направление производства — механическая (токарно-фрезерно-расточная-сверлильная) обработка деталей из металла.

Высокотехнологичный парк универсальных токарных, фрезерных, сверлильных станков с ЧПУ с поворотным столом (позволяющих вести обработку призматических заготовок по трем координатам, а также цилиндрических заготовок из круглого проката длиной до 1500 мм и диаметром до 400 мм) с точностью обработки до 7-го квалитета, оборудование для проведения гидравлических испытаний давлением, ленточно-пильное оборудование (максимальный диаметр разрезаемого круга — 320 мм) помогают про-

фессиональному коллективу предприятия добиваться высококачества продукции.

Современные станки от ведущих мировых производителей Японии и Италии обеспечили фирме славу одного из самых технологически продвинутых производителей пакерно-якорного оборудования в стране. К примеру, оборудование японской фирмы Mori Seiki заменяет несколько универсальных станков, то есть целую бригаду токарей, сверловщиков, фрезеровщиков.

Его основное преимущество — многооперационность. За одну технологическую фазу станок выдает полностью готовую деталь с гарантированным соответствием всех размеров и безукоризненной точностью обработки. При этом затраты времени на изготовление детали снижаются в несколько

раз. Главное — грамотно построить программу. Это задача технологов, а командуют умными машинами операторы станков с ЧПУ, прошедшие обучение в Японии и Италии.

Фирменные компоновки

Существует общепринятая схема подвески насоса. Но компания для увеличения добычи нефти, уменьшения обводненности по эксплуатируемому фонду и уменьшения затрат на совокупное владение предлагает свои компоновки (см. «1ПРОК-УОА-1»).

В этом оборудовании есть клапаны перепускные типа КПЭ-115 и КПГ-108, которые позволяют перепускать газожидкостную смесь из затрубного в трубное пространство при работе на-

1ПРОК-УОА-1
 (однопакерная компоновка для уменьшения обводненности)


- позволяет использовать технологию гидрофобизации призабойной зоны
- исключить контакт с технологической жидкостью при глушении скважины
- производить прямую промывку полости УЭЦН

ЯКПРО-ДВП-1
 (якорная компоновка для эксплуатации УШГН или УШВН)


- снижение нагрузок на колонну штанг
- уменьшение износа пары плунжер-цилиндр
- увеличение коэффициента заполнения насоса
- передача информации по давлению и температуре на приеме насоса и кровле пласта в режиме реального времени

сосного оборудования и перекрывать проходные каналы при превышении давления в НКТ над затрубным.

Работа с перепускными клапанами — это устьевые замеры давления срабатывания клапанов, которые показывают, в какой динамике эта работа происходит, как действует сама схема установки или принцип.

Одна из последних (установок) разработок — опора шаровая полированного штока. Те, кто занимаются штанговыми насосами, знают, что истирание сальника полированного штока всегда происходит со смещением к какому-либо краю или же оно имеет эллипсоидную форму. Это, прежде

всего, связано с тем, что невозможно достичь идеальной центровки при ходе полированного штока, ее не существует, так как это связано с изменяющейся нагрузкой при ходе полированного штока вверх и при ходе вниз.

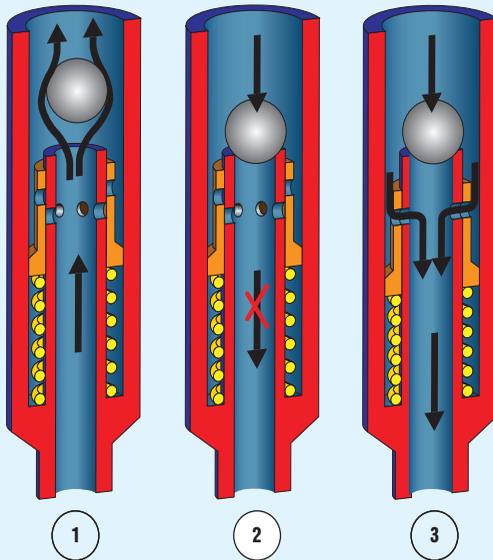
Исходя из этого, мы пошли по очень простому пути: разработали опору для полированного штока, которая будет компенсировать несоосность и иметь свободу в радиальной плоскости, тем самым снижать вероятность отворота и обрыва штанг. Трение штанг об НКТ будет снижаться, поскольку в этом случае трение скольжения будет заменено на трение качения. В конечном счете это также приведет к снижению

потребления электроэнергии (должно быть снижение потребления электроэнергии.)

Также мы предлагаем компоновку в подобных решениях. Опытно-промышленная эксплуатация показывает, что производительность насосной установки повышается до 10%, энергопотребление снижается от 13% до 15%, нагрузка на колонну насосно-компрессорных штанг уменьшается до 21% (см. «ЯКПРО-ДВП-1»).

Есть еще одна проблема: у нас начинает возрастать полет насосного оборудования на забое. Мы сегодня предлагаем якорь осевой установки для УЭЦН — ЯМО5(Э), но он может служить и с любым другим насосом.

КОТ-93 (клапан обратный трехпозиционный)



- позволяет производить прямую промывку УЭЦН
- перепад давления, необходимый для открытия клапана для промывки, регулируется от 9,0 до 15,0 МПа — первая комплектация, от 20 МПа до 35 МПа — вторая комплектация

У него специальная конфигурация фигурного паза, увеличенная длина (заводного) взводного узла до 1500 мм и усиленные пружины планок механического якоря. Если произошло расчленение,

то оно ни к чему страшному или необратимому не приведет, но позволит достаточно просто и оперативно проводить другие мероприятия по извлечению этих установок. Эта конструкция готова, мы можем проводить опытно-промышленные испытания, и наши переговоры с «Юганскнефтегазом» уже подходят к окончательной стадии производства.

Также мы представляем клапан обратный трехпозиционный КОТ-93 (см. «КОТ-93»). Перепад давления, необходимый для открытия клапана можно регулировать на существующей конструкции от 5 до 15 МПа. Практически завершены заводские испытания следующей конструкции, которая будет позволять выдерживать перепад давления, настраиваемый от 15 до 35 МПа. Это сделано по просьбе некоторых компаний, которые говорят, что такая необходимость существует.

Представляем полную якорную компоновку для эксплуатации скважин УЭЦН (см. «ЯКПРО-ППЭ-1»), которая позволяет предотвратить полет насосного оборудования. Оборудование такого типа может работать с раскочкой призабойной зоны, для то-

КОА-108 (клапан-отсекатель автономный)



- предназначен для сообщения и разобщения внутренней полости НКТ и кольцевого пространства
- для связи надпакерного пространства с подпакерным
- перекрытие, открытие проходных каналов производится автоматически в зависимости от давления над клапаном (открытие 5-10 МПа, закрытие 10-15 МПа)
- давления открытия и закрытия каналов в зависимости от параметров конкретной скважины настраивается перед спуском в скважину
- новая разработка, готовится к ОПИ в июне месяце

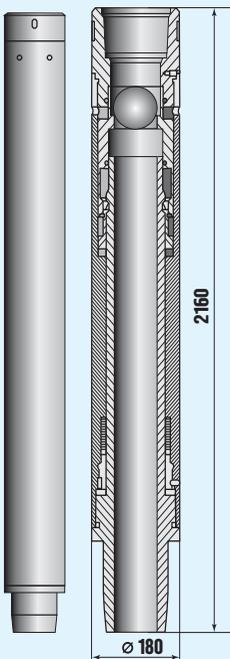
го чтобы осуществить более полную выработку запасов из зоны дренирования скважины и тем самым повысить совокупное владение.

При использовании перепусковых клапанов происходит самоочистка насосных установок от отложений мехпримесей в электроцентробежных насосах. При правильной установке и подборе клапана можно также существенно отодвинуть или вывести за устье зону отложения парафина в колонне НКТ.

Одна из следующих наших разработок — автономный клапан-отсекатель (см. «КОА-108»). Мне в свою бытность нефтяником тоже приходилось работать с этими системами клапанов-отсекателей. Они достаточно сложны в эксплуатации и капризны. На сегодняшний день ситуация, к сожалению, в этой области существенно не изменилась. Это наша попытка разработать достаточно простой и понятный клапан, который работает от изменения уровня жидкости в скважине или динамического уровня.

При спуске он нормально закрыт, при снижении динамического уровня до заданной величины

РКУ-118 (разъединитель колонны универсальный)



- предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с оставляемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием
- обеспечивает подвижное герметичное соединение НКТ при работе с нижерасположенным оборудованием до 1500 мм

ЮБИЛЕЙ «ТАТНЕФТЕГАЗПЕРЕРАБОТКИ»

Управлению «Татнефтегазпереработка» ОАО «Татнефть» (УТНГП), образованному 1 июня 2002 года на базе трех профильных предприятий (управление «Татнефтегаз», ОАО «Миннибаевский газоперерабатывающий завод», ОАО «Трансуглеводород»), исполняется 10 лет.

УТНГП было создано для повышения эффективности производства путем формирования единого технологического комплекса по сбору и переработке попутного нефтяного газа (ПНГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

Богатейшая история трех уникальных предприятий региона продолжается в делах управления «Татнефтегазпереработка», структура которого представляет собой единый технологический комплекс по сбору, подготовке, хранению и переработке ПНГ, ШФЛУ и отгрузке продуктов переработки.

Сегодня «Татнефтегазпереработка» — это мощный, эффективно работающий производственный комплекс, продукция которого пользуется большим спросом на отечественном рынке и за рубежом.

Управлением за 2011 год собрано нефтяного газа 790,4 млн м³, что на 20,4 млн м³ больше, чем в 2010 году. Коэффициент утилизации попутного нефтяного газа по Компании составил 94,9%.

Объем переработки нефтяного газа по УТНГП в 2011 году составил 715 млн м³, что на 22,3 млн м³ больше объема переработки газа в 2010 году. Объем переработки ШФЛУ установок комплексной подготовки нефти на мощностях газоперерабатывающего завода держится на одном уровне и в 2011 году составил 285,7 тыс. тонн.

В значительной степени вырос объем перерабатываемого высокосернистого газа. В 2011 году подано на очистку 111,2 млн м³ высокосернистого газа, что на 5,8 млн м³ больше, чем в 2010 году. Вся выпускаемая УТНГП продукция соответствовала требованиям стандартов.

В 2011 году управлением «Татнефтегазпереработка» были продолжены работы по совершенствованию технологической схемы, повышению эффективности и безопасности эксплуатации производства. По программе утилизации ПНГ построено три газопровода общей протяженностью 58,6 км, смонтировано 53 узла учета попутного нефтяного газа.

Продолжены работы по отдувке сероводорода из нефти на объектах нефтегазодобывающих управлений «Альметьевнефть», «Ямашнефть», «Лениногорскнефть», «Джалильнефть», «Елховнефть».

На Бавлинской установке сероочистки завершена реконструкция, позволившая увеличить производительность установки по очистке сернистого газа с 44 млн м³ до 60 млн м³ в год, а также продолжены работы на установке утилизации кислых газов с целью полной утилизации кислых газов и получения элементарной серы.

На Миннибаевской УСО восстановлен и пущен в эксплуатацию узел чешуирования серы, налажена отгрузка серы с затариванием в специальные мягкие контейнеры для сыпучих продуктов. По программе реконструкции заменены два морально устаревших газотурбокомпрессора ГТК на современные компрессоры «Аэроком». Продолжены работы по строительству нового блока утилизации кислых газов с получением элементарной серы производительностью до 10,0 тыс. тонн в год...



ПОЗДРАВЛЯЕМ!



ЯКПРО-ППЭ-1
(якорная компоновка для эксплуатации скважин УЭЦН)



- позволяет предотвратить «полет» ГНО на забой скважины
- производить прямую промывку УЭЦН
- использовать газлифтный эффект для подъема жидкости
- осуществить более полную выработку запасов из зоны дренирования скважины

клапан открывается, перепускает жидкость из-под себя или из зоны дренирования, и тогда можно остановить насосную установку, причем клапан не закроется. Он закроется при достижении заданного определенного уровня, тем самым позволит проводить исследования, например КВУ, которые необходимы для данной скважины, чтобы определить режим эксплуатации или изменение параметров.

Настраивается клапан достаточно просто. Давления открытия и закрытия у него разносены, мало того, и разнос тоже регулируется специально для этих целей.

Подобных клапанов пока в отечественной и мировой практике нет.

Представляем и универсальный разъединитель колонны (см. «РКУ-118»). Здесь идет перечисление тех элементов, которые должны и будут входить в компоновку подземного оборудования для осуществления именно отсечения пласта. Сам разъединитель колонны уникален. Он работает по гладкой герметичной посадке 1500 мм (сегодня у нас в стране не применяется), аналогов не имеется, может отсоединяться давлением в трубы, давлением в кольцевое пространство скважины, сбросом шара — как захочет

1ПРОК-КЗП-1 (однопакерная компоновка с клапаном-отсекателем КОА-108)



- проведение ремонтов по ревизии ГНО без глушения скважины
- исключение кольматации призабойной зоны пласта жидкостью глушения, промывки и т.д.
- надежное разобщение ствола скважины применением специального пакера
- компоновка автономная и не требующая управления с поверхности
- новая разработка, готовится к ОПИ в июне месяце

заказчик или как необходимо для проведения данной технологии отсоединения или соединения.

И мало того, клапан сделан таким образом, что он сам себе и ловитель, чтобы не создавать дополнительного ловильного инструмента.

На слайде (см. «1ПРОК-КЗП-1») представлена результирующая полная компоновка, которую мы представляем с клапаном-отсекателем. Мы убеждены, что будущее все равно будет именно за отсечением продуктивного пласта, для того чтобы сохранять его характеристики, которые он достиг, чтобы не нарастал скин-эффект при глуше-



нии скважины, предотвратить попадание чуждой воды, и тем самым сохранять ту достигнутую чистоту призабойной зоны, которая была достигнута в процессе эксплуатации.

Мы не сомневаемся, что развитие технологий добычи пойдет по этому пути, и я думаю, что наш клапан-отсекатель станет одним из ведущих в этой (части) области.

Далее. У нас был пакер с перепуском кабеля, и мы решили эту серию полностью закончить, сделав еще два механических пакера — опорный и осевой. Опорный пакер уже прошел заводские испытания; осевой у нас в стадии завершения конструкции. В дальнейшем мы хотим, чтобы у всей серии 4-х пакеров были взаимозаменяемые детали и узлы. Это важно для потребителей продукции.

В чем отличие пакеров этой серии? Во-первых, у нас достаточно хороший проходной канал для эксплуатационных колонн 140 и 146, это 50 мм. Попытки долго эксплуатировать пакеры с уменьшенными проходными каналами часто приводят к очень тяжелым осложнениям.

Представляем двухпакерную компоновку (см. «2ПРОК-ИВЭГ-2»), где работают оба наших пакера (П-ЭГМ и П-ЭМО) с кабельным вводом. Могут быть и три па-

кера, к этому мы будем готовы, вероятно, со второй половины текущего года, а двухпакерную компоновку мы уже можем поставлять сегодня.

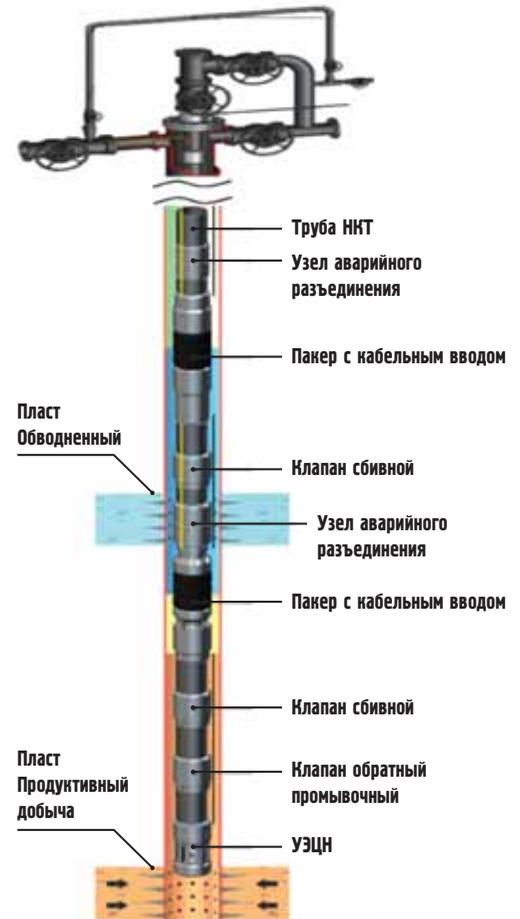
К предложениям НПФ «Пакер» я бы отнес и узлы безопасности. Муфта разъемная гидравлическая — это наша разработка. Нельзя назвать ее последней, но она достойная разработка, работает хорошо и нареканий практически не вызывает. Разъединитель колонны — тоже известная конструкция, наверное, с самого начала нефтяной промышленности. Переводник безопасный. Сегодня этот переводник может работать на разрыв до 24 тонн.

Мы также разработали пакер ПРО-ЯМО-ЗН, который устанавливается натяжением. Этот пакер готов и находится на промышленно-опытных испытаниях в «Удмуртнефти».

Устройство промывочное, скользящее у нас тоже готово будет в мае. Достоинство этого устройства в том, что оно позволяет проводить качественную промывку забоев скважин осложненных поглощением гидростатического столба жидкости (давление вышележащего столба жидкости по кольцевому пространству прерывается).

Также разработана целая серия разбуриваемых пакеров, практически, наверное, всех типов и

2ПРОК-ИВЭГ-2 (двухпакерная компоновка для изоляции водопритока с отводом газа из-под пакерного пространства)



- позволяет за один спуск изолировать интервал негерметичности эксплуатационной колонны
- исключить многократные проведения дорогостоящих РИР
- вывести газ из подпакерного пространства по импульсной трубке

размеров, начиная от 82-го и заканчивая 148-м по существующим эксплуатационным колоннам, в том числе и по боковым.

И несколько слов о серии пакеров П-ЯМО4 и ПРО-ЯМО4. Эти пакеры новые, готовые к опытно-промышленным испытаниям. Заводские испытания по этой серии пакеров завершены. Они имеют уникальный проходной канал, который может быть и увеличен, если на то будет требование заказчика, и имеют уникальный ствол. Он равнопрочный, не имеет выработок, держит давление, а также передает все ударные возникающие нагрузки и вращение, если последнее будет необходимо. 



ЧЕТЫРЕ НАПРАВЛЕНИЯ «СЛАВНЕФТИ»



**КИРИЛЛ КАЮМОВ,
ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО**

ОАО «НГК «Славнефть»
(Доклад «Основные направления работы с механизированным фондом скважин ОАО «НГК «Славнефть»»)

В компании «Славнефть» реализуется четыре основных направления работы с механизированным фондом скважин: (1) увеличение СНО УЭЦН, УШГН, (2) развитие информационных технологий (базы данных, анализ баз данных), (3) интеллектуализация механической добычи, (4) повышение энергоэффективности механической добычи.

Рассмотрим 1-е направление — увеличение наработки УЭЦН. Программа увеличения наработки на отказ на реализуется с 2007 года.

Увеличение СНО УЭЦН, УШГН

Несмотря на то, что в период 2007–2011 годов произошел рост фонда УЭЦН (эксплуатирующийся на группе пластов «Ю») на 9% (в данный момент 39% УЭЦН работают на группе «Ю»), удалось сократить число отказов УЭЦН на 30% и число бригад ТРС на 6 штук, а также снизить число ремонтируемый фонд (ЧРФ) на 70%, что в итоге позволило повысить среднюю наработку на отказ (СНО) с 321 до 453 суток в 2011 году (см. «Основные показатели эксплуатации УЭЦН»).

Рассмотрим основные осложняющие факторы эксплуатации УЭЦН в ОАО «НГК «Славнефть». Как видно из диаграммы (см. «Причины отказов»), 30% фонда УЭЦН работает в зоне повышенных температур, 30% — в зоне интенсивного выноса КВЧ, 10% — в зоне отложения солей и АСПО. Структура преждевременных отказов показывает, что основными их причинами являются мехпримесь (29%), ГТМ (24%), брак завода изготовителя (15%) и недостаточный приток, причина ГТМ, (14%), т.е. на долю ГТМ приходится 43% всех преждевременных остановок. Здесь также представлена паузловая структура отказов УЭЦН.

Программа увеличения наработки на отказ разбита на блоки, согласно осложняющим факторам, и построена на проведении ОПИ нового оборудования с

последующим анализом эффективности и тиражированием данной технологии на целевой (осложненный) фонд.

Рассмотрим программу мероприятий по увеличению СНО УЭЦН, основным показателем которой является количество монтажей соответствующего оборудования, произведенных в 2007–2011 годах (см. «Реализация программы мероприятий по увеличению СНО УЭЦН»). В связи с ростом количества УЭЦН, эксплуатирующихся на пластах группы «Ю», компания наращивает внедрение оборудования для защиты от повышенных температур (Термовставка 23°C, вентильный привод, ТМС).

Также мы провели анализ эффективности мероприятий солеотложений и считаем применение УДР самым эффективным способом борьбы с отложением солей, в связи с чем будем наращивать объемы внедрения данного оборудования. Одновременно мы увеличили закупки износостойкого оборудования до 85% и снизили внедрение фильтров ЖНШ в связи с уменьшением операций ГРП.

В рамках повышения телемеханизации добычи в компании успешно завершён пилотный проект на двух кустовых площадках по созданию центра удаленного мониторинга (ЦУМ), в котором информация со всех контроллеров УЭЦН, ГЗУ, БРХ и т.д. через кустовой мастер-контроллер онлайн передается по широкополосному каналу связи в цех добычи нефти и газа, что позволяет в режиме реального времени контролировать работу фонда и принимать оперативные решения.

В рамках повышения интеллектуализации добычи мы заку-

Основные причины отказов УШГН, 2010–2011 гг.



Нарботка по типоразмерам ШГН и производителям



ДИСКУССИИ

Рустам Камалетдинов (ЛУКОЙЛ): У вас существуют мероприятия по снижению энергопотребления по компании?

К.К.: У нас существует программа, разработанная по всем бизнес-процессам, по мехфонду, по остановкам нерентабельного фонда, реинжинирингу и так далее.

Р.Камалетдинов: А вы не оценивали, какой процент снижения энергопотребления в 2012 году вы получите за счет внедрения этих мероприятий?

К.К.: Мы оценивали, сколько киловатт мы снизим и сколько денег мы сэкономим, но я не готов ответить конкретно, сколько процентов это будет.

Николай Кузьмичев (компания «Нефть XXI век»): Вы делали экономическую оценку успешности, то есть, как за последний год или за последние несколько лет изменилась себестоимость добычи нефти — основной экономической показатель успешности деятельности нефтедобывающего предприятия?

К.К.: Мы совместно с РГГУ нефти и газа разрабатываем методику экономической успешности конкретно по мероприятиям.

Н.Кузьмичев: А себестоимость добычи нефти как изменялась?

К.К.: Себестоимость снизилась.

Ильмир Шакиров («Башнефть Полюс»): Вы рассказали о достаточно большом количестве внедряемых технологий. Но с чем связано снижение количества погружных сепараторов? Какова эффективность?

К.К.: Эффективность очень хорошая, порядка 80–90 суток простоя по наработке, но в связи с тем, что у этого сепаратора маленький контейнер и стоимость его очень большая, есть сложности с ремонтом, мы объем его внедрения снижаем. Экономически он нецелесообразен.

Юрий Баров («Татнефть»): Можно уточнить информацию по ШГН, по сравнению отечественных ШГН («Ижнефтемаш») и других производителей? И каков был период опытно-промышленных испытаний?

К.К.: У нас период опытно-промышленных испытаний 180 суток в компании, но как показала практика, большинство насосов российских производителей отказывают раньше. Их средняя наработка — 130 суток. Есть отдельные экземпляры, которые работали больше.

Андрей Глинский («Дюпон»): У меня вопрос по энергоэффективности: приведен теоретический потенциал — 35 или 70% снижения, а реально их достигнуть нельзя? И второй вопрос, даже если и можно достигнуть, есть ли в этом экономический смысл?

К.К.: Все мероприятия по энергоэффективности у нас просчитываются. Если PI меньше 1,2, то мы это мероприятие не проводим.

Александр Медведев (Группа ЧТПЗ): У вас есть отказы по причине коррозии? А какие-то мероприятия есть у вас по уменьшению отказов?

К.К.: Да, я уже озвучивал. Мы спускаем контейнера с ингибиторами против коррозии.

Рустэм Салимуллин («Татнефть»): Занимается ли ваша компания научными разработками и если да, то какая часть бюджета на них уходит?

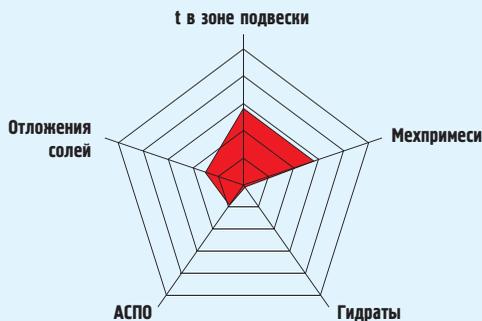
К.К.: Бюджет является коммерческой тайной. А научными разработками мы в данное время не занимаемся.

Основные показатели эксплуатации УЭЦН

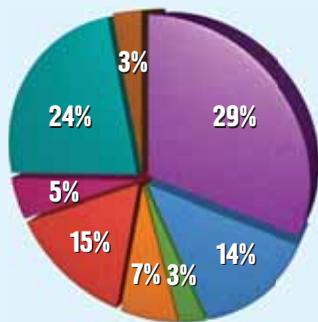


паем вентильные приводы в комплекте со станциями управления, в которых реализован режим поддержания пластового давления. Задав установку по давлению, станция путем изменения частоты вращения ЭЦН выходит на заданное давление и поддерживает его. В данный момент проходит ОПИ интеллектуальные станции ряда заводов-производителей.

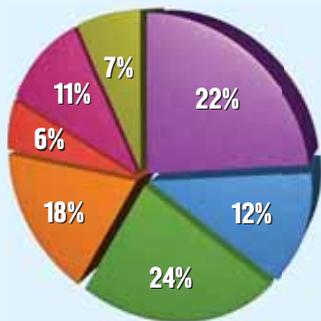
Причины отказов



Причины преждевременных отказов

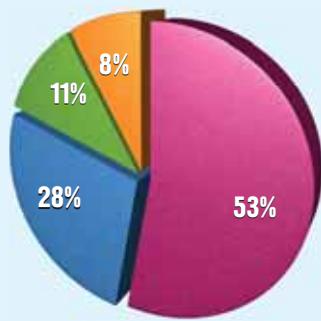


- Механическая примесь
- Конструктивный отказ
- Недостаточный приток
- Негерметичность НКТ
- Коррозия
- Организационные причины
- Солесотложение
- Прочие



- Нальцит
- Угlistое вещество
- Нварц
- Гипс
- Пропант
- Нефтепродукты и другие органические соединения
- Гидроокислы железа
- ННТ

Отказы узлов УЭЦН



- Насос
- Набелная линия
- ПЭД
- ННТ

Реализация программы мероприятий увеличения СНО УЭЦН

Оборудование	2007	2008	2009	2010	2011
Фильтр ЖНШ	308	476	281	367	282
Кожух + фильтр РИК	30	150	147	135	93
ПСМ	20	19	24	30	11
Износостойкое оборудование	39%	45%	65%	72%	85%
Капсулированный ингибитор	—	15	33	72	25
Контейнер	2	15	40	24	29
УДР	—	—	—	75	87
Термовставка 230С	—	104	354	591	1415
ТМС	74	108	165	110	524
Вентильный привод	10	30	132	168	350

Для сбора, консолидации и последующего анализа информации по эксплуатации, движению и отказам оборудования в компании реализован проект информационной системы «Мехфонд», которая позволяет оценивать и прогнозировать эффективность внедрения нового оборудования.

Рассмотрим подробно направления работы с фондом УШГН (см. «Основные показатели эксплуатации ШГН»). Программа увеличения наработки УШГН стартовала в 2010 году. За это время в условиях интенсивного сокращения данного фонда удалось увеличить СНО на 30 суток, с 256 до 286. Средняя глубина подвески из в года в год растет и составляет 1587 метров. Средний дебит скважины, оборудованной УШГН, по жидкости составляет 10 м³ в сутки и 3,3 тонны нефти.

Программа увеличения наработки на отказ УШГН построена на сборе статистики по наработкам оборудования и причинам отказов с последующим анализом и проведением ОПИ нового оборудования, направленного на устранение причин отказов. В рамках данной программы в составе НГДУ были назначены ответственные лица за эксплуатацию УШГН, проводятся аудиты баз по ремонту НШ и НКТ, введен регламент входного контроля ШГН и классификатор причин отказов УШГН.

Основными причинами отказов УШГН в 2010–2011гг являются (1) механический износ НКТ насосными штангами, (2) обрыв 3/4 штанги низа штанговой колонны, (3) засорение ШГН мехпримесями, (4) коррозионный износ

ШГН (см. «Основные причины отказов УШГН»).

Рассмотрим методы борьбы с данными осложнениями. По механическому износу НКТ насосными штангами получен эффект +28 суток за счет замены компонентов штанговых колонн с трехступенчатой на двухступенчатую. Также хороший результат дает наплавка на насосные штанги большеобъемных центроваторов с эффектом + 62 суток. Адресно получен эффект от монтажа ШГН на подвеске лифта 89 мм (эффект — +91 сутки). В 2012 году запланировано ОПИ по нанесению на внутреннюю стенку НКТ стойкого к истиранию покрытия.

Что же касается обрыва низа штанговой колонны (3/4штанги), то за счет внедрения амортизаторов штанговых нагрузок (АШН) получен эффект +88 суток с переходом на закупки штанги с улучшенными характеристиками производства ООО «Везерфорд».

Также с целью увеличения ресурса ШГН в 2010–2011 годах были проведены ОПИ ШГН российского производства (ПКНМ, «Кубань-Нефтемаш», ТД «Элкам-Нефтемаш», «Ижнефтемаш») в сравнении с SBS-Cameron. Лучшим оказался «Ижнефтемаш» («Римера»), но он уступил по показателям наработки ШГН производства SBS (см. «Нарботка по типоразмерам ШГН и производителям»). В связи с чем было принято решение о переходе на закупку ШГН импортного производства.

Также для увеличения ресурса ШГН и борьбы с вредным влиянием газа мы применяем в составе компонентов фильтры тонкой очистки ФНВ-73 ОПК, газо-песочные



якоря ПГ-3 («Элкам-Нефтемаш»), МОП («Нефтеспецтехника») и контейнеры ТРИЛ для борьбы с коррозией.

Энергоэффективность

Рассмотрим направление по повышению энергоэффективности при добыче жидкости с УЭЦН. Основным потребителем электроэнергии является механический фонд скважин — 61% и система ППД — 34%. Удельный расход электроэнергии на добычу жидкости в 2011 году составил 20,45 кВт*ч/т, из них 12,5 — добыча жидкости механическим способом; реализация мероприятий по увеличению энергоэффективности позволила снизить данные показатели на 1,17 и 0,96 кВт*ч/т соответственно.

Проведен энергоаудит с обследованием 200 добывающих скважин базового фонда и установлены нормативы удельного расхода электроэнергии для УЭЦН и УШГН. Потенциал экономии составил 35% по УЭЦН и 73% по УШГН (см. «Потенциал повышения энергоэффективности...»).

Также в рамках учета электроэнергии в технические требова-

ния на закупку СУ включены требования о комплектации СУ встроенными счетчиками учета электроэнергии и запущена система АСТУЭ 35/6.

К основным мероприятиям по увеличению энергоэффективности механического фонда мы относим (1) оптимальный подбор оборудования с учетом энергозатрат, (2) изменение режима работы скважин, смена способа эксплуатации, (3) испытания и внедрение новой техники и технологий на механическом фонде.

В свою очередь, факторами, влияющими на удельный расход электроэнергии, являются КПД технологического оборудования, технологический режим работы скважин, дизайн погружного и наземного оборудования и его параметры; износ погружного оборудования в процессе эксплуатации.

В программе повышения энергоэффективности на 2012 год:

- энерго эффективный дизайн УЭЦН (экономия 9 кВт*ч на 1 скважине);
- перевод малодобитного фонда скважин УЭЦН на периодическую циклическую эксплуата-

Основные показатели эксплуатации ШГН



Средняя глубина спуска и средний динамический уровень ШГН

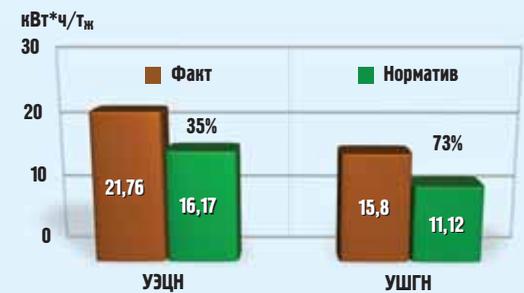


Динамика среднесуточного дебита скважины ШГН



Начало реализации проекта увеличения СНО УШГН — 2010 год

Потенциал повышения энергоэффективности механизированного фонда скважин



цию (экономия за счет мегбшего отработанного времени);

- внедрение интеллектуальных станций управления УЭЦН с заменой асинхронных ПЭД на вентильные (экономия 5 кВт*ч на 1 скважине);
- внедрение ПЭД с повышенным напряжением (экономия 3 кВт*ч на 1 скважине).

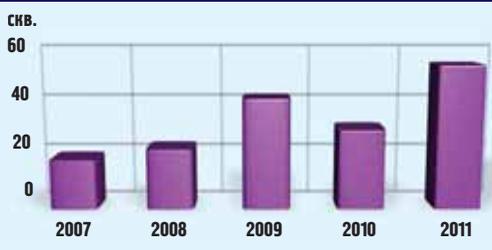
ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНОГО НАПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП С МАКСИМАЛЬНЫМ ЭФФЕКТОМ

Стратегические планы развития ОАО «ЛУКОЙЛ» и его требования направлены на повышение эффективности разработки месторождений, что заставляет нас искать новые пути решений и подходы к повышению нефтедобычи. Специалистами рассматриваются и внедряются новейшие технологии.

На данный момент интенсивно внедряется бурение горизонтальных скважин с проведением поинтервального ГРП в 3–5 стадий. Выбор расположения скважин и направления горизонтальных стволов проводится на основе знаний о региональных напряжениях.

Планируются и выполняются необходимые дорогостоящие исследования, ранее не проводимые, и т.д. Одним словом, компания постоянно движется вперед...

Динамика ввода горизонтальных скважин ТПП «Покачевнефтегаз»



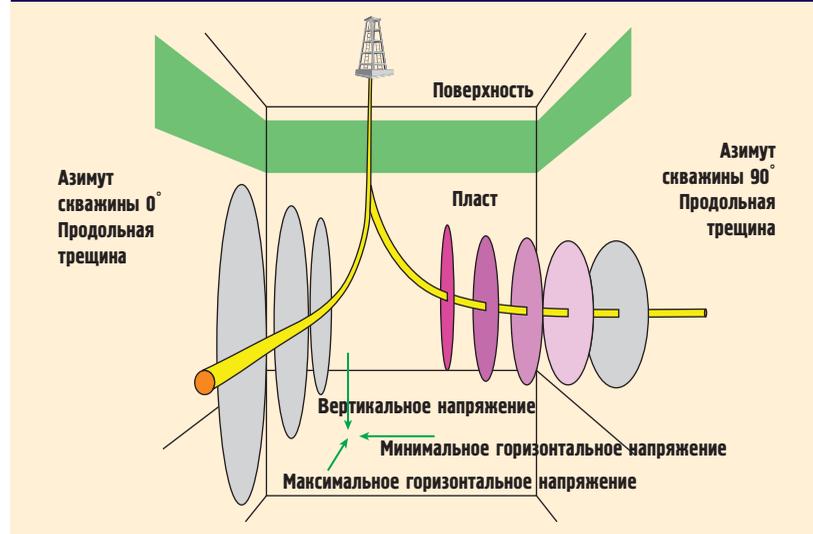
Оптимальный азимут бурения горизонтального ствола



По ОАО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» ТПП «Покачевнефтегаз» является одним из лидеров по бурению скважин с горизонтальным окончанием, включая и боковые стволы (см. «Динамика ввода горизонтальных скважин»).

В связи со сложным геологическим строением пластов коллекторов (выклинивание, замещение, глинизация) большинства залежей нефти на 10–15% скважин с боковым окончанием вскрываемый объект по фильтрационно-емкостным свойствам не соответствует плановым значениям, и, как следствие, получаем низкие

Предпочтительная плоскость трещины



притоки жидкости и нефти. От этого не застраховано ни одно нефтегазодобывающее предприятие.

Единственным выходом из такой ситуации является проведение ГРП, который позволяет запустить скважину с рентабельными показателями добычи. Также данное мероприятие ТПП проводит при снижении притока в процессе эксплуатации. Здесь и встает вопрос о получении максимального эффекта.

На сегодняшний день на подобных скважинах проведено 15 операций ГРП. Все они проведены и проводятся на стандартном оборудовании в основном в 1 стадию. Их можно охарактеризовать как «слепой ГРП», при котором мы не знаем, в какой части ствола образуется трещина разрыва. Но накоплено достаточно данных, как косвенных, так и прямых, которые позволяют уверенно определять направление развития тре-

щины и максимальных напряжений пород (см. «Оптимальный азимут бурения горизонтального ствола»).

Если мы не можем повлиять на направление трещины, то можем планировать направление горизонтального ствола таким образом, чтобы получить наилучший результат от гидроразрыва.

Рассмотрим процесс ГРП и его успешность с точки зрения геомеханики. Так, для успешного завершения работ по гидроразрыву, т.е. для закачки проппанта в пласт без осложнений, трещина должна развиваться вдоль ствола или перпендикулярно (см. «Предпочтительная плоскость трещины»). При этом минимизированы отрицательные факторы, такие как извилистость трещины и повышенное трение в призабойной зоне. Соответственно ствол необходимо ориентировать исходя из этих правил.

**CTT
WIC
2012**

IC TA
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
НП СТТДС

31 октября – 2 ноября 2012 года
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
(Ленинградский проспект, д. 37, корпус 9)

October 31 – November 2, 2012
Aerostar Hotel, Moscow, Russia
(37 bld. 9 Leningradskiy pr.)

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

**International Scientific and Practical
Coiled Tubing and Well Intervention Conference**

Тематика технических секций конференции:

- Технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

Семинар: «Новейшее применение колтюбинга», 31 октября

**Short Course: The Newest Coiled
Tubing Applications, October, 31**

Выставка: 1-2 ноября

Exhibition: November, 1-2

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel. +7 499 788 91 24

Tel./fax: +7 499 788 91 19

E-mail: cttimes@cttimes.org,

www.cttimes.org

Technical sessions will focus on the following topics:

- Oil recovery enhancement technologies;
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation;
- Sidetracking, including that with coiled tubing utilization;
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including coal bed devolatilization;
- Modern methods of geophysical well logging;
- Squeeze job in oil and gas wells;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover;
- Information support of well intervention operations.

www.cttimes.org/ru/conference

Нефтяная промышленность России, январь-апрель 2012 г

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	27917.5	98.00	6077.6	101.60	29127	25267	3860
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	14675.8	100.41	4367.1	100.19	16315	14585	1730
Когалымнефтегаз	8226.7	97.66	522.8	99.11	8016	7141	875
Лангепаснефтегаз	2309.4	112.20	156.3	115.76	3003	2647	356
Покачевнефтегаз	2293.0	101.25	169.4	103.45	2393	2145	248
Урайнефтегаз	1711.9	99.19	288.7	92.50	2757	2522	235
Ямалнефтегаз	134.9	93.74	3229.9	100.29	146	130	16
Волгодеминойл	152.5	102.33	23.8	102.23	16	14	2
КАМА-ойл	41.6	142.14	5.4	149.34	17	13	4
ЛУКОЙЛ-АИК	900.2	102.83	78.3	102.83	407	373	34
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	352.7	93.58	7.8	83.72	308	300	8
ЛУКОЙЛ-Коми	4487.8	100.17	505.9	99.18	3220	2385	835
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	134.7	238.15	225.9	319.26	6	5	1
ЛУКОЙЛ-Пермь	4243.2	106.41	489.0	106.27	6261	5468	793
Нарьянмарнефтегаз	690.6	41.22	89.1	49.76	87	76	11
НМНГ-МНА	38.3	107.15	6.2	105.40	14	8	6
ПермТотиНефть	57.3	106.10	1.4	111.68	81	74	7
Р-Внедрение	29.7	107.37	1.2	137.72	37	35	2
РИТЭК	1908.8	101.48	259.5	98.17	1887	1511	376
Турсунт	39.7	92.91	1.9	91.31	78	66	12
УралОйл	164.6	100.84	15.2	93.74	393	354	39
Роснефть	38382.6	102.96	6634.0	109.28	24947	20461	4486
Ванкорнефть	5533.0	120.07	1745.9	129.69	185	179	6
Востсибнефтегаз	42.2	109.75	8.2	180.45	8	3	5
Грознефтегаз	258.9	94.66	97.6	78.97	231	212	19
Дагнефтегаз	9.0	97.11	98.7	98.59	26	26	0
Ингушнефтегазпром	19.8	100.16	2.0	100.60	264	81	183
Полярное Сияние	182.2	91.74	18.1	83.47	30	26	4
РН-Дагнефть	54.6	103.76	10.5	102.42	73	66	7
РН-Краснодарнефтегаз	299.3	102.28	1001.9	103.75	1234	1063	171
РН-Маланинская группа	37.0	150.36			14	10	4
РН-Пурнефтегаз	2309.0	100.78	1601.5	113.73	2057	1733	324
РН-Сахалинморнефтегаз	466.6	94.66	184.6	74.78	1244	1033	211
РН-Северная нефть	1204.6	98.45	105.9	90.11	334	311	23
РН-Ставропольнефтегаз	281.1	89.62	33.9	97.65	440	310	130
РН-Юганскнефтегаз	22078.4	100.78	1500.0	103.02	10387	8480	1907
Самаранефтегаз	3476.8	100.91	198.6	98.60	4210	3213	997
Удмуртнефть	2130.2	101.98	26.7	83.40	4210	3715	495
Газпром нефть	10336.9	101.56	3705.9	113.69	6575	5951	624
Арчинское	66.8	56.23	64.1	39.55	61	37	24
Газпром нефть	378.9	76.95	31.2	105.53	180	167	13
Газпром нефть-Оренбург	182.6	103.96	335.7	122.77	173	167	6
Газпромнефть-Восток	343.6	145.62	48.1	170.77	140	129	11
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	3911.2	95.36	1899.0	112.79	3505	3106	399
Газпромнефть-Хантос	278.0	160.35	13.4	165.18	109	104	5
Заполярье	1239.4	92.30	1002.0	126.40	944	833	111
МАГМА	142.0	100.54	14.0	101.31	83	73	10
Сибнефть-Югра	3650.5	111.86	249.7	120.11	1351	1309	42
ЦНТ	55.7	201.40	4.7		12	11	1
ЮУНГ	88.2	86.61	44.2	79.09	17	15	2
Сургутнефтегаз	20215.4	101.68	4136.8	94.78	20432	19002	1430
Сургутнефтегаз (УФО)	18169.7	99.18	3933.5	93.55	20118	18697	1421
Сургутнефтегаз (Якутия)	2045.7	131.03	203.3	127.08	314	305	9

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
ТНК-ВР Холдинг	24195.1	102.61	5186.2	108.23	21083	15625	5458
Бугурасланнефть	511.8	105.75	11.3	103.46	402	355	47
Ваньеганнефть	481.8	98.55	384.0	84.68	406	285	121
Варьеганнефтегаз	592.4	78.08	547.3	94.32	1293	601	692
Верхнечонскнефтегаз	2194.8	165.41	360.4	281.34	169	136	33
Ермаковское	290.4		15.1		561	370	191
Кальчинское	63.1		4.9		120	117	3
Корп. Югранефть	130.4	88.77	11.2	91.35	185	142	43
Нижевартовское НГДП	991.7	95.17	99.0	101.98	952	879	73
Новосибирскнефтегаз	187.4	69.55	20.6	57.37	83	76	7
Оренбургнефть	6179.0	99.62	1064.3	125.00	2016	1744	272
Самотлорнефтегаз	5923.6	94.14	1834.7	95.72	8010	6130	1880
Севернонефтегаз	54.1	112.99	7.9	109.66	9	6	3
Северо-Варьеганское	158.6		129.9				
Сузун	0.2	16.61			7	0	7
Тагульское					5	0	5
ТНК-Нижевартовск	2062.1	95.78	207.5	100.29	2292	1962	330
ТНК-Нягань	2242.2	99.96	412.7	98.29	4354	2626	1728
ТНК-Уват	1972.5	131.84	70.0	176.93	209	194	15
Тюменнефтегаз	159.1	26.80	5.2	18.97	10	2	8
Татнефть	8675.8	100.82	299.5	108.95	22482	19089	3393
Абдулинскнефтегаз					3	0	3
Илекнефть	8.0	78.39	2.9	283.27	12	3	9
Калмтатнефть					4	0	4
Татнефть им. В.Д.Шашина	8581.7	100.67	293.9	108.36	22361	19005	3356
Татнефть-Самара	84.5	122.49	1.9	107.88	95	77	18
Татнефть-Северный	1.5	105.57	0.8	90.03	7	4	3
Башнефть	5097.6	103.75	183.5	98.79	17267	14733	2534
Башминерал	32.2	119.59	1.7	120.28	40	37	3
Башнефть	5024.5	103.77	178.2	98.73	17175	14654	2521
Геонефть	38.8	92.13	3.6	93.99	19	15	4
Зирган	2.1	89.78	0.1	89.89	33	27	6
Славнефть	5939.7	100.12	375.6	101.16	4044	3520	524
Обьнефтегазгеология	1462.4	121.26	34.9	115.76	359	339	20
Обьнефтегеология	160.4	82.91	11.4	101.24	98	73	25
Славнефть	245.1	68.71	15.3	69.03	60	56	4
Славнефть-Красноярскнефтегаз	7.8	84.95	1.3	84.93	9	4	5
Славнефть-Мегионнефтегаз	3233.2	93.17	260.5	101.07	3181	2738	443
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	225.3	82.67	16.6	96.78	88	83	5
Славнефть-Нижевартовск	553.9	149.97	32.6	116.27	194	178	16
Соболь	51.6	93.33	3.0	92.55	55	49	6
РуссНефть	4558.0	106.38	721.0	108.61	4560	4122	438
Аганнефтегазгеология	219.3	105.59	19.0	91.21	89	64	25
АКИ-ОТЫР	505.8	117.24	29.9	152.89	249	230	19
Арчнефтегеология	19.6	70.03	1.2	67.74			
Белкамнефть	733.5	99.25	10.7	97.90	1274	1217	57
Белые ночи	609.2	121.33	199.9	125.24	393	340	53
Валюнинское	8.7	134.77	0.6	134.61	10	7	3
Варьеганнефть	373.8	96.03	221.9	110.07	804	709	95
Голойл	85.1	133.95	5.4	125.65	33	22	11
Грушовое	6.6	98.51	0.6	96.01	3	3	0
Дуклинское	4.8	58.50	0.3	58.58	3	2	1
Западно-Малобалыкское	287.5	76.26	10.0	75.70	149	140	9
Мохтикнефть	135.5	87.13	7.5	82.53	33	30	3
Нафта-Ульяновск	62.4	111.74	0.3	108.66	68	62	6
НГДУ Пензанефть	51.5	91.69	0.4	27.95	41	38	3
Нефтеразведка	1.7	360.21	0.0	750.00	6	4	2

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Ново-Аганское	0.4	475.00	0.0	358.33	10	1	9
Окуневское	3.8	58.95	0.0	61.54	3	2	1
Регион-й нефтяной консорциум	386.0	102.30	5.2	92.79	346	337	9
РНК	10.5	98.54	0.2	98.60	9	5	4
Рябовское	55.1	108.93	0.8	109.45	49	46	3
Саратов-Бурение	20.9	133.39	10.8	121.12	22	22	0
Саратовнефтегаз	305.8	99.25	164.5	93.99	346	301	45
Севернефть-Ярайнер					5	0	5
Соболиное	7.5	81.89	1.4	77.94	11	9	2
Столбовое	224.4	191.42	18.4	181.28	43	41	2
Томская нефть	20.0	107.36	3.8	34.47	20	19	1
Удмуртгеология	40.4	96.50	0.4	97.16	58	57	1
Удмуртская ННК	36.4	90.46	0.4	84.85	84	81	3
Удмуртская нефтяная компания	127.0	163.69	1.2	147.24	70	68	2
Ульяновскнефть	143.6	108.76	1.4	105.82	135	126	9
Уральская нефть	11.7	87.79	0.2	87.97	114	72	42
Федюшкинское	25.0	1250.68	2.1	1252.10	9	9	0
Черногорское	34.2	94.30	2.4	94.92	71	58	13
Нефтяные компании, итого	145318.6	101.52	27320.1	105.22	150517	127770	22747
Газпром	4980.6	109.85	182107.8	98.00			
Газпром добыча Астрахань	1320.0	93.42	3817.1	93.91			
Газпром добыча Иркутск	1.0		15.1				
Газпром добыча Краснодар	68.0	102.80	368.5	85.65			
Газпром добыча Надым	1.6		19019.6	98.99			
Газпром добыча Ноябрьск	14.4	82.32	19074.3	94.04			
Газпром добыча Оренбург	120.4	91.12	5577.7	96.70			
Газпром добыча Уренгой	1683.7	97.38	40267.0	96.52			
Газпром добыча Ямбург	1092.3	181.90	76221.3	98.90			
Газпром переработка	56.8	90.05	761.3	96.25			
Газпром трансгаз Югорск			17.1	97.85			
Калмгаз			24.1	87.33			
Нортгаз	177.7	118.81	1469.3	123.45			
ПУРГАЗ			5325.4	100.41			
Севернефтегазпром			9025.6	101.10			
Сервиснефтегаз	1.6	26.90	2.1	31.06			
Томскгазпром (Востокгазпром)	443.2	124.02	1122.3	110.58			
НОВАТЭК	1434.5	104.65	17545.1	112.36	59	47	12
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	493.6	107.19	5901.2	115.59	59	47	12
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	940.9	103.37	11643.9	110.79			
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	207.6	336.32	118.9	241.08	31	29	2
Дулисьма	207.6	336.32	118.9	241.08	31	29	2
Зарубежнефть	633.0	190.30	21.4	203.58	69	60	9
РУСВЬЕТПЕТРО	633.0	190.30	21.4	203.58	69	60	9
Юкола-нефть	60.1	99.19	2.3	103.25	27	27	0
Богородскнефть	52.1	95.76	1.9	106.46	21	21	0
Поволжскнефть	8.0	129.31	0.4	88.97	6	6	0
Акмай	3.6	112.50	0.0	113.89	11	9	2
Алойл	91.8	99.36	3.1	94.02	179	179	0
АЛРОСА-Газ	2.1	109.66	111.7	101.11			
Альянснефтегаз	202.1	93.00	15.3	100.71	67	54	13
Арктикгаз	13.5		124.0		9	9	0
Арктикморнефтегазразведка	7.2	83.12	15.3	102.16	45	33	12
Арктикнефть	10.9	101.56	2.5	101.32	40	25	15
БайТекс	90.9	111.13	1.1	101.74	177	166	11
Бенталь	3.1	81.86	0.0	90.91	8	5	3
Благодаров-Ойл	37.2	103.72	0.2	101.69	31	26	5

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Братскэкогаз	0.2	135.33	2.5	133.14	3	2	1
Брендан	9.7	92.17	0.5		4	4	0
Булгарнефть	58.5	96.51	1.2	107.99	113	113	0
ВЕЛЛойл	1.4	163.00			12	4	8
Верхнеомринская нефть	0.6	70.00			10	0	10
Веселовское	2.7	112.58	0.4		4	2	2
Винка	0.1	5100.00	0.0		5	4	1
Войвожнефть					11	0	11
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	5.7	95.22			5	3	2
Восточная Транснациональная компания	128.5	116.40	5.5	139.51	66	65	1
Вукошурнефть	2.1	105.23	0.0		5	4	1
ВУМН (Чишманефть)	59.1	95.31	0.3	95.81	100	93	7
Газнефтедобыча	5.5	58.05	15.6	56.89	2	1	1
Геология	57.0	93.03	1.4	166.91	155	140	15
Геолого-разведочный иссл. центр	34.9	103.20	0.2	100.00	116	116	0
Геотех	45.0	100.32	1.6	140.12	66	60	6
Геотрансгаз			9.8	17.17			
Геотэкс	9.9	1225.09	54.8	670.73			
Дальпромсинтез	3.7	160.09	23.3		4	4	0
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	13.0	227.43	167.5	144.80	19	7	12
Диньельнефть	50.2	100.62	6.6	102.66			
Динью	24.6	75.55	1.5	39.47	18	17	1
Дружбанефть	7.5	106.43	0.1		30	28	2
Евро Альянс	0.1				2	0	2
ЕвроСибОйл	27.3		2.0		151	33	118
Елабуганефть	5.3	94.74	0.0	100.00	25	20	5
Енисей	173.2	93.55	15.5	94.53	41	36	5
ЕНЭС	6.8	114.46	0.4	109.31	10	9	1
Живой исток	2.7	62.26	0.3	47.85			
Иделойл	56.1	102.66	0.3	134.30	198	186	12
Иджат	1.1	89.40	0.0	92.31	1	1	0
ИНГА	59.2	321.52	7.2	220.29	34	10	24
Ингеохолдинг	2.2	351.09	0.1	336.59	2	2	0
ИНК	686.4	213.09	209.2	174.80	54	40	14
ИНК-НефтеГазГеология	20.9	319.82	12.4	56.18	2	1	1
Институт РОСТЭК	0.7	134.65			2	2	0
Иреляхнефть	33.0	85.57	5.8	75.80			
ИТАНЕФТЬ	1.2	105.61	0.0	109.09	8	5	3
Каббалкнефетопром	0.7	110.61	0.1	111.11			
Калининграднефть	5.1	91.17					
Калмпетрол	5.5	71.22	0.2	62.26	6	5	1
Камчатгазпром			129.6	204.06			
КанБайкал Резерсез Инк.	104.1	137.67	9.1	117.61	37	28	9
Кара-Алтын	168.3	101.57	1.1	108.20	389	380	9
Карбон	0.8	179.86	0.2	179.59	6	3	3
Карбон-Ойл	12.3	95.96	0.0		52	47	5
КНГ-добыча	131.9	196.41	11.8	143.55	31	27	4
Колванефть	148.0	87.95	22.3	87.96	20	12	8
Колвинское	263.4	321.09	5.7	278.87	31	18	13
Комнедра (УПК Недра)	185.1	105.82	20.9	106.91	22	18	4
Конданефть	0.2		0.0				
Кондурчанефть	22.7	125.01	0.1	107.45	87	77	10
Кондурчанефть (Самара)	6.8	78.87	0.4	353.40	6	6	0
Косьюнефть	15.0	102.84	0.3	101.56	5	5	0
Кумская нефть					1	0	1
Ленск-Газ			21.7	173.07			
МакОйл	5.2	90.88	0.0	88.00	32	31	1

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2012 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Матюшкинская вертикаль	67.8	157.44	3.8	149.13	46	39	7
МЕГАЛИТ	0.2	23.54			2	0	2
Меллянефть	26.4	100.27	0.1	97.64	64	51	13
МНКТ	41.6	97.93			96	92	4
Назымская НГРЭ	6.8	56.45	1.5	57.31			
НГК Горный	1.4		0.0		5	1	4
Негуснефть	155.6	89.35	43.6	86.44			
Недра-К	19.9	97.76	1.0	97.80	9	9	0
Нефтебурсервис	0.8	82.15	0.1	438.46	16	8	8
НефтУС	46.4	99.43	7.0	92.55	7	3	4
Нефть (Саратовская обл.)	4.3	97.49					
Нефтьинвест	12.2	84.60	0.3	85.71	14	9	5
Нижеомринская нефть	4.5	93.23	0.6	89.23	96	30	66
Нократойл	2.3	122.01	0.0	112.50	10	8	2
Норд Империл	29.1	72.82	11.4	48.56	46	29	17
Норильсгазпром	1.1	100.46	643.8	91.48			
Нурлатская нефтяная компания	0.5	283.80	0.0		8	2	6
Ойлгазтэ	8.1	94.61	0.4	87.83	3	3	0
Оренбургнефтеотдача	22.6	123.25	0.4	124.76	18	16	2
Охтин-Ойл	50.9	95.29	0.4	77.20	84	80	4
Петросах	20.6	92.80	14.6	92.38			
Печоранефтегаз	68.7	84.99	1.7	91.04	76	67	9
Печоранефть	40.4	111.51	3.4	111.54	17	13	4
Печорнефтегазпром	1.8	96.15	56.6	95.92			
Печорская энергетическая компания	14.0	169.54	0.5	226.70	12	12	0
Преображенскнефть	64.1	93.87	5.0	94.32	37	33	4
Пурнефть	35.5	172.12	16.1	253.34	29	18	11
Регион-Нефть	29.9	93.07	1.3	87.83	5	4	1
Регион-Сириус	0.7	96.73	0.0	37.50	3	3	0
РедОйл	25.9		41.4		18	12	6
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	2.1	146.70	0.0		3	2	1
Речер-Коми	26.4	94.60	0.3	99.70	21	20	1
Роспан Интернешнл	225.2	93.48	1227.3	101.28			
РТП-Саратов	1.8	444.42			3	1	2
Руфьеганнефть	9.5		0.7		10	8	2
Садакойл	4.4		0.1		6	4	2
Салым Петролеум Дев. Н.В.	2607.7	94.94	99.5	87.61	463	445	18
Самараинвестнефть	48.7	111.52	0.5	112.11	61	53	8
Самара-Нафта	829.5	118.59	38.0	173.23	161	133	28
Санеко	178.0	104.22	4.6	65.35	60	44	16
Саратовнефтегеофизика	13.1	90.12	0.6	142.89	11	11	0
Саратовнефтедобыча	4.7		0.5		1	1	0
Сахалинская нефтяная компания			22.9	111.85			
Сахатранснефтегаз			2.0	73.54			
Севернефть	43.1	98.29	223.2	98.82			
Северное Сияние	26.3	84.32	2.7	78.54	12	5	7
Селена-Пермь	5.9	125.07	0.9	113.02	20	17	3
Селенгушнефть	3.4	96.59	0.0	100.00	27	22	5
Сиаль	20.6	87.48	0.3	107.55	16	10	6
СибИнвестНафта	0.8	101.91	0.0	59.04	4	1	3
СИБИНТЭК	10.6	256.09	1.9		4	4	0
Сибнефтегаз			3634.4	102.45			
Сибнефть-Чукотка			10.3	90.04			
СМП-Нефтегаз	105.2	98.41	0.6		186	176	10
Соровскнефть	3.3	123.41	0.1	123.23	3	0	3
СпецКрит	0.4	47.20	0.0	59.09	7	3	4
Средне-Васюганское	6.1	59.46	0.4	69.39	8	7	1

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, апрель 2012 г., кол-во		
	С начала 2012 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2011 г.	С начала 2011 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2011 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Стимул-Т	34.9	100.31	2.0	106.07	17	16	1
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	10.1	122.92			21	1	20
Таймыргаз	36.6	100.40	727.3	102.93			
ТАКС	0.2	73.58					
Тарховское	113.1	103.38	7.4	105.85	558	187	371
TATEX	153.2	100.58	1.9	88.95	414	410	4
Татнефтеотдача	149.2	100.28	2.0	100.74	275	258	17
Татнефтепром	85.6	107.11	0.8	42.80			
Татнефтепром-Зюезевнефть	122.2	105.48	1.1	142.11	246	232	14
Татнефть-Геология	54.6	113.71	1.3	70.84	60	53	7
Татойлгаз	131.5	100.96	3.2	90.79	376	349	27
Тевризнефтегаз			3.3	119.52			
ТЕРРИГЕН					9	0	9
Технефтьинвест	0.6	84.82	0.1	86.93	11	3	8
Тиман-Печора Эксплорэйшн	8.8	76.40	1.7	75.55	5	4	1
ТНГК-Развитие	79.6	99.89			124	109	15
ТНС-Развитие	20.6	77.11	0.4	77.19	8	8	0
Томская нефтегазовая компания	0.2	17.77	0.0	17.31	6	3	3
Томскгеонефтегаз	6.4	77.80	0.4	69.75	3	2	1
Томскнефть (ВНК)	3372.5	99.86	619.6	134.29	2940	2202	738
Трансойл	45.7	110.24	0.2	85.71	118	109	9
Транс-ойл	5.3	7412.50	0.5	6985.71	8	1	7
Троицкнефть	79.1	101.20	0.5	104.41	148	139	9
Ульяновскнефтегаз	6.9	148.49					
Уралнефтегазпром	21.1	107.96	111.6	110.31			
Уральская Нефтяная Компания	15.5	113.84			28	28	0
Уренгой ИНК					1	0	1
Уренгойская газовая компания			41.7	62.40			
Фроловское НГДУ	4.9	79.15	0.2	96.62			
Ханты-Мансийская НК	3.7	236.90	0.4	195.31			
Хвойное	130.4	76.91	5.7	68.40	60	47	13
ХИТ Р	23.1	101.85	0.6	112.34	9	6	3
ЦНПСЭИ	17.7	124.44	1.3	111.47	18	17	1
Чепецкое НГДУ	13.7	79.98	0.2		34	33	1
ЧНД (Чумпасснефтедобыча)	8.7	129.90	1.0	138.91	4	3	1
Шешмаойл	136.1	102.24	1.1	141.67	377	346	31
Энергетическая компания РИФ	2.6	88.29	0.8	70.83			
Южно-Аксютино	0.6	104.30	0.0	116.67	2	2	0
Южно-Охтеурское	25.6	95.39	2.0	87.81	18	12	6
Юпитер-А	8.4	363.16	0.3	370.83	16	7	9
Якутгазпром	39.6	108.53	762.1	109.30			
Ямал СПГ	0.3		20.7	496.21	1	1	0
Ямалтэк			6.0	96.27			
Ямбулойл	3.4	103.68	0.0	166.67			
Янгпур	51.2	114.57	44.2	84.14			
Яр-Ойл	0.8	65.45	0.0	60.00	1	1	0
Прочие производители, итого	14039.9	108.54	9685.6	107.46	10421	8389	2032
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	1932.8	95.89	6382.2	109.69	24	16	8
Тоталь РРР	552.1	114.90	69.0	117.94			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	2366.8	82.39	3143.5	103.76	43	28	15
Сахалин 1 (иностран.капитал)	1893.4	82.39	3143.5	103.76	43	28	15
Роснефть	473.4	82.39					
Роснефть-Астра	201.2	82.39					
Сахалинморнефтегаз-Шельф	272.2	82.39					
Операторы СРП, итого	4851.7	90.37	9594.6	107.73	67	44	23
Всего	170625.2	101.96	246253.3	100.38	161064	136250	24814

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-апрель 2012 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2012 г.	% к соответств. периоду 2011 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	16705.5	103.31	1857.6	4959.1	429.6	5801.1
Туапсинский НПЗ	1529.1	101.86	0.0	486.9	0.0	676.1
Комсомольский НПЗ	2413.2	90.85	108.7	635.3	97.0	969.3
Куйбышевский НПЗ	2120.6	107.63	326.8	715.9	0.0	835.3
Сызранский НПЗ	2137.2	106.78	361.7	631.2	37.9	678.3
Новокуйбышевский НПЗ	2242.8	100.00	238.6	579.5	80.7	613.3
Ачинский НПЗ	2770.2	105.00	346.1	901.0	49.9	1080.4
Ангарская НХК	3492.4	110.49	475.7	1009.3	164.1	948.4
Башнефть	6701.8	98.78	1473.4	2353.3	34.3	1038.1
Уфимский НПЗ	1836.7	92.89	403.3	664.9	0.0	526.2
Уфанефтехим	2776.9	107.74	555.1	1113.9	0.0	236.5
Ново-Уфимский НПЗ	2088.2	93.66	515.0	574.5	34.3	275.4
Газпром нефтехим Салават	1987.5	87.86	303.8	572.1	0.0	520.4
Сургутнефтегаз	7085.4	101.73	796.3	1823.8	227.1	3087.0
Киришинефтеоргсинтез	7085.4	101.73	796.3	1823.8	227.1	3087.0
ЛУКОЙЛ	14276.6	97.60	2100.6	4082.9	689.6	3608.5
Волгограднефтепереработка	3707.5	115.26	510.7	1057.2	281.9	511.3
Пермнефтеоргсинтез	4308.9	100.69	552.4	1433.8	158.8	803.8
Ухтанефтепереработка	1459.4	97.88	147.9	358.7	12.4	515.0
Нижегороднефтеоргсинтез	4800.8	85.12	889.6	1233.2	236.5	1778.4
Группа Альянс	1195.4	103.92	137.1	72.9	85.9	468.8
Хабаровский НПЗ	1195.4	103.92	137.1	72.9	85.9	468.8
Славнефть	4716.6	109.24	664.8	1230.9	234.7	1682.8
Ярославнефтеоргсинтез	4716.6	109.24	664.8	1230.9	234.7	1682.8
Орскнефтеоргсинтез	1883.8	117.74	286.8	543.4	105.9	686.3
ТНК-ВР Холдинг	7283.5	93.31	1251.2	1541.4	323.1	2454.1
Рязанская НПК	5024.1	90.82	952.2	1241.6	323.1	1774.2
Саратовский НПЗ	2259.4	99.34	299.0	299.8	0.0	679.9
Газпром нефть	10190.6	104.39	2301.9	2703.6	643.4	2024.8
Омский НПЗ	6591.8	105.23	1510.4	1824.6	426.2	851.2
Московский НПЗ	3598.8	102.88	791.5	879.0	217.2	1173.6
КраснодарЭкоНефть	882.1	102.88	0.0	266.8	37.9	392.5
ТАИФ-НК	2975.0	101.42	220.5	750.8	70.2	759.3
Газпром	1753.2	109.00	723.7	483.9	60.2	96.9
Новошахтинский ЗНП	696.3	79.28	0.0	0.0	0.0	348.5
Афипский НПЗ	1540.0	116.18	0.0	565.9	0.0	692.4
ТАНЕКО	2045.7					680.6
Итого	81919.0	103.63	12117.7	21950.8	2941.9	24342.1
Мини-НПЗ	4096.5	122.02	83.4	744.9	44.6	1137.9
Всего	86015.5	104.38	12201.1	22695.7	2986.6	25480.0

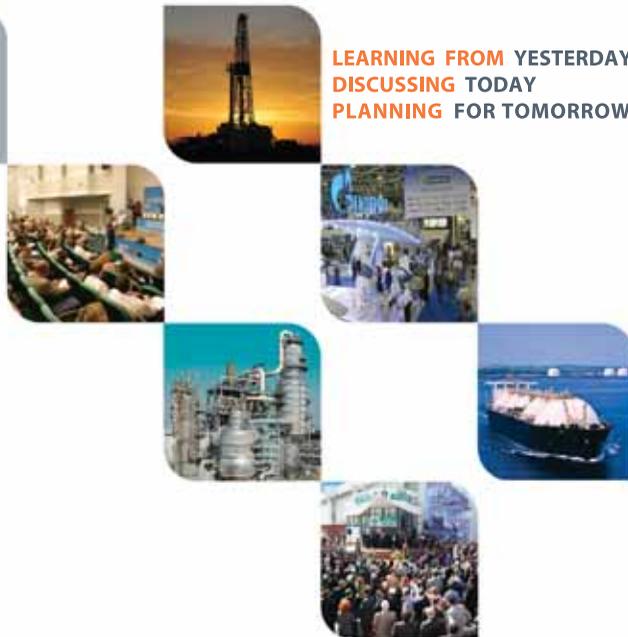
Экспорт нефти из России по транспортным направлениям (по системе АК «Транснефть»), январь-апрель 2012 г. (тыс. тонн)

Компания	С перевалкой в портах					По нефтепроводам								КТК	С начала года
	Усть-Луга	Ново-российск	Туапсе	Козьмино	Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия	Босния	Китай		
Роснефть															19181.9
ЛУКОЙЛ															9012.9
Сургутнефтегаз															8492.4
ТНК-ВР Холдинг															10879.9
Газпром нефть															4338.8
Татнефть															3898.9
Башнефть															1439.9
РуссНефть															1825.5
Газпром															156.2
Операторы СРП															506.2
Прочие недропользователи															3440.7
КТК														126.0	126.0
Всего российские ресурсы														126.0	63299.3
Транзит Казахстана															6600.9
Транзит Азербайджана															656.3
Транзит Туркмении															13.6
Белоруссия															544.1
Всего,														126.0	71114.1
в том числе	Усть-Луга	Ново-российск	Туапсе	Козьмино	Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия	Босния	Китай	КТК	С начала года
	1197.8	14147.4	559.6	5098.9	24222.8	7530.5	7502.0	580.0	1348.2	1717.3	1783.1	252.5	5048.0	126.0	71114.1

Освоение капитальных вложений, январь-апрель 2012 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	49414.5	3292.4	22280.2	3882.8	19925.4	33.6
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	30607.4	1603.7	13878.5	2444.1	12681.2	0.0
Когалымнефтегаз	9104.0	27.7	5620.2	1178.8	2277.2	0.0
Лангепаснефтегаз	5342.1	132.4	3423.9	442.7	1343.1	0.0
Покачевнефтегаз	5592.0	76.5	3369.1	451.7	1694.7	0.0
Урайнефтегаз	2398.1	220.5	1005.7	299.4	872.6	0.0
Ямалнефтегаз	8171.2	1146.5	459.5	71.5	6493.6	0.0
ЛУКОЙЛ-АИК	716.7	89.0	318.9	32.5	276.4	0.0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	151.0	89.3	9.3	20.3	32.2	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми	9050.3	463.0	2718.0	989.7	4879.6	0.0
ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть	3551.2	791.5	1988.1	26.1	711.9	33.6
ЛУКОЙЛ-Пермь	5337.7	256.0	3367.5	370.2	1344.0	0.0
Роснефть	92612.0	1916.0	32515.0	8127.0	49615.0	439.0
Ванкорнефть	43516.0	30.0	7595.0	1489.0	34149.0	253.0
Востсибнефтегаз	1406.0	16.0	643.0	145.0	602.0	
Грознефтегаз	201.0	136.0		29.0	36.0	
Дагнефтегаз	98.0	63.0		4.0	31.0	
Полярное Сияние	262.0	187.0	45.0	29.0	1.0	
РН-Дагнефть	40.0			9.0	31.0	
РН-Краснодарнефтегаз	478.0		92.0	112.0	274.0	
РН-Пурнефтегаз	4911.0	99.0	2016.0	452.0	2260.0	84.0
РН-Сахалинморнефтегаз	795.0	19.0	302.0	174.0	300.0	
РН-Северная нефть	2141.0	347.0	1333.0	387.0	74.0	
РН-Ставропольнефтегаз	285.0		47.0	119.0	28.0	91.0
РН-Юганскнефтегаз	34078.0	734.0	18554.0	3893.0	10897.0	
Самаранефтегаз	2965.0	134.0	1323.0	706.0	791.0	11.0
Удмуртнефть	1436.0	151.0	565.0	579.0	141.0	
Газпром нефть	7492.2	403.9	2124.2	1957.7	3006.4	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	7492.2	403.9	2124.2	1957.7	3006.4	
Сургутнефтегаз	45477.5	566.4	25816.2	5443.3	13592.2	59.4
ТНК-ВР Холдинг	36080.1	1713.9	16144.3	6271.3	11949.6	1.0
Бугурусланнефть	427.0		312.0	94.0	21.0	
Ваньеганефть	606.4		297.4	71.8	237.2	
Варьеганнефтегаз	1554.2	1.9	895.4	230.9	426.0	
Верхнечонскнефтегаз	5928.0		3159.0	916.0	1853.0	
Корпорация Югранефть	107.0		50.0	46.0	11.0	
Нижевартовское НГДП	1067.7	0.5	600.1	155.4	311.7	
Новосибирскнефтегаз	43.2			32.3	10.9	
Оренбургнефть	9635.0	868.0	4422.0	1116.0	3228.0	1.0
Самотлорнефтегаз	5369.6	4.6	2682.7	1193.8	1488.6	
Севернонефтегаз	2.8			2.8		
ТНК-Нижевартовск	2522.0	8.0	1054.0	1027.0	433.0	
ТНК-Нягань	1959.8	111.3	252.1	599.8	996.6	
ТНК-Уват	6777.0	719.7	2419.6	785.4	2852.3	
Тюменнефтегаз	80.4				80.4	
Татнефть им. В.Д.Шашина	3411.8	73.1	2304.3	243.5	683.3	107.5
Татнефть им. В.Д.Шашина	3411.8	73.1	2304.3	243.5	683.3	107.5
Башнефть	1382.5	191.6	494.6	98.9	597.4	
Башнефть	1382.5	191.6	494.6	98.9	597.4	
Славнефть	4912.0	157.0	3212.0		1543.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	4912.0	157.0	3212.0		1543.0	
РуссНефть	4833.4	70.2	2278.5	632.0	1852.6	0.0
Аганнефтегазгеология	126.3		4.6	14.1	107.6	
АКИ-ОТЫР	1444.7		661.5	91.5	691.8	0.0
Белкамнефть	745.6	30.3	394.1	82.8	238.4	
Варьеганнефть	888.3	0.6	384.9	144.1	358.6	
Западно-Малобалыкское	73.9			40.1	33.8	
Саратовнефтегаз	191.5		2.2	132.3	57.0	
Томская нефть	1049.1	14.2	595.1	99.9	340.0	
Ульяновскнефть	314.0	25.2	236.2	27.2	25.4	
Нефтяные компании, итого	245615.9	8384.6	107169.3	26656.4	102765.0	640.5
Всего	245615.9	8384.6	107169.3	26656.4	102765.0	640.5

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
15 – 17 мая 2012
Ташкент, Узбекистан



10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ PETROTECH
14 – 17 октября 2012
Нью-Дели, Индия



3-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
23 – 24 мая 2012
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан



MANGYSTAU
OIL & GAS

7-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
6 – 8 ноября 2012
Актау, Казахстан



CASPIAN
OIL & GAS

19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5 – 8 июня 2012
Баку, Азербайджан



17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
13 – 15 ноября 2012
Ашхабад, Туркменистан



МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE
25 – 29 июня 2012
Москва, Россия



ИнтерНефтеГаз

13-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
12 – 14 марта 2013
Киев, Украина



RPGC

10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2012»
26 – 27 июня 2012
Москва, Россия



TUROGE

12-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
10 – 11 апреля 2013
Анкара, Турция



7-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
2 – 3 октября 2012
Астана, Казахстан



WETEX 2012

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ,
НЕФТИ И ГАЗУ, ВОДОСНАБЖЕНИЮ И ЗАЩИТЕ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
15 – 17 апреля 2013
Дубай, ОАЭ



KIOGE

20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
2 – 5 октября 2012
Алматы, Казахстан



МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
для строительства / освоения / эксплуатации / ремонта скважин

18 лет на рынке
нефтепромыслового оборудования

Югсон-Сервис

ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ



Скважинная компоновка СК-ЭЗН

ПРЕДНАЗНАЧЕНА для длительной эксплуатации скважин погружным насосным оборудованием с вышерасположенной зоной негерметичности.

КОМПОНОВКА ПОЗВОЛЯЕТ:

- вывести скважину из простоя и исключить обводненность добываемой жидкости;
- эффективно и надежно отсечь интервал негерметичности или водопритока;
- **ИСКЛЮЧИТЬ ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ.**

В КОМПОНОВКЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ ОБОРУДОВАНИЕ:

- пакер серии 4ПМС-КВБ с герметизацией и надежной защитой кабеля от прогорания в пакере — без нарушения целостности брони;
- переводник безопасный гидравлический ПБГ предназначен для разъединения колонны труб;
- клапан обратный срезной КОС предназначен для срыва пакера за счет выравнивания давления в лифте НКТ и подпакерной зоне.

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Госпаровская, 2Б
Тел. (3452) 59-50-50, 50-03-09, 61-03-09
e-mail: info@yugson.ru
www.yugson.ru, пакеры.рф

НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ Э/К

Переводник
безопасный
гидравлический
ПБГ

Пакер
механический
с кабельным вводом
4ПМС-КВБ

Силовой кабель
УЭЦН

Клапан обратный
срезной КОС

УЭЦН

ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ