

ERNST & YOUNG:
ЗАМАНЧИВАЯ АРКТИКА РОССИИ

07'13



ВЕРТКАВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ

SHELL: ДЕМОНСТРАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ, стр. 14
ГОСПРОГРАММА: СИЗИФОВ ТРУД ВОСПРОИЗВОДСТВА МСБ, стр. 36
РЕНЕССАНС ЗАПАДНОЙ СИБИРИ? ПРИ ДРУГИХ НАЛОГАХ! стр. 54
ИНТРИГА РЫНКА ПВХ: СИБУР ПРОТИВ КАРТЕЛЯ, стр. 68
АРГЕНТИНА: И ТАМ СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ? стр. 28



MIOGE

12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **НЕФТЬ И ГАЗ**



25-28
ИЮНЯ 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RFGC

25-27
ИЮНЯ 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**





СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

Нефть и газ Арктики 4

По материалам исследования
«Эрнст энд Янг» «Нефть и газ Арктики»

**Украина: «Роснефть»
осталась в одиночестве** 10

Рынок со многими неизвестными
ГЛЕБ ПРОСТАКОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

«Шелл»: демонстрация возможностей 14
НИКОЛАЙ НИКИТИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Горы газа и океаны солнца 20
«Шелл»: новый взгляд на будущее
АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

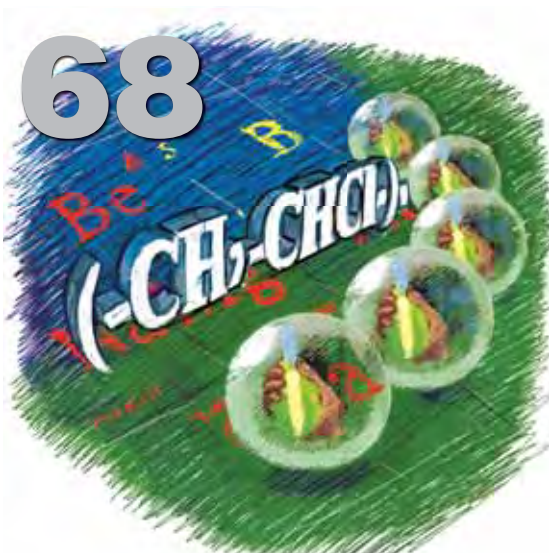
**90-летие со дня рождения
В.Н. ВИНОГРАДОВА,** 26
выдающегося деятеля в области высшего
нефтегазового образования России,
ректора Губкинского университета
в период 1962–1993 гг.

Аргентинские сланцы 28
АЛЕНА ЖУРАВЛЕВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Опрос BDO: позитивный тон...
но консервативные настроения** 31

**«Винтерсхалл»:
новые корпоративные рекорды** 32
АНАСТАСИЯ НИКИТИНА,
«Нефтегазовая Вертикаль»





ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Сизифов труд ВМСБ 36
АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Прекрасное далеко 42
**О правительственной программе
«Энергоэффективность и развитие энергетики»**
АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Стратегия налогообложения
нефтяной отрасли: финансовый результат** 48
ГРИГОРИЙ ВЫГОН,
Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

**Нефтедобыча в Западной Сибири
Ренессанс? Только за счет новой
налоговой системы** 54
АЛЕКСЕЙ КОНДРАШОВ,
международная практика налоговых услуг
для предприятий нефтегазового сектора
ДЕНИС БОРИСОВ, ОЛЬГА БЕЛОГЛАЗОВА,
«Эрнст энд Янг»

Сезон охоты на нефтяников открыт 58
**С наступлением весны возникает опасность
заражения заболеваниями,
переносимыми клещами**

ВЫСОКИЕ ПЕРЕДЕЛЫ

Новый — Самарский — кластер?! 60
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Новое направление процесса
облагораживания низкооктановых
углеводородных фракций** 66
Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ, НИПИ «ИнжГео», КубГТУ
Т.В. ЗЕЛЕНСКАЯ, КубГТУ

**Интрига рынка ПВХ:
от картеля к конкуренции** 68
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

СТАТИСТИКА 73

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

Заместитель главного редактора
Валерий Андрианов vvandrianov@rambler.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

**Редактор отдела
«События и комментарии»**
Анастасия Никитина anikitina@ngv.ru

**Редактор отдела
«Нефтегазохимия»**
Екатерина Атепаева kateatepaeva@gmail.ru

**Редактор отдела
«Рынки Средней Азии»**
Владимир Мишин ttageiev555@hotmail.com

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

Арт-директор сайта
Дмитрий Гречанюк dmitry@ngv.ru

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

**Отдел маркетинга
и рекламы:**
Татьяна Адыякова at@ngv.ru
Любовь Фролова fl@ngv.ru
Павел Наумов paveln@ngv.ru
Александра Бородина borodina@ngv.ru
Ольга Пазухина olgap@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

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в типографии
«Немецкая фабрика печати»

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2013

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

КОСТЮМ «БИОСТОП®» ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ УКУСОВ КЛЕЩЕЙ И ДРУГИХ КРОВОСОСУЩИХ



100% ЗАЩИТА
ПО ЗАКЛЮЧЕНИЮ
РОСПОТРЕБНАДЗОРА



укус клеща
(эффективность - 100%)



укус комаров и гнуса
(эффективность - 95%)



тепловое воздействие электрической дуги
(от 12 до 26 кал/см² в зависимости от модели)



кратковременного воздействия открытого пламени



статическое электричество
(удельное поверхностное электрическое сопротивление не более 10⁷ Ом)



общепроизводственные загрязнения

ХБ-2 ПЭ «Нефть»
хлопчатобумажный



Н/Л-2 ПЭ «Нефть»
термостойкий



9 КЛЕЩЕВЫХ ЛОВУШЕК
акарицидное вещество парализует и убивает клеща через 4 минуты *



УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕПЛЕТЕНИЯ НИТЕЙ
не позволяет хоботку насекомых проникнуть сквозь ткань

Костюм «БИОСТОП®» производится в разных цветовых исполнениях в соответствии с корпоративным стилем заказчика.

* в среднем по результатам НИИ дезинфектологии РФ



Россия, 119002, Москва, Карманицкий переулок, д. 9
Тел.: (495) 956-04-18/19 Факс: (495) 502-95-30
www.energocontract.ru; energo@energocontract.ru



НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ



Территория за Полярным кругом занимает всего лишь около 6% поверхности Земли, однако на ее долю может приходиться до 20% неразведанных извлекаемых запасов нефти и природного газа. На сушу приходится всего лишь треть Арктики, еще треть представляет собой континентальный шельф с глубинами, не превышающими, как правило, 500 метров, а оставшаяся часть — океан с глубинами свыше 500 метров.

Снижение затрат на разработку запасов нефти и газа в Арктике возможно, в первую очередь, за счет эксплуатации крупных залежей, которые позволяют частично компенсировать расходы на обустройство более мелких месторождений.

На данный момент к северу от Полярного круга обнаружено 61 крупное месторождение нефти и газа, 43 из которых находятся в России, одиннадцать — в Канаде, шесть — на Аляске и одно — в Норвегии.

В 2008 году Геологическая служба США (USGS) проанализировала 33 арктических осадочных бассейна и установила, что в 25 из них вероятность наличия месторождений нефти или газа с запасами более 50 млн барр н.э. превышает 10%.

Согласно USGS, неразведанные залежи углеводородов в Арктике оцениваются примерно в 90 млрд барр нефти (13% мировых неразведанных запасов), 1669 трлн ф³ газа (30% мировых неразведанных запасов) и 44 млрд барр природного газоконденсата.

В целом из 412 млрд барр н.э. около 84% находится на континентальном шельфе, при этом природный газ составляет примерно две трети (67%) оценочных запасов (см. «Неразведанные запасы нефти и газа Арктики»).

По оценкам, на Россию приходится более половины совокупных ресурсов Арктики. В российском сегменте расположены крупнейшие запасы природного газа, в то время как крупнейшие запа-

Освоение Арктики открывает перед компаниями широкие возможности. В то же время деятельность в этом регионе связана с рисками. Нефтегазодобывающим предприятиям необходимо доказать, что они способны гарантировать безопасность при разработке арктических недр. Добыча углеводородов — это бизнес, требующий повышенных мер безопасности и точных экономических расчетов, и любая нештатная ситуация (разлив нефти или несчастный случай) может обернуться катастрофой. Для обеспечения экономической целесообразности добычи углеводородов в Арктике цены на нефть должны стать выше текущего уровня, но перспектива на ближайшее время остается неопределенной. Кроме того, существуют еще два аспекта, влияющие на разработку арктических ресурсов, — геополитический и экономический.

В Арктике сталкиваются интересы многих стран: идет борьба за контроль над недрами, и вопросы, которые можно было бы урегулировать путем дипломатического сотрудничества, зачастую решаются с применением различных механизмов юридического и регуляторного воздействия. В таких политических условиях едва ли приходится ожидать появления крупных инвесторов и рассчитывать на подписание долгосрочных контрактов, которые необходимы для освоения Заполярья. Если ресурсы и будут доступны, то в весьма ограниченном виде.

Вместе с тем, экономическое сотрудничество и конкуренция, основанные преимущественно на использовании передовых технологий и ресурсов таких ключевых игроков, как ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Statoil, Eni, Total SA, Chevron и ConocoPhillips, и российских гигантов ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром», создадут предпосылки для эффективного освоения этого региона.

сы нефти сосредоточены в американском сегменте (Аляска).

Проблемы освоения ресурсов Арктики

Помимо сурового климата и неразвитой инфраструктуры, в «Эрнст энд Янг» к проблемам также относят и иные факторы.

Во-первых, это конкуренция со стороны других источников газа, прежде всего сланцевого, а также все в большей степени газа, содержащегося в угольных пластах, и СПГ. Постоянно повышаются оценки ресурсного потенциала менее экстремальных областей, освоение которых может быть более оправданным экономически и безопасным с экологической точки зрения, нежели разработка арктических месторождений природного газа.

Так, недавно обнаружены огромные запасы газа на континентальном шельфе у побережья Восточной Африки (см. «Восточная Африка: суперновый газовый регион», НГВ #05'12). Применительно к США, затраты на освоение арктических месторождений могут быть в два раза выше затрат на разработку сопоставимых месторождений в штатах, расположенных между Канадой и Мексикой.

Во-вторых, чрезвычайно продолжительный подготовительный этап проектов. Растянutosть сроков резко повышает риск перерасхода средств.

В-третьих, предупреждение и ликвидация разлива жидких углеводородов. Обязательства по предупреждению и ликвидации разлива жидких углеводородов будут еще более непростыми — как с точки зрения планирования, так и в плане обеспечения оборудованием.

В-четвертых, взаимоисключающие требования различных государств на получение прав контроля над природными ресурсами. Россия, например, заявила о том, что подводный хребет Ломоносова, простирающийся до Северного полюса, является продолжением ее континентального шельфа. Эта претензия категорически отвергается Канадой, равно как и другими государствами.

Кроме того, продолжается многолетний спор между США и Канадой о морской границе по морю Бофорта. Другой многолетний спор — между Россией и Норвегией — о разграничении морских пространств в Баренцевом море был урегулирован в конце 2010 года.

В-пятых, национальное законодательство в области охраны окружающей среды. Действия той или иной страны могут ограничивать или сдерживать освоение Арктики. Они также могут в еще большей степени усложнить вопросы, касающиеся экономического суверенитета (например, запрет США на ведение хозяйственной деятельности на территории Национального арктического заповедника или экологические требования в отношении буровых работ в Арктике). Помимо всего прочего, усиливаются возражения со стороны неправительственных организаций.

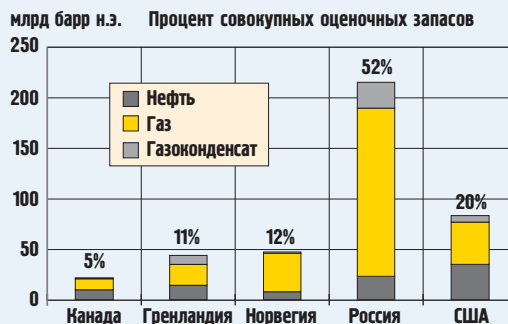
Россия

Площадь шельфа и континентального склона России составляет 6,2 млн км², причем значительная часть указанной территории приходится на арктический регион. Эта цифра может оказаться еще больше (+1,2 млн км²), поскольку сейчас Россия работает над подготовкой заявки (2013 год) о расширении границ своих арктических владений.

На сегодняшний день новые лицензии на проведение ГРП на континентальном шельфе России могут получить только ОАО «Газпром» (уже имеет 16 лицензий) и ОАО «НК «Роснефть» (29), хотя согласно программе освоения арктического шельфа России право на проведение геологоразведочных работ и добычу нефти и газа в прибрежной акватории может предоставляться и другим компаниям, в том числе, частным компаниям или дочерним компаниям государственных предприятий.

Ныне российские власти рассматривают возможность внесения изменений в законодательство, регулирующее порядок осуществления иностранных инвестиций в стратегические секторы экономики (в том числе, в нефте-

Неразведанные запасы нефти и газа Арктики
(совокупные оценочные запасы = 412 млрд барр н.э.)



Источник: оценка «Эрнст энд Янг» на основе данных Министерства энергетики США и Геологической службы США

газовую отрасль), с целью упрощения порядка получения иностранными компаниями разреше-

Снижение затрат на разработку запасов нефти и газа в Арктике возможно, в первую очередь, за счет эксплуатации крупных залежей

ний на участие в выполнении такого рода проектов.

Перспективы реализации предложенного ОАО «Газпром» мегапроекта по производству СПГ с использованием ресурсов

В Арктике может быть сосредоточено примерно 13% мировых неразведанных запасов нефти и до 30% мировых неразведанных запасов природного газа

Штокмановского месторождения становятся все более неопределенными. Первоначально предпо-

Площадь шельфа и континентального склона России может составить 7,4 млн км², на них приходится более половины совокупных ресурсов Арктики

лагалось, что проект будет осуществляться совместно с компаниями Statoil и Total SA. Однако по причине резкого роста затрат и

Неразведанные запасы нефти и газа Арктики



падения спроса на СПГ в Северной Америке (рынок, на который, как ожидалось, будет приходиться основной объем поставок) в

России, после того как «Газпром» отложил добычу газа на Штокмане на 2019 год, нечем похвастать в Арктике

связи с ростом добычи сланцевого газа ОАО «Газпром» и его партнеры были вынуждены пересмотреть свое отношение к проекту.

Национальная служба энергетики: в настоящее время бурение на арктическом шельфе Канады не ведется, но...

Statoil в конечном итоге вышла из него. В результате ОАО «Газ-

пром» решил не принимать никаких окончательных решений в отношении дальнейших инвестиций до 2014 года. Следует отметить, что в середине декабря 2012 года компания объявила о продолжении работ по выполнению проекта. По данным на февраль 2013 года, ОАО «Газпром» намерен начать добычу газа на Штокмане в 2019 году.

Канада

Разведочное бурение на канадском арктическом шельфе началось в 1972 году. С тех пор в море Бофорта было пробурено 90 скважин. Кроме того, 34 шельфовые скважины появились на высокоширотных арктических островах, входящих в состав территории Нунавут, и еще три — в восточной части арктического шельфа. Большая часть этих работ была проведена в 1970–1980 годах при росте цен

на нефть и поддержке правительства.

Изменение ситуации на нефтегазовом рынке, прекращение государственной поддержки и отсутствие инфраструктуры для поставок нефти и газа потребителям привели к тому, что в 1990-х годах компании прекратили разведочное бурение на арктическом шельфе.

После того как в 1991 году руководство деятельностью по разведке и добыче в регионе перешло к Национальной службе энергетики (National Energy Board), на канадском арктическом шельфе появилась всего одна поисково-разведочная скважина, которая была пробурена в море Бофорта зимой 2005–2006 годов и затем ликвидирована в марте 2006 года.

В последнее время интерес к разведке на арктическом шельфе Канады возобновляется. В период с 2007 по 2008 годы трем

Оценка привлекательности стран с точки зрения использования возможностей для освоения арктических регионов					
	США	Канада	Гренландия	Норвегия	Россия
Режим налогообложения					
Доступ к ресурсам					
Конкуренция за ресурсы					
Уровень затрат					
Существующая инфраструктура					
Доступ к объектам инфраструктуры					
Доступ к рынкам					
Перспективы открытия новых крупных месторождений					
Перспективы раскрытия экономического потенциала месторождений					
	Весьма благоприятные условия	Благоприятные условия	Не самые благоприятные условия	Неблагоприятные условия	Весьма неблагоприятные условия

Источник: данные подготовлены компанией «Эрнст энд Янг» на основе исследования рынков, проведенного Дойче Банком («Is the Arctic the future of Russian oil?», 24 сентября 2012 года)

компаниям, осуществляющим ГРП в море Бофорта, было выдано шесть лицензий на разработку довольно значимых месторождений. При этом увеличилось число действующих лицензий на разведку в районе дельты реки Маккензи и моря Бофорта.

Тем не менее, в своем отчете, опубликованном в декабре 2011 года, Национальная служба энергетики отметила, что в настоящее время бурение на арктическом шельфе Канады не ведется. Служба также указала, что соответствующие заявки к ней не поступали, несмотря на наличие у ряда компаний лицензий на геологоразведку.

После внесения изменений в нормативные акты, определяющие порядок бурения нефтяных и газовых скважин в канадской части моря Бофорта, Chevron и Statoil объединили усилия для проведения разведки. Chevron, в прошлом единоличный обладатель лицензии на геологоразведку, продал 40% своих прав Statoil, при этом сохранив за собой статус оператора. Сумма сделки не разглашается.

В планах компании начать реализацию программы по сейсмической разведке 3D на территории общей площадью 2060 км².

Гренландия

Геологоразведка нефтяных месторождений в Гренландии началась в 1970-х годах, однако

первые шесть пробных скважин, пробуренные в 1976, 1977 и 1990 годах, показали отсутствие перспектив рентабельной добычи. Инвесторов сдерживала высокая стоимость извлечения запасов, залегающих под водой и землей, скованных большую часть года льдами.

Перспективы прибыльной добычи открылись летом 2010 года, когда британская независимая нефтяная компания Cairn Energy впервые нашла углеводороды в Гренландии. В ноябре 2010 года, после того как Cairn открыла запасы углеводородов, Гренландия выдала первые лицензии на разведку газовых и нефтяных месторождений на шельфе. Гринпис же развернул агрессивную кампанию с целью остановить дальнейшую разведку в регионе, получившем название «Аллея айсбергов».

В сферу интересов Cairn входят восемь районов континентального шельфа общей площадью 85000 км². Компания вложила \$1 млрд в проект по бурению восьми скважин, реализованный в 2010–2011 годах. Однако результаты бурения не оправдали ожиданий: на территории многочисленных бассейнов были найдены отдельные «вкрапления» углеводородов, но месторождений, пригодных для промышленной разработки, открыто не было.

В настоящее время Cairn продумывает план дальнейших действий, а два других обладателя прав — Shell и Statoil, как ожида-

ется, активизируют работу по разведке в 2013 году. Примечательно, что в конце 2011 года Statoil

Гренландия: Cairn вложила \$1 млрд в бурение восьми скважин, реализованное в 2010–2011 годах, однако результаты бурения не оправдали ожиданий

приобрела у Cairn часть прав на разведку участка Питу (Pitu).

Несмотря на то, что работа Cairn не дала желаемых результатов, правительство уже запланировало второй раунд лицензирования, ко-

К 2020 году Statoil рассчитывает увеличить суточную добычу газа до 1 млн барр н.э. за счет эксплуатации новых арктических скважин

торый будет проведен в 2013 году в отношении участков в Гренландском море и на северо-восточном шельфе Гренландии.

Норвегия

В целом политика правительства Норвегии в нефтегазовой отрасли направлена на полное освоение природных ресурсов норвежского континентального шельфа при минимальном негативном воздействии на окружающую среду. Несмотря на то, что

Обобщенная информация о режимах налогообложения

	США (Аляска)	Канада	Гренландия	Норвегия	Россия (действующий режим налогообложения)	Россия (предлагаемый режим налогообложения для компаний, работающих на шельфе)
Тип системы и основные фискальные инструменты	Основана на налогообложении финансового результата; Налог на прибыль и роялти	Основана на налогообложении финансового результата; Налог на прибыль и роялти	Основана на налогообложении финансового результата; Налог на прибыль	Основана на налогообложении финансового результата; Налог на прибыль, а также дополнительный налог на прибыль от осуществления деятельности, связанной с геологоразведкой и добычей полезных ископаемых	Основана на налогообложении валовых показателей (выручки); Роялти (НДПИ) и экспортные пошлины	Основана на налогообложении финансового результата; Налог на прибыль и роялти (НДПИ)
Ориентировочный средний уровень общей налоговой нагрузки на проект при цене нефти \$80/барр	48–72%	42–54%	35–40%	79%	75–более 100%	Менее 70%
Сроки уплаты налогов относительно сроков окупаемости проектов	Незначительно — умеренно сдвинуты к началу проекта	Умеренно сдвинуты к началу проекта	Незначительно сдвинуты к началу проекта	Незначительно сдвинуты к началу проекта	Значительно сдвинуты к началу проекта	Умеренно сдвинуты к началу проекта
Инвестиционные стимулы	Различные налоговые вычеты при осуществлении капиталовложений	Различные налоговые вычеты при осуществлении капиталовложений	Различные налоговые вычеты при осуществлении капиталовложений	Налоговые вычеты при осуществлении капиталовложений и использование механизма ускоренного списания расходов (uplifts)	Сокращение роялти, освобождение на небольшой срок от уплаты налога и снижение ставок при осуществлении деятельности в определенных регионах и на определенных месторождениях	Значительно снижен уровень роялти (НДПИ), отменена экспортная пошлина, допускается освобождение от уплаты импортных пошлин и налога на имущество, а также предусмотрено предоставление налоговых вычетов при осуществлении капиталовложений и использование механизма ускоренного списания расходов (uplifts)
Перенос убытков на будущий/ прошлый период	20 лет/2 года	20 лет/3 года	Период не определен/0 лет	Период не определен/0 лет	10 лет/0 лет	70 лет/0 лет

налоги, связанные с добычей углеводородов, в Норвегии выше, чем во многих других крупных го-

США: добыча УВ в море Бофорта может начаться уже в 2020 году, в Чукотском море — не ранее 2022 года

сударствах-производителях нефти и газа в мире, стабильность

Первые скважины на арктическом шельфе США летом 2013 года планирует пробурить Royal Dutch Shell

норвежской налогово-бюджетной политики продолжает привлекать

в страну значительный объем инвестиций.

Приоритетным направлением развития Statoil в ближайшие годы станет расширение нефтедобычи в Баренцевом море. По результатам 21-го раунда лицензирования компания получила 12 лицензий на разработку шельфа в пределах норвежского сектора Баренцева моря.

Statoil эксплуатирует самый северный в мире завод по производству СПГ в Хаммерфесте. На завод ежедневно поступает газ в объеме около 48 тыс. барр н.э. с месторождения Снэвит близ берегов Норвегии. К 2020 году компания рассчитывает увеличить суточную добычу газа до 1 млн барр н.э. за счет эксплуата-

ции новых арктических скважин. Также планируется провести дальнейшие поисково-разведочные работы в районе газовых месторождений Скругард и Хавис, которые были обнаружены в Баренцевом море в 2011 году.

Если последующее поисково-разведочное бурение подтвердит оценки запасов, сделанные Statoil, то Скругард может стать крупнейшим разведанным морским месторождением углеводородов в Норвегии.

Скругард сможет обеспечить сырьем вторую линию сжижения природного газа в рамках проекта по производству СПГ на месторождении Снэвит. Компания Statoil уже заявляла в июне 2010 года (а потом повторно в январе

2011 года) о том, что она рассматривает возможность строительства второй линии. Ожидается, что окончательное решение по этому вопросу будет принято в 2013 году.

В сентябре 2010 года занимавший в то время пост президента России Дмитрий Медведев и премьер-министр Норвегии Йенс Столтенберг подписали договор о разграничении морских пространств в Баренцевом море. Площадь территории в Баренцевом море, которая являлась объектом спора, составляет приблизительно 175000 км². С помощью договора сторонам удалось достичь компромисса — граница делит этот участок примерно на две равные части (прим. ред.: норвежцы в конце 2012 года объявили о прогнозе обнаружения 2 млрд баррелей углеводородов — на 30 млрд евро).

США

Наиболее значительная часть неразведанных месторождений нефти в Арктике сосредоточена в районе Аляски (приблизительно 30 млрд барр). К этому району относятся Национальный арктический заповедник (Arctic National Wildlife Refuge — ANWR), Центральная Арктика, Национальная нефтяная резерв на Аляске (National Petroleum Reserve Alaska — NPRA), внешний континентальный шельф моря Бофорта и внешний континентальный шельф Чукотского моря.

В настоящее время геолого-разведочные и прочие работы в этих регионах в основном связаны с добычей нефти, но в долгосрочной перспективе основное внимание, возможно, будет уделяться добыче природного газа.

Море Бофорта относительно неглубокое и находится ближе к инфраструктуре Трансаляскинского нефтепровода. В этом и состоит его преимущество по сравнению с Чукотским морем, более глубоким и удаленным от существующей инфраструктуры. Добыча нефти в море Бофорта может начаться уже в 2020 году, в то время как в Чукотском море это произойдет, скорее всего, не ранее 2022 года.

Оператор и владельцы Трансаляскинского нефтепровода очень заинтересованы в появлении новых возможностей для увеличения объемов прокачки нефти, поскольку в этом случае эксплуатация трубопровода будет экономически оправданной. В настоящее время по причине падения объемов добычи в Норт Слоупе (North Slope) мощности Трансаляскинского нефтепровода загружены менее чем наполовину.


Многие месторождения углеводородов в Арктике остаются неразведанными из-за целого ряда опасений, в том числе по поводу изменения климата и воздействия освоения месторождений на состояние окружающей среды в Арктике. Тем не менее, некоторые компании все-таки планируют проводить в этом регионе поисково-разведочное бурение.

К примеру, по итогам длительного и напряженного процесса согласования компания Royal Dutch Shell не так давно получила от Агентства по охране окружающей

среды США разрешение на бурение поисково-разведочных скважин в море Бофорта и Чукотском море.

В середине февраля 2012 года Бюро по вопросам безопасности и природоохранного правоприменения одобрило подготовленный компанией Royal Dutch Shell план ликвидации аварийных разливов нефти. Планировалось, что компания приступит к бурению летом 2012 года, однако впоследствии начало работ было перенесено на лето 2013 года. Это будут первые скважины на арктическом шельфе США.

Краткая сравнительная оценка

Режим налогообложения чрезвычайно важен для разработки арктических месторождений (см. «Оценка привлекательности стран...» и «Обобщенная информация о режимах налогообложения»). 

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года






www.ngv.ru

УКРАИНА: РОСНЕФТЬ ОСТАЛАСЬ В ОДИНОЧЕСТВЕ

ГЛЕБ ПРОСТАКОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»



ЛУКОЙЛ вышел из бизнеса по переработке нефти в Украине, продав Одесский НПЗ местной группе ВЕТЭК. Подробности сделки не разглашаются — ни цена, ни объемы инвестиций. Непонятным остается и то, откуда и на каких условиях на нефтеперерабатывающий завод будет поставляться нефть. Ясно только одно — без мощнейшего государственного протекционизма и каких-то особых условий возобновить работу не самый мощный и не самый современный НПЗ в Украине не сможет.

Таким образом, смена собственника предприятия означает радикальные изменения на нефтепродуктовом рынке страны. Уже сейчас под угрозой оказался импорт белорусского топлива в Украину, что чревато конфликтом с Таможенным союзом. Неопределенность сохраняется и в отношении перспектив Лисичанского НПЗ, принадлежащего «Роснефти». Найдется ли место для него в новом раскладе украинского топливного рынка или завод также будет продан местным бизнесменам?

В конце марта состоялся торжественный пуск Одесского НПЗ (ОНПЗ), простаивавшего с 2010 года. О полноценном пуске завода речь не шла, скорее, это было мероприятие для прессы, призванное продемонстрировать решительный настрой нового собственника возобновить работу предприятия.

Ведь до сих пор подписанных контрактов на поставку нефти на завод не существует, равно как и понимания того, какое топливо будет выпускать НПЗ и как оно будет реализовываться.

Впрочем, помимо символизма торжественный пуск имел и другое значение. Необходим был мощный информационный повод,

который позволит правительству заявить о необходимости государственной поддержки нефтепереработки. Тем более что подготовительная работа уже была проведена.

О продаже ЛУКОЙЛом Одесского НПЗ стало известно в начале марта этого года, а уже 11 марта, по заявлению украинских переработчиков, начата новая анти-субсидиарная процедура в отношении импортного топлива из Беларуси. В апреле Минэнерго может вынести на рассмотрение правительства решение о введении пошлин на импортные нефтепродукты.

Синхронность, с которой распространились новости о новом собственнике нефтеперерабатывающего завода и мерах правительства по реанимации отрасли, по сути находящейся в состоянии клинической смерти, имеет свое логическое объяснение.

Чужакам здесь не место

Восточноевропейская топливно-энергетическая компания (ВЕТЭК) была образована всего несколько месяцев назад, объединив разрозненные активы малоизвестного до сих пор предпринимателя Сергея Курченко. Впервые молодой бизнесмен заинтересовал СМИ, когда был назван конечным бенефициаром покупки футбольного клуба «Металлист», состоявшейся в конце прошлого года.

«Металлист» — один из лидеров украинского чемпионата по футболу, детище олигарха Александра Ярославского. По словам последнего, продать клуб его вынудили, но подробностей бизнесмен не сообщает.

По информации самой ВЕТЭК, компания с годовым оборотом

\$10 млрд контролирует около 20% украинского рынка сжиженного газа, владеет сетями АЗС и АГНЗС. По данным Минэнерго, доля компании на внутреннем рынке светлых нефтепродуктов составляет 15–17%. СМИ называют С.Курченко формальным лицом корпорации, в которой представлены интересы семьи президента В.Януковича и, возможно, других олигархических групп — «Привата» И.Коломойского и Group DF Д.Фирташа. Впрочем, достоверной информации на сей счет нет.

Нам же важно другое: ново-явленная бизнес-единица оказалась не только достаточно самостоятельной, чтобы купить крупное предприятие, аналитики оценивают сумму сделки по покупке ОНПЗ в \$200–250 млн, но и достаточно влиятельной, чтобы запустить процесс трансформации рынка под себя.

Выжить в тепличных условиях

Под угрозой, в первую очередь, топливо из Беларуси. По итогам 2012 года белорусский импорт занимал 47% украинского рынка по дизтопливу и 23% по бензину. Белорусским экспортерам вменяют использование государственной поддержки, которая делает их продукцию более конкурентоспособной в сравнении с украинским топливом.

Речь, в частности, идет об освобождении белорусских НПЗ от уплаты сбора в размере 30% от валютной выручки, о компенсации заводам процентных ставок по банковским кредитам и другим схемам скрытой господдержки и т.п. В целом, по мнению украинских нефтепереработчиков, с которыми склонны согласиться регуляторы, субсидии позволяют удешевить каждую тонну белорусского топлива в среднем на \$180,8. Отсюда и предлагаемый размер импортной пошлины в \$180 с тонны.

Исходя из размера белорусской доли нефтепродуктов на украинском рынке и размера пошлин, эксперты подсчитали, что стоимость литра ДТ и бензина вырастет 1–1,3 гривны (12–15



центов), что выльется в 10%-ный рост стоимости ГСМ в целом по стране. Для белорусов же пошлина может оказаться не компенсирующей, а запретительной, что сделает экспорт топлива в Украину невыгодным.

Такое повышение позволит повысить рентабельность единственному работающему в Украине Кременчугскому НПЗ («Приват»), а также расчистит рынок для топлива Одесского НПЗ, которому для возобновления работы необходимы не только свободная ниша, но и тепличные условия. Сегодня стоимость нефтепродуктов в Украине остается самой низкой в Европе (не считая РФ и Беларусь). На эту разницу, вероятно, и рассчитывают переработчики. То есть при несравнимо более низком качестве цены на ГСТ в Украине будут европейскими.

Необходимость создания тепличных условий продиктована тем, что наиболее вероятным источником нефти для завода, расположенного на юге Украины, сегодня называется казахская нефть «Тенгизшевройла». Будет ли она прокачиваться по КТК или каким-то другим способом, неизвестно. В любом случае для Одесского НПЗ это будет непомерно дорогая нефть, учитывая, что выход светлых нефтепродуктов у завода не превышает 50%.

По оценкам специалистов, рентабельная работа предприя-

тия в рыночных условиях потребует не менее \$500 млн инвестиций. Процесс этот нескорый, а

Символический пуск Одесского НПЗ сыграл роль инфоповода, который позволил обосновать необходимость государственной защиты нефтепереработчиков

деньги нужно отбивать уже сейчас. Осуществить задуманное без введения пошлин на импортное топливо, которые подтолкнут

Одесский НПЗ может работать при двух условиях: расчистки рыночной ниши за счет импортеров и повышения розничных цен за счет введения топливных пошлин

цены в рознице к тем значениям, которые позволят компенсировать технологическую отсталость ОНПЗ, неэффективно ис-

Цена нефтепродуктов в Украине остается самой низкой в Европе — разницей хотят воспользоваться переработчики для повышения своей рентабельности

пользующего дорогую каспийскую нефть, не представляется возможным.

ВЕТЭК, впрочем, не изобретает велосипед. Возможности импорта избыточной казахской нефти, которую нельзя прокачать через КТК, рассматривал и прежний хозяин Одесского НПЗ — ЛУКОЙЛ. Такие поставки были

Перерабатывать каспийскую нефть на устаревшем ОНПЗ выгодно только в условиях жесткого государственного протекционизма и скрытых дотаций

единственным возможным вариантом, учитывая, что маршруты доставки в Одессу трубопроводной нефти были заблокированы.

Инициатива по введению пошлин на импорт белорусских нефтепродуктов поссорила премьер-министра Н.Азарова со своими подчиненными

Система Приднепровских магистральных трубопроводов работала в реверсном режиме, прокачивая азербайджанскую нефть для Кременчугского НПЗ, а труба Одесса–Броды периодически качала каспийскую нефть

Введение пошлин на импорт нефтепродуктов может вызвать негативную реакцию Таможенного союза, переговоры с которым у Киева и без того не ладятся

на Мозырский НПЗ. Но по совокупности факторов, которые, помимо блокады маршрутов поставки нефти из труб и засилья импорта, дополнялись суще-

Запуск Одесского НПЗ «съест» потенциальную рыночную долю Лисичанского НПЗ «Роснефти», которую тем самым вынуждают продать актив задешево

ственной задолженностью государства перед ОНПЗ по возврату НДС (по разным оценкам — до \$20 млн), ЛУКОЙЛ решил сбросить балласт, тянувший финансовую отчетность компании ко

дну, продав завод, пока он еще чего-то стоит.

Топливо раздора

Против введения пошлин выступил премьер Н.Азаров, тем самым дав понять, что в правительстве нет единого мнения по этому поводу. «Можем ли мы на это идти, когда цена топлива — это одна из серьезных составляющих цены продуктов питания? — вопрошал премьер. — Хозяевам наших заводов можно сделать упрек, так как они не занимались модернизацией, то есть приобрели заводы советского уровня и выпускают там топливо низкого качества. Поэтому и выходит, что переработка на наших предприятиях неэффективная».

Руководителя правительства понять не мудрено. Он несет непосредственную ответственность за состояние украинской экономики, в частности — уровень инфляции. Еще один важный момент — качество топлива. В Украине до сих пор действуют устаревшие стандарты качества нефтепродуктов, разрешающие оборот на рынке топлива стандарта Евро-3, тогда как и РФ, и Беларусь уже используют стандарт не ниже Евро-4, а Европа готовится к внедрению стандарта Евро-6.

Запуск Одесского НПЗ, который по состоянию на 2010 год декларировал способность выпускать ДТ стандарта Евро-4 и бензины стандарта Евро-3, отложит повышение качества топлива на неопределенный срок. Потребитель, он же избиратель, будет не в восторге.


Есть у премьера еще одна важная причина не жаловаться на переговоры об условиях сотрудничества Украины с Таможенным союзом. Переговоры эти откровенно не ладятся. Киев мечтает о зоне свободной торговли с ТС и о сотрудничестве по отдельным соглашениям, тогда как в Москве никакого другого формата, кроме как полноценного присоединения Украины к Таможенному союзу, рассматривать не хотят.

Введение пошлин на белорусские нефтепродукты, даже несмотря на регулярные российско-белорусские нефтяные скандалы, не способствует улучшению диалога по Таможенному союзу и может быть расценено не только в Минском, но и Московской как враждебные действия Киева.

Чтобы снять с себя часть политической ответственности за действия лоббистов пошлин, Н.Азаров 25 марта как бы в насмешку назначил руководителем новосозданной рабочей группы высокого уровня по вопросам углубления сотрудничества с ТС и Единым экономическим пространством Беларуси, Казахстана и России вице-премьера Юрия Бойко — главного идеолога введения пошлин на импорт.

Такие действия говорят о растущих противоречиях между политической и деловой номенклатурой внутри партии власти. Для первых приоритетом является сохранение власти и минимизация числа раздражителей для потенциальных избирателей, для вторых — максимальное приращение собственности не без помощи административного ресурса. И с приближением президентских выборов эти противоречия будут только углубляться.

Нужно помнить и о том, что на украинской территории до сих пор остается еще один «подвешенный» российский актив — Лисичанский НПЗ, доставшийся «Роснефти» в наследство от ТНК-ВР. Два работающих НПЗ — в Кременчуге и Одессе — вполне могут компенсировать снижение доли импортного топлива, и для еще одного завода может просто не хватить места.

Это притом, что завод в Лисичанске — актив намного более привлекательный и современный, чем предприятие в Одессе, и отдавать его за бесценнок «Роснефть» не захочет. В итоге госкомпания может оказаться в ситуации, аналогичной той, в которую попал ЛУКОЙЛ, когда «тяжело нести, да жалко бросить». Но в отличие от последнего «Роснефтью» владеет государство, которое ныне предпочитает покупать, но не продавать. 



INJGEO

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

www.injgeo.ru

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- Аэросъемка, лазерное сканирование;
- Сейсмическое районирование, тектоника;
- Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС.

АВТОРСКИЙ НАДЗОР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов;
- Перевалочных нефтебаз;
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов;
- Ж/Д сливо-наливных эстакад;
- Резервуарных парков;
- Автозаправочных станций и т.д.
- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО, и ЧС инженерной защиты от негативных природных процессов.



ШЕЛЛ: ДЕМОНСТРАЦИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

НИКОЛАЙ НИКИТИН
«Нефтегазовая Вертикаль»



Оливье Лазар,
председатель концерна
«Шелл» в России

11 февраля текущего года концерн «Шелл» в ЦМТ провел Форум «Открытый мир инноваций», где топ-менеджеры детально отразили суть технологической стратегии компании по всем тем направлениям, которые представляют для России несомненный интерес...

Надо признать, что едва ли не впервые в России и сама организация форума стала инновационной: вместо привычного барьера — стола президиума — организаторы в середине круглого зала установили специальный подиум, где и модератору, и докладчику приходилось вращаться вокруг собственной оси, дабы не показаться неучитываем к тем, кто не ожидал постоянно видеть затылок выступающего. Свыкание с инновацией много времени не заняло, больше того, публичность она явно понравилась. И дело даже не в числе телекамер и мониторов, предпочитающих анфас: разумная театральность действия лишь усиливала эффект не присутствия, но сопричастности. Ты, вроде, и центр мира, и центр внимания одновременно, а это мобилизует. И спикеры себя не жалели, приходилось «показывать товар лицом»: и себя, и презентацию. Конференционной инновацией стало и использование выданных каждому участнику на время форума личных iPad, которые не только отражали ход событий, но стали связующим звеном модератора, спикера и участников — каждый из них без временной задержки мог задать свой вопрос. И эта инновация себя оправдала: даже стеснительный обычно человек наедине с электроникой становился полноправным собеседником...

После короткого приветствия **Оливье Лазара**, председателя концерна «Шелл» в России, топ-менеджер остановился на вопросах разра-

ботки нефтеносных сланцев. Причина повышенного внимания концерна к теме проста: спрос на энергию к 2050 году вырастет на 60% по сравнению с 2010 годом,

важная роль углеводородов сохранится, несмотря на конец эры «легкой» нефти. А отсюда — возрастание роли сланцевой нефти.

Что касается США, то за последние два года здесь выявлено более 10 доказанных крупных залежей, количество буровых установок только на нефть увеличилось на 500% — до 1400 единиц. После почти 30-летнего периода падения собственной нефтедобычи в США, ее прирост (включая конденсат) за счет сланцев составил 1,3 млн барр/сут., в свою очередь, это привело к самому — с 1987 года — низкому уровню импорта сырья.

И тренд этот лишь увеличивает обороты, а сланцевая нефть прочно вошла в глобальный портфель «Шелл» с увеличением роли технологий как фактора конечного успеха. И здесь концерн рассчитывает не только на собственные инновационные разработки и возможности, но и на все то лучшее, что могут предложить иные заинтересованные участники мирового рынка.

Ставится задача снизить стоимость бурения скважин, равно как и воздействие на экологию,

Pearl GTL

Для строительства объекта понадобилось:

- свыше 2 млн фрахтовых тонн импортных для Катара материалов;
- 750 тыс. м³ бетона, что адекватно восьми стадионам «Уэмбли» или двум башням «Бурж-Халифа»;
- столько стали, сколько хватило бы на строительство 2,5 Эйфелевой башни в месяц в виде стальных труб и конструкций на пике работ;
- трубчатых элементов реактора общей длиной, равной расстоянию от Дохи до Токио;
- 13 тыс. км кабелей и проводов, что соответствует расстоянию между Дохой и Хьюстоном...

Проект характеризуется:

- 1,2 ГВт вращающегося оборудования;
- ежедневным использованием 45 тыс. м³ воды — столько требуется городу с населением 140 тыс. человек;
- использованием 8 тыс. т/час пара для выработки электроэнергии, что равносильно работе двух олимпийских бассейнов;
- использованием 28 тонн кислорода в день для СЖТ;
- площадью поверхности катализаторов, более чем в 10 раз превышающей площадь Катара...

Продукция завода:

- 35 тыс. барр/день нефти и нормальных парафинов (получаемые каталитическим процессом конверсии газа, они являются сырьем для химикатов и детергентов);
- 25 тыс. барр/день керосина (который обеспечивает полное сгорание, снижение вредных выбросов в атмосферу и улучшение энергоемкости на единицу веса);
- 50 тыс. барр/день газойля (его смешиваемость с дизельным топливом составляет до 100%, продление срока службы двигателя, уменьшение выбросов, снижение уровня шума и запахов);
- 30 тыс. барр/день базовых моторных масел (энергосбережение, продление срока службы двигателя, уменьшение выбросов; производимых заводом масел хватит на 225 млн автомашин в год)...



но повысить достоверность геологической информации и на этой основе рационально спланировать ГРП с ростом добычи. И ключ к решению — технологии на принципах «дешевле и безопаснее», чем «Шелл» активно и занимается, совсем не исключая их

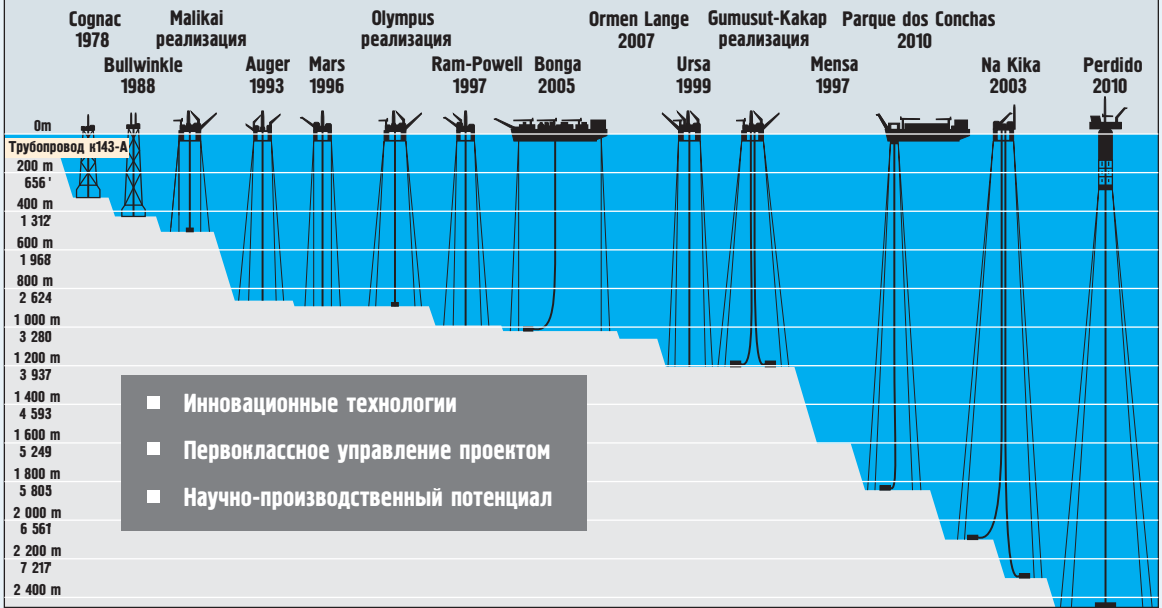
потенциальное применение в России...

Мартин ван Хардевелд, генеральный директор направления ГЖК (газожидкостной конверсии), познакомил слушателей с буднями запущенного в экс-

плуатацию в 2011 году феноменального проекта Pearl GTL (см. «*Pearl GTL*») в Катаре — единственного производственного цикла от морских платформ до готовой продукции. Начав в 1973 году с нескольких лабораторных граммов продуктов газожидкостной кон-

История работы на глубоководном шельфе

Источник: Shell International Exploration and Production BV



версии, построив в 1993 году в Малайзии завод на 14 тыс. барр/день, «Шелл» вышел на свои сегодняшние показатели: переработка 1,6 млрд ф³/день жирного газа дает концерну 140 тыс. барр/день продукции ГЖК.

Не мудрено — «Шелл» инвестировал свыше \$500 млн в разработки ГЖК, имеет исследова-

тельские центры в Голландии, Катаре и Малайзии, подал 3500 патентных ГЖК-заявок. Процесс разработки и совершенствования продолжается...

Баренд Пек, генеральный директор по развитию проектов СПГ, доклад которого («Современные технологии СПГ») начал-

ся с видения «Шелл» нового энергетического будущего к 2050 году. А это, считает концерн, растущий спрос, дефицит предложения энергоносителей и изменение климата.

Что же ждет тех, кто грядущий мир будет видеть собственными глазами? Б.Пек полагает, что население Земли вырастет на 2 млрд жителей и составит 9 млрд, 75% из которых будут жить в городах. По дорогам планеты будут передвигаться 2 млрд автомобилей, увеличившись на 800 млн единиц, что зависит от благосостояния, которое, в свою очередь, вырастет в 3–4 раза за счет увеличения среднего класса и снижения уровня нищеты в развивающихся странах.

Не останется в долгу — удвоившись — и потребление энергии с ростом поставок на 55% и необходимостью сокращения CO₂ и уменьшения парникового эффекта. Радует, что к этому времени адекватно — вдвое — сократится энергоемкость: на производство \$1 продукции понадобится вдвое меньше энергии. Наконец, в 5–10 раз возрастет производство энергии за счет ВИЭ...

Интеграция решений в области подводной добычи



Источник: Shell International Exploration and Production BV

МАЙКЛ ЕФТИМИУ: ДЕШЕВЛЕ И БЕЗОПАСНЕЕ ИНТЕРВЬЮ

Ред.: *Г-н Ефтимииу, концерн более 20 лет занимается морской добычей УВ... Какова ныне технологическая стратегия «Шелл» в области разработки глубоководных месторождений?*

М.Е.: Вряд ли я сильно ошибусь, если назову вам лишь несколько слов — функциональность, экономичность, масштабирование и безопасность.

Функциональность потому, что одна технология может быть использована для ряда промышленных производств. Экономичность потому, что затрачиваемые на производство того или иного продукта средства должны окупаться. Масштабирование потому, что большой пользы от пилотной установки получить не удастся. Безопасность потому, что это базовый принцип концерна Шелл», будь то промышленная, экологическая, или охрана здоровья персонала нашей компании.

Отдельно скажу об инновациях. Компания ежегодно вкладывает в НИОКР очень большие финансовые и трудовые ресурсы. Но именно им мир обязан появлением СПГ, плавучих комплексов по добыче, хранению и отгрузке углеводородного сырья, сланцевой революции...

Пока есть нужда в энергоисточниках, а расчеты концерна говорят именно об этом, «Шелл», как я уже отмечал, не остановится действовать по принципу «дешевле и безопаснее»...

Ред.: *Какой из плавучих комплексов, разработанных концерном, соответствует российским условиям, особенно арктическим?*

М.Е.: Специальной задачи соответствия наших плавучих комплексов российским условиям перед нами не ставилось. Хотя мы и работаем на перспективу, но все наши исследования, в конце концов, связаны с тем или иным конкретным проектом будущего, с его привязкой к тем условиям, в которых он реально будет работать.

Вы знаете, что «Шелл» имеет достаточно большой опыт работы в северных широтах, на Аляске в частности. Летом этого года там возобновятся буровые работы, с тем чтобы подтвердить наши геологические надежды. И если это произойдет, то наверняка мы задумаемся и о том, нужны ли именно там плавучие комплексы.

Иными словами, будет нужда в арктических комплексах, мы используем все свои возможности для решения возникающих, тех или иных, технических и технологических проблем как раз на тех принципах, о которых мы уже говорили. Нет нужды — нет и технологии...

Ред.: *Можно ли в принципе работать на еще больших глубинах, чем ныне «Шелл»? Есть ли технологический предел?*

М.Е.: И эта задача решается исходя из целесообразности. Принадлежащий компании рекорд морской скважины в 2930 метров, о которой я рассказывал в своей презентации, является нашим технологическим ответом на объективную проблему освоения глубоководных месторождений, менее глубоких стало не хватать для того, чтобы обеспечивать спрос предложением...



Майкл Ефтимииу,
менеджер по проектированию
морских технологических объектов

альной завершенности и обеспечения промышленной и экологической безопасности.

Каждый из нас хорошо знает, как важно «оказаться в нужном месте в нужное время», но далеко не каждому такая удача выпадает, в то время как FLNG делает этот принцип стартовым преимуществом. И такие инновации для России — с ее шельфовыми амбициями, стратегиями и концепциями — могли бы помочь стране перевести политические лозунги и слоганы в практическое русло.

Небольшие установки СПГ, а «Шелл» и ими мог бы поделиться, в свою очередь, помогли бы решить и топливную проблему: СПГ как топливо, считает концерн, — стратегический выбор в пользу экологии и снижения затрат на владение автотранспортными средствами.

Вокруг своей оси вращался и автор этих строк — эксперимент получения прилюдного интервью прямо на подиуме организаторы провели на мне сразу после выступления **Майкла Ефтимииу** (см. «Экспресс-интервью»), менеджера по проектированию морских технологических объектов. Соответственно должности Майкл отметил особенности технологий для разработки шельфовых месторождений, начав с технологической ретроспективы (см. «История работы...»).

Обратите внимание, уважаемый читатель, на глубины и спо-

Сжижение газа и транспортировка СПГ — неотъемлемая часть современных рынков газа, постоянно растущий фактор их глобализации, и «Шелл» не скрывает своих когда-то пионерных, а ныне лидерских заслуг в этом направлении, предлагая перенести опыт работы проекта «Сахалин-2» мощностью 9,6 млн тонн СПГ в год, который вывел Россию на совершенно новый уровень техно-

логических решений, и на иные актуальные.

Причем «Шелл» готов и не повторяться. Изюминкой выступления Б.Пека стала презентация плавучего комплекса СПГ, идея которого возникла у инженеров концерна еще в середине 1990-х годов, а ныне обретшая формы ТЭО, реализации и масштабирования на базе проверенных инновационных решений, концепту-



Проект компримирования на месторождении Ormen Lange (Норвегия)

- Крупнейшие газовые скважины в мире сверхвысокого диаметра
- Подводный трубопровод (120 км) до берегового ГПЗ в г. Ньюхамна
- Ввод в эксплуатацию в 2007 году, первый глубоководный проект на континентальном шельфе Норвегии
- Объёмы добычи: 70 млн м³/сут; обеспечивает около 20% потребностей Великобритании в природном газе

Проект подводного компримирования:

- Компрессоры с электроприводом 4 x 12.5 MW

Пилотный проект в г. Ньюхамна

- Установка компримирования сухого газа 12.5 MW
- Электропитание переменного тока высокого напряжения

Основные задачи:

- Сложный процесс квалификационных испытаний технологии
- Охлаждение подводных модулей
- Надёжность и удобство эксплуатации/техобслуживания

собы крепления установок и платформ. Даже сегодня очевидно, что эволюция далеко завела «Шелл» — это только на картинке все кажется простым...

Возьмем, к примеру, платформы с натяжными опорами — шутка сказать, но «Шелл» для создания корпоративного стандарта понадобилось 16 лет (1987–2003), для того чтобы за счет нарабатываемого в разных регионах мира опыта, стандартизации и модификации конструкций в три раза снизить затраты на баррель добычи с использованием морской платформы.

Теперь этому стандарту, привел пример М.Ефтимии, отвечает плавучая платформа типа SPAR с большой осадкой и прямым вертикальным доступом, заякоренная на глубине 2400 метров, установленная на сверхглубоковод-

ном месторождении Perdido в США.


Не устоял докладчик и перед соблазном дополнить выступление своего коллеги о наработках «Шелл» по проектированию и созданию плавучих комплексов, но уже для добычи, хранения и отгрузки нефти. Как и в случае с СПГ, такие установки не требуют строительства морских трубопроводов и береговых объектов технологической инфраструктуры.

Такие новые плавучие комплексы, работающие, в частности, на месторождениях Wonga (Нигерия), Fram (Великобритания) и Stones (Мексиканский залив США), используют двухточечную турельную (для работы в иных регионах) якорную систему. И с помощью именно таких комплексов «Шелл» намерен также

ввести в эксплуатацию группу месторождений BC-10 в Бразилии.

Выделил докладчик и тот факт, что «Шелл» является лидером по проектированию и созданию эксплуатационных райзеров, конструкция которых должна учитывать колебания судна, выдерживать расчетную нагрузку и обладать достаточным ресурсом по усталости. При этом концерн первым внедрил концепцию стального многосекционного райзера и стального S-образного райзера с модулями плавучести.

«Шелл» есть что сказать и по поводу технологий для подводной добычи, включая сепарацию, компримирование, перекачку и закачку воды, где найденные решения отличаются технологической интеграцией. Это касается и электроснабжения по гибким подводным кабелям, и управления технологическим процессом и КИП, и подачи химических реагентов, и подводного устья скважины, и выкидных линий... (см. «Интеграция решений...»).

Расширяя границы технологий подводной добычи, «Шелл», с созданием подводного пилотного объекта и комплексным испытанием всех его компонентов (2006–2010 гг.), приступил к испытанию всей пилотной установки на месторождении Ормен Ланге (Норвегия, 2011–2013 гг., см. «Проект компримирования...») с тем, чтобы в 2019 году приступить здесь к промышленной эксплуатации подводной установки компримирования. Первой в мире... 



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
Телефон: (3452) 43-01-03, 42-25-05
Факс: (3452) 43-22-39
e-mail: girs@hms-neftemash.ru
www.hms-neftemash.ru www.grouphms.ru





ГОРЫ ГАЗА И ОКЕАНЫ СОЛНЦА

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА
«Нефтегазовая Вертикаль»
(по материалам концерна «Шелл»)

Концерн Shell опубликовал новые сценарии, рассматривающие два диаметрально противоположных пути, по которым может пойти развитие мирового сообщества и мировой энергетической отрасли в XXI веке.

Первый сценарий, «Горы», предполагает выход природного газа, обладающего повышенными экологическими характеристиками, на ведущие позиции в структуре мировой энергетики к 2030 году, а также принятие скорейших мер по сокращению выбросов двуокиси углерода.

Второй сценарий, «Океаны», отводит главную роль солнечной энергии, которая станет основным энергоносителем к 2070 году, при этом борьба с угрозой изменения климата будет носить менее активный характер.

Данные сценарии, получившие общее название «Новый взгляд на будущее», рассматривают различные тенденции развития экономической, политической и энергетической систем на период до 2100 года и указывают на ключевую роль государственной политики в формировании нашего будущего.

Сценарий «Горы»

Сценарий «Горы» предлагает видение будущего, которое отличается умеренными темпами экономического развития и в котором политические решения играют важную роль в формировании глобальных энергетической и экологической систем. Вариант предполагает геополитический сдвиг от Запада к Востоку. Но да-

же с учетом такой перемены Азия останется наиболее нестабильным и конфликтным регионом, а США будут пытаться насадить свои правила игры в интересах американского бизнеса по всему миру.

В течение 2020-х годов будет расти признание взаимных интересов между США и Китаем, что де-факто приведет Большую двойку (G2) к управлению всей

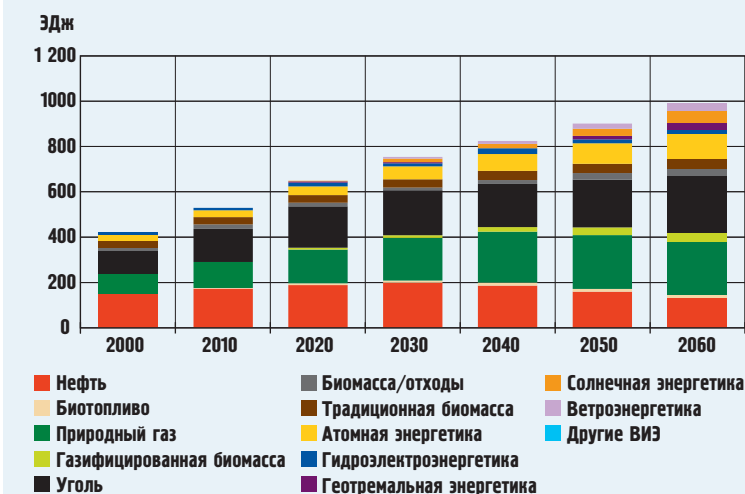
мировой системой. Китай, в котором будут возрастать националистические настроения, стремится получить контроль над Восточной Азией, что выльется в напряженное противостояние с Америкой.

И Китай, и США ищут преимущества страны над страной для защиты своих интересов. Однако такая оборона может предполагать нападение. Наличие ядерного оружия сдерживает пыл стран, но все равно это напряженный, сложный и опасный период для всего мира. В сценарии «Горы» в мире будут создаваться специальные коалиции против той или иной ведущей державы, причем США и Европа в вопросах безопасности будут встречать взаимное непонимание.

Энергетика и главенствующая роль газа

В сценарии «Горы» грядут масштабные изменения в транспортном секторе: к концу текущего столетия двигатели автотранспортных средств, легковых и грузовых, станут водородными и электрическими: глобальный спрос на нефть достигнет своего пика примерно в 2035 году. Спрос

Соотношение долей общемировых первичных энергоносителей по типу к 2060 г. в сценарии «Горы»



на жидкие виды топлива будет снижаться, цены на нефть будут умеренными. Таким образом, общий рост добычи будет ограничен.

Цены на природный газ в мире установятся на пониженном уровне, как результат повсеместного появления ресурсной базы газовых сланцевых плеев.

Следовательно, высокочастотные запасы извлекаться не будут. А это, в свою очередь, повлияет на компании, зависимые от энергетических доходов.

Частичное замещение угля газом и стимулирование технологий улавливания и хранения двуокси углерода приведет к тому, что с 2030 года начнется снижение выбросов парниковых газов. Тем не менее, эта динамика не позволит достигнуть цели по ограничению глобального увеличения температуры до 2°C.

Природный газ в сценарии «Горы» станет основой мировой энергетики и вытеснит уголь как основное топливо в секторе электроэнергетики во многих странах, а также найдет более широкое распространение в транспортном секторе (см. «Соотношение долей общемировых первичных энергоносителей по типу...»).

Скользкий темп роста спроса в сценарии «Горы»

В 2020-х и 2030-х годах некоторые из ранее быстроразвивающихся экономик будут пытаться осуществить структурные промышленные и финансовые изменения, которые смогут выдержать повышенные темпы экономического развития. Несмотря на рост численности населения, это снизит темп роста на энергоресурсы. До середины XXI века ряд крупных экономик выйдут из среднедоходной депрессии, и мировая экономика снова начнет расти.

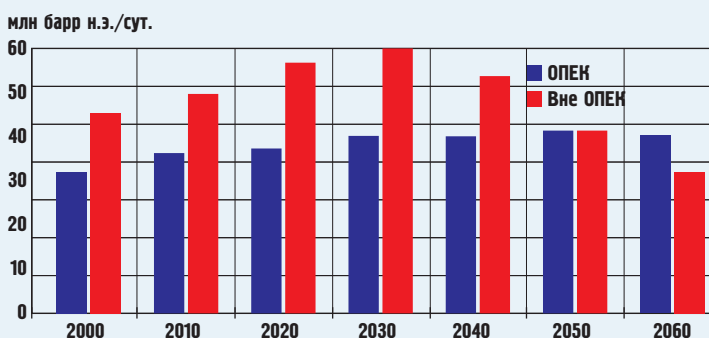
В сценарии «Горы» восемь стран, на которые приходилось 60% от общемировой добычи газа, продолжают наращивать свои доли в следующие 30 лет. Тем не менее, возникновение новых видов энергоресурсов создает новый мировой порядок для газодобывающих компаний и государств.

Гидраты метана

Гидраты метана представляют собой водяной лед, который содержит большое количество метана внутри своей кристаллической структуры. В огромном количестве метановые гидраты были найдены под океанским дном по всей планете, а также в районах вечной мерзлоты Арктики в диапазоне осадочных отложений.

Методы их извлечения находятся на ранней стадии испытаний, и лидируют в этом направлении США (Аляска) и Япония. Добыча из не столь трудных ресурсов Арктики и морских песков не начнется до середины XXI века. Оценки балансовых геологических запасов чрезвычайно разнятся. Технически извлекаемый диапазон — от нулевого объема до более чем в 100 раз превышающего текущий общемировой уровень добычи газа.

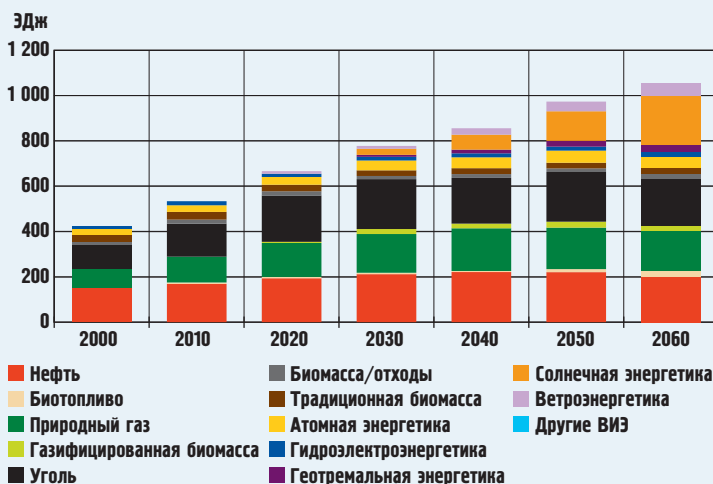
Добыча нефти, конденсата и ШФЛУ в странах ОПЕК и вне ОПЕК



Ожидаемого ранее снижения добычи газа в Северной Америке не будет, а Китай примкнет к лидерам газодобычи. Обе страны снизят спрос на уголь и, в конечном счете, на нефть. Умеренные цены на нее ставят под удар

технически сложные и дорогие новые проекты вне стран ОПЕК, а также ведут к нестабильности и ограничению поставок (см. «Добыча нефти, конденсата и ШФЛУ в странах ОПЕК и вне ОПЕК»).

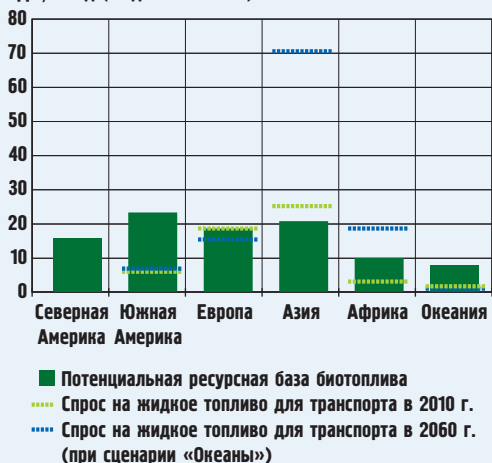
Соотношение долей общемировых первичных энергоносителей по типу к 2060 г. в сценарии «Океаны»



Потенциал биотоплива в сравнении со спросом на жидкое транспортное топливо

Источник: исследование Ecofys для Shell

ЭДж/в год (жидкого топлива)



Страны с большими запасами пострадают от уменьшения доходов и роста социальных волнений. Интенсивное давление внутри ОПЕК и необходимость учитывать рост добычи в Ираке выльется в периодическое перепроизводство сверх квот и периоды спада цен.

Новые ресурсные возможности

Газ плотных коллекторов и метан угольных пластов уже составляют свыше 15% от общемировой

добычи газа и имеют потенциал роста до 40%. Общая ресурсная база, по оценкам, эквивалентна примерно 100 годам текущего мирового потребления газа.

Про запасы сланцевой нефти нельзя сказать так определенно. В настоящее время их доля составляет 1% от общемировой добычи нефти, и в перспективе рост самое большее только до 5–10%. Недавние результаты оценки общемировой ресурсной базы сланцевой нефти эквивалентны 15 годам текущего потребления нефти.

Газ плотных коллекторов и метан угольных пластов

В 2030-х годах природный газ станет крупнейшим мировым первичным источником энергии. Тем самым будет закончена 70-летняя эра нефти.

Успешное развитие и широкое распространение ожидает газ плотных коллекторов и метан угольных пластов. Эти энергоносители станут как бы «опорой» природному газу в глобальной энергетической системе.

Обилие газа и общий умеренный спрос на энергию в сценарии «Горы» приведет к стагнации нефтепотребления в 2030-х годах и его постепенному спаду в последующие десятилетия. В сегменте морских и сухопутных грузовых перевозок постепенно будут переходить на СПГ. Со временем и в секторе downstream будет наблюдаться устойчивый отход от жидких видов топлива.

В сценарии «Горы» газ постепенно перестанет использоваться для обогрева зданий и выработки электричества. В то же время будут появляться новые рынки: грузовые автомобильные и судоходные перевозки, газохимия.

На электростанциях, НПЗ и прочих промышленных объектах будет широко применяться технология захвата выбросов двуоксида углерода, что позволит сократить уровень выбросов CO₂ в энергетическом секторе до нулевого уровня к 2060 году. Также будет наблюдаться быстрый рост в секторе атомной энергетики, доля которой в мировом производстве

электроэнергии к 2060 году составит около 25%.

Сланцевая революция

В 2008 году цены в США взлетели до \$12/млн БТЕ. Сегодня уровень добычи на 10% выше, а цена на газ ниже \$4/млн БТЕ. И в дальнейшем объемы поставок энергоресурсов на экспорт будут расти, а цена на газ — снижаться.

Активизируются программы по строительству экспортных терминалов. Теории пика нефти для США не сработали: наоборот, страна может стать самодостаточной в плане энергоресурсов к 2030 году.

Традиционные поставщики нефти в США переадресуют поставки на новые рынки, а американский уголь сейчас экспортируется в Европу, так как газ становится более предпочтительным видом топлива для американской электроэнергетики.

Сможет ли технологическая революция пойти и дальше по миру? Аргентина и еще ряд стран уже успешно пробурили поисково-разведочные нефтегазовые скважины. А по некоторым оценкам, у Китая может оказаться даже больше сланцевого газа, чем у США.

Сценарий «Океаны»

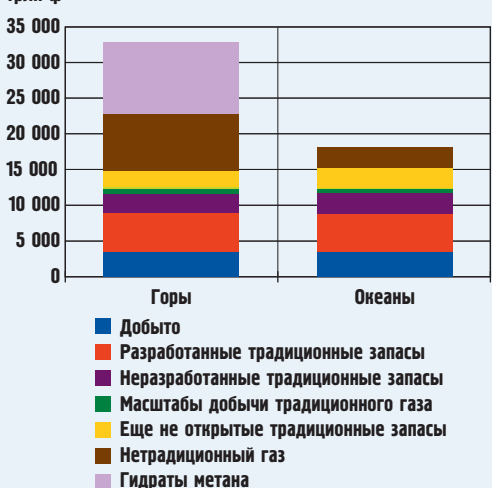
Сценарий «Океаны» рисует картину более процветающего и изменчивого мира, в котором энергетический ландшафт определяется, в основном, рыночными силами и гражданской общественностью и где государственной политике отводится менее значимая роль.

Сопrotивление со стороны общества в совокупности с медленным процессом принятия государственных мер и внедрения технологий ограничивает развитие атомной энергетики и сдерживает рост доли природного газа вне Северной Америки. Сохраняется широкое использование угля в секторе электроэнергетики как минимум до середины текущего столетия.

В сценарии «Океаны» наиболее сильными будут не самые большие страны, а более гибкие, среднего размера и экономически эффективные государства, избравшие путь экономической

Ресурсная база газа

трлн ф³



устойчивости. Среди них Япония, Южная Корея, Норвегия и возрожденный ЕС.

Перед более крупными странами стоит вопрос децентрализации и инноваций в целях достижения устойчивого роста. Китай изменит модель управления: возникнет «новый Китай», где будет место и для инновационных сил, подстегиваемых волной предпринимательства.

Выбросы от использования углеводородных энергоносителей в течение 2020-х годов продолжат расти.

Энергоспрос при сценарии «Океаны»

Вне Северной Америки газ низкопроницаемых пород и метан угольных пластов активно добываться не будут. Вышеуказанные изменения в лидерстве стран скажутся на инвестициях. Добыча нефти некоторых наиболее богатых в этом плане стран будет ограничена. Следовательно, сценарий «Океаны» предполагает высокие цены на нефть и газ.

Такая экономическая реальность приведет к переключению на новые энергоресурсы и технологические возможности.

Из-за того, что уровень добычи природного газа будет гораздо

скромнее ожидаемого, цены на голубое топливо будут высокими, особенно в регионах с его нехваткой. Этот фактор, а также периодические кризисы будут побуждать к увеличению эффективности его использования.

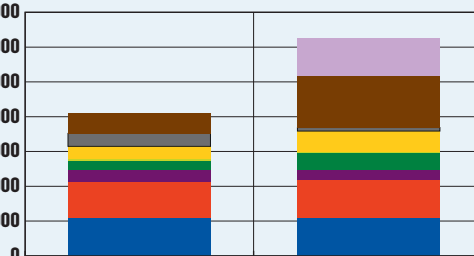
Тем не менее, не обладая серьезной политической поддержкой, технология захвата и подземного хранения CO₂ будет внедряться медленными темпами. К середине текущего столетия данная технология обеспечит захват лишь около 10% выбросов и около 25% к 2075 году. Такие низкие темпы являются главной причиной того, что достижение нулевой отметки уровня выбросов в секторе электроэнергетики в рамках сценария «Океаны» будет наблюдаться на 30 лет позже, чем в сценарии «Горы».

Более высокие цены на энергоносители стимулируют разработку трудноизвлекаемых ресурсов нефти, а также производство биотоплива. В течение 2020-х и 2030-х годов продолжится рост спроса на нефть с последующей стабилизацией спроса после 2040 года. К середине текущего столетия около 70% всех автотранспортных средства по-прежнему будет работать на жидком топливе.

Высокие цены на энергоносители также обеспечивают повышение энергоэффективности и

Ресурсная база нефти

млрд барр



Горы

Океаны

Добыто

Неразработанные традиционные запасы

Масштабы добычи традиционной нефти

Еще не открытые традиционные запасы

Сланцевая нефть

Богатые жидкими углеводородами сланцы

Кероген

развитие сектора солнечной энергии. К 2070 году фотогальванические солнечные панели станут крупнейшим первичным источником энергии в мире (см. «Изменение доли первичных энергоисточников в сценарии «Океаны» с 2000 по 2060 гг.»).

Ветровая энергетика будет развиваться медленными темпами в связи с тем, что крупномасштабное размещение ветровых турбин встречает сопротивление со стороны общества.

БЕСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

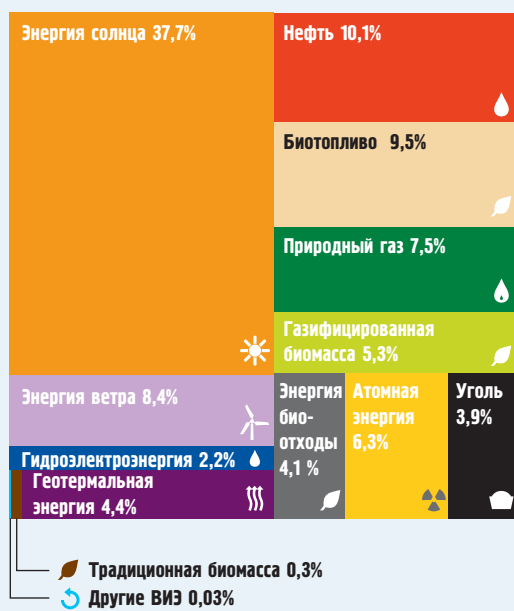
Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



www.ngv.ru

Преобладание солнечной энергии в сценарии «Океаны» к 2100 году



Совокупность повышенного спроса на уголь и нефть, отсутствия поддержки технологиям захвата и подземного хранения CO₂, а также сдерживания добычи природного газа вне Северной Америки является причиной того, что объемы выбросов парниковых газов в сценарии «Океаны» примерно на 25% выше, чем в сценарии «Горы».

Несмотря на то, что сценарий «Океаны» предусматривает существенное увеличение доли солнечной энергии, он также предполагает более широкое использование ископаемых видов топлива по сравнению со сценарием «Горы» (см. «Соотношение долей общемировых первичных энергоносителей по типу к 2060 г. в сценарии «Океаны»»), что не может не сказаться на глобальном климате.

В 2000 году на страны ОЭСР приходилось 55% от общемирового спроса на энергоносители. К 2010 году произошел подъем Китая, а доля стран ОЭСР упала до 45%. Переключение с Запада на Восток продолжится и в сценарии «Океаны», и доля стран ОЭСР к 2030 году упадет до 33%, что приведет к значительным изменениям торговых потоков по всему миру.

Биомасса в сценарии «Океаны» станет широко использоваться на транспорте, а позже и для про-

изводства пластмасс. Более высокие цены на энергоносители будут стимулировать разработку трудноизвлекаемых ресурсов нефти, а также производство биотоплива.

В течение 2020-х и 2030-х годов продолжится рост спроса на нефть с последующей стабилизацией спроса после 2040 года. К середине текущего столетия около 70% всех автотранспортных средства по-прежнему будут работать на жидком топливе.

К 2060 году почти 10% всех нефтехимических продуктов будут производить из биомассы, а потенциал роста к концу века составит 25% (см. «Потенциал биотоплива в сравнении со спросом на жидкое транспортное топливо»).

К концу века потребление различных форм биомассы составит порядка 1/5 от общего объема первичной энергии. К этому времени биотопливо составит 2/3 от общего объема потребления жидких топлив на транспорте. Нефть будет использоваться в основном как сырье для нефтехимии.

Производство биотоплив первого поколения (в основном этанола из сахарного тростника) будет расти постепенно и достигнет пика в 4 млн барр.н.э. в день в 2050 году. Но это будет происходить вместе с развитием биотоплив второго поколения (получаемого из непищевого возобновляемого сырья). Коммерческое производство этого вида биотоплив начнется с 2020-х годов, а к 2050 году сравняется с объемами производства биотоплив первого поколения.

ТЭК в сценарии «Океаны» продолжит следовать нынешнему курсу. Основными его драйверами будут успешная геологоразведка и развитие технологий, подкрепленные растущими ценами на нефть.

Благодаря улучшенным технологиям бурения в суровых условиях будет обеспечен доступ к глубоководным участкам Арктики; методы повышения нефтеотдачи станут более практически осуществимыми; ГРП и технология бурения позволят разрабатывать месторождения сланцевой нефти и богатые жидкими углеводородами сланцы.

Высокая цена на нефть и расширение технических возможно-

стей добычи высоковязкой тяжелой нефти в таких странах, как Канада, Венесуэла, Россия и Казахстан, раскроют новый мощный ресурсный потенциал (см. «Ресурсная база газа», «Ресурсная база нефти»).

В сценарии «Океаны» страны, которые добыли более 75% текущего уровня общемировой нефтедобычи в 2012 году, и в дальнейшем будут наращивать этот показатель. У стран ОПЕК наибольший потенциал роста именно низкозатратной добычи ресурсов, а в дальнейшем повышать нефтеотдачу придется с помощью более дорогих технологий. Тем не менее, он может быть ограничен геополитической нестабильностью, и это может вылиться в недоинвестирование в большинстве стран ОПЕК.

К 2030-м годам в США будет наблюдаться устойчивое снижение объемов импорта нефти.

В «Океанах» добыча природного газа продолжит расти в связи разработкой новых месторождений в Северной Америке. Тем не менее, большие надежды на добычу сланцевого газа и газа низкопроницаемых пород, а также метана угольных пластов не осуществляются полностью, так как добыча окажется слишком трудной или экономически извлекаемых запасов будет слишком мало.

Солнце взойдет

В сценарии «Океаны» увеличение цен и спроса будут способствовать сильному росту сектора ВИЭ: фотоэлектрическая солнечная энергия станет лидирующим источником первичной энергии в мировой экономике. Со своей текущей позиции 13-го крупнейшего мирового энергоисточника к 2040 году энергия солнца займет четвертое место после нефти, газа и угля, а к 2100 году — первое место (см. «Преобладание солнечной энергии в сценарии «Океаны» к 2100 г.»).

К 2060 году при сценарии «Океаны» порядка 40% электричества будет генерироваться из солнечных батарей как вне, так и внутри стран ОЭСР. Вне ОЭСР к концу века доля солнечной энергии может достичь даже 60%.



СКАЙ ФОРТ

ЖИЛОЙ КВАРТАЛ



КОЛОМЕНСКАЯ

БИЗНЕС-КЛАСС



НАГАТИНСКАЯ

ЭТО РЕКОРД!

Рассрочка 0% на 1,5 года!

Реклама

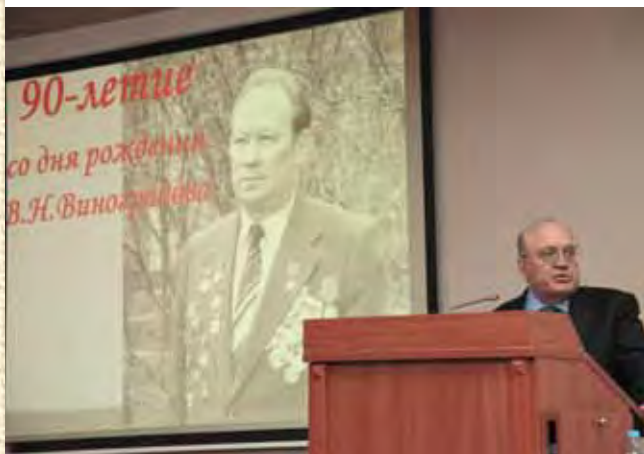


**ДОМ
ВЫСШИХ ДОСТИЖЕНИЙ!**

• идет заселение • ключи после оплаты • собственность

(495) 988-88-77 www.sfort.ru

90-ЛЕТИЕ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ В.Н.ВИНОГРАДОВА



Торжественное заседание Ученого совета университета, которое состоялось 25 февраля в 15:00 в Губкинском университете, посетили руководители и представители нефтегазовых компаний, ассоциации выпускников-губкинцев, Союза ректоров России, ректоры нефтегазовых университетов, а также все те, кто учился, работал и был знаком с Владимиром Николаевичем Виноградовым.



«Для Губкинского университета Владимир Николаевич — целая эпоха! И сегодня мы вспоминаем его не только как ректора, мы вспоминаем Владимира Николаевича как выдающегося ученого, создателя педагогических школ. Он часто встречался с молодыми сотрудниками, преподавателями, создавал из них новое поколение руководителей! Мы все многим ему обязаны — карьерой, местом в жизни!» — ректор Губкинского университета Виктор Георгиевич Мартынов.

О вкладе в развитие Губкинского университета, системы высшего нефтегазового образования говорил президент университета Альберт Ильич Владимиров: «Сегодняшний Губкинский университет, его мощь и потенциал — это наследие работы выдающегося человека, педагога, ученого, блестящего управленца и общественного деятеля, ректора нашего университета в период 1962–1993 годов, профессора Виноградова Владимира Николаевича. Губкинскому университету повезло, что такой талантливый человек выбрал именно наш вуз, именно здесь реализовал свои идеи, что позволило за относительно короткий исторический период фундаментально развить и укрепить систему высшего нефтегазового образования в стране».

В зале Ученого совета прозвучало множество приятных слов от коллег, товарищей, друзей и сокурсников Владимира Николаевича Виноградова. Среди выступающих были председатель совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» Валерий Исаакович Грайфер, ректор Московского государственного университета им. М.В.Ломоносова Виктор Антонович Садовничий, ректор Ухтинского государственного технического университета Николай Денисович Цхадая, президент МГТУ им. Н.Э.Баумана Игорь Борисович Федоров, директор института проблем нефти и газа РАН Анатолий Николаевич Дмитриевский, Татьяна Петровна Архипова и многие другие.

«Сегодня праздник у всех, кто знал и любил Владимира Николаевича, любил за то, что он замечательный человек, настоящий мужчина, товарищ, патриот Родины», — председатель совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» Валерий Исаакович Грайфер.


Был знаком с Владимиром Николаевичем и ректор Московского государственного университета им. М.В.Ломоносова Виктор Антонович Садовничий, который отметил вклад В.Н.Виноградова в систему высшего образования нашей страны: «В системе высшего образования нашей страны трудился большой человек. Вклад Владимира Николаевича в развитие высшего образования в стране огромен. Мудрость, спокойствие, государственный подход — мы учились у того поколения руководителей, учились у плеяды великих людей!»

Справочная информация

С именем этого выдающегося человека, ученого, организатора связана 30-летняя история развития нефтяного университета имени И.М.Губкина и всей системы высшего образования России. Благодаря В.Н.Виноградову Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина существенно разросся и стал базовым высшим учебным заведением страны, объединяющим и координирующим подготовку и переподготовку кадров для нефтегазовой промышленности. За 31 год работы В.Н.Виноградова ректором нефтяного института было выпущено более 38 тыс. специалистов, многие из которых являются лидерами нефтегазовой отрасли современной России.

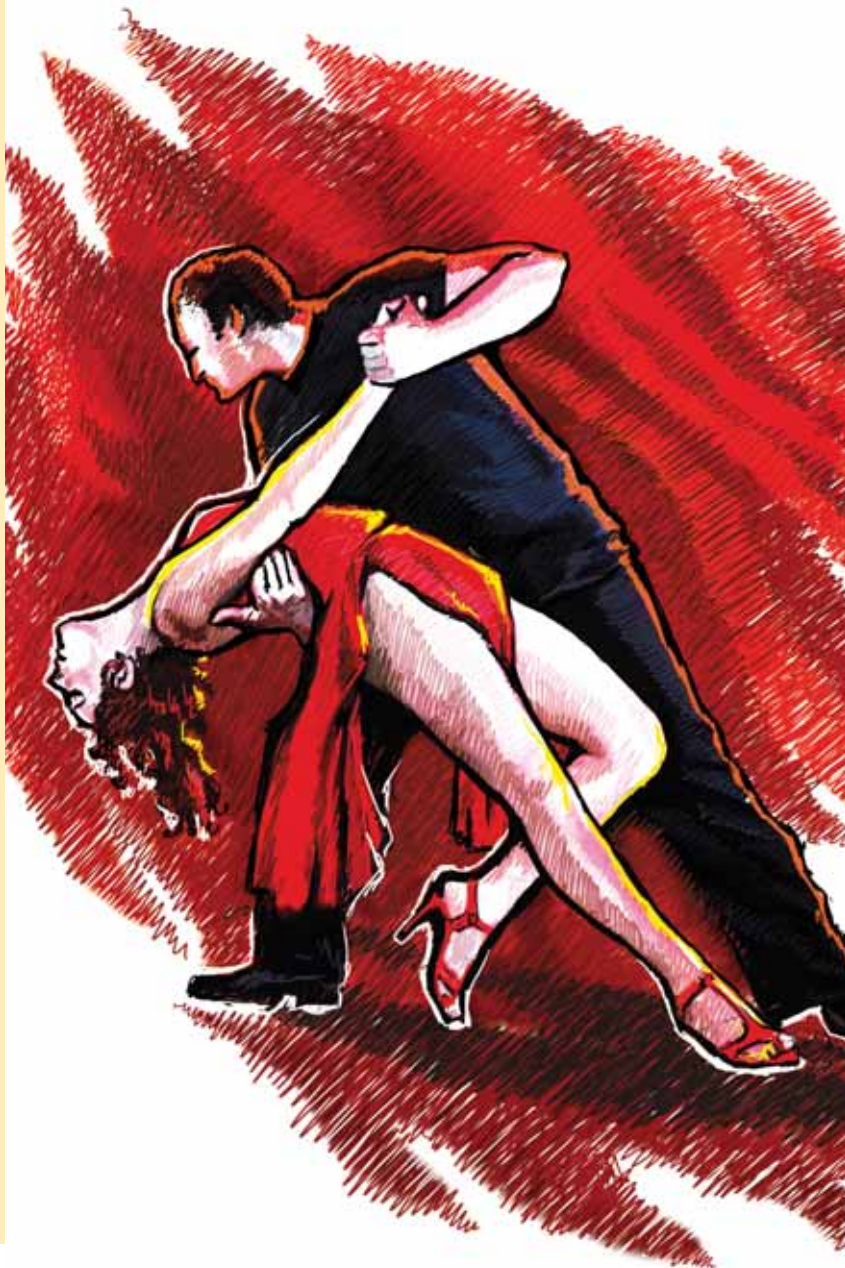
Благодаря организаторскому таланту В.Н.Виноградова не только Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина, но и вся система высшего профессионального образования России смогла выстоять и адаптироваться. В рамках работы нефтяного вуза В.Н.Виноградовым была разработана и реализована идеология попечительства, в которую были вовлечены руководители нефтегазовых предприятий (выпускников вуза), что в целом дало возможность открыть новую страницу в системе нефтегазового образования России.

В 1940 году Владимир Виноградов поступил в Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина, и с тех пор вся его жизнь была связана с этим учебным заведением. Студент, аспирант, старший преподаватель, доцент, секретарь парткома, декан факультета, ректор — вот те ступени, которые прошел В.Н.Виноградов в кузнице кадров нефтяной промышленности. Владимир Николаевич более 30 лет возглавлял сильнейшую в стране кафедру износостойкости машин и оборудования, проводил научные исследования в области трибологии и стал автором 49 изобретений, опубликовал 205 научных работ и 7 монографий. Профессор В.Н.Виноградов был создателем и первым директором Института проблем нефти и газа при Российской академии наук. В 1991 году В.Н.Виноградов инициировал создание Союза ректоров вузов России и был избран первым его руководителем.

За многолетнюю научно-педагогическую деятельность по подготовке высококвалифицированных специалистов и научных кадров В.Н.Виноградову были присвоены звания Герой Социалистического Труда (1983), Заслуженный деятель науки и техники Узбекской ССР и Туркменской ССР, дважды лауреат премии имени академика И.М.Губкина за разработку новых типов буровых долот (1975, 1985). Владимир Николаевич награжден двумя орденами Ленина, орденом Октябрьской Революции, двумя орденами Трудового Красного Знамени, орденами Отечественной войны 1-й степени, Красной Звезды, Дружбы народов; многими медалями, в том числе Золотой медалью «Серп и молот» (1983). В.Н.Виноградову присвоены звания: Почетный работник высшей школы, Почетный нефтяник, Почетный разведчик недр, Почетный работник газовой промышленности. 



АРГЕНТИНСКИЕ СЛАНЦЫ



АЛЕНА ЖУРАВЛЕВА
«Нефтегазовая Вертикаль» (Мексика)

У этой далекой южноамериканской страны есть все шансы растиражировать сланцевую революцию в США: значимые ресурсы, возможность привлечь опытных партнеров с деньгами и технологиями и одновременно решить ряд проблем, пугающих инвесторов.

Добыча нефти и газа в Аргентине в последние годы неуклонно снижается, а импорт энергоресурсов растет вместе с затратами, поэтому стране все же придется постараться и привлечь инвесторов — если не стабильностью, то хотя бы обещаниями большой прибыли.

Смогут ли Аргентина справиться с задачей и стать «сланцевой суперзвездой» Латинской Америки, нам предстоит узнать в ближайшие годы.

Аргентина занимает третье место в мире по запасам сланцевого газа после США и Китая. Министерство энергетики США оценивает ресурсы страны в 774 трлн ф³ (21,9 трлн м³) газа и 23 млрд баррелей нефтяного эквивалента, около половины из них сосредоточено в бассейне Неукен (провинции Ла Пампа, Мендоса, Неукен и Рио Негро) в западно-центральной части страны. При этом доказанные запасы традиционного газа Аргентины составляют лишь 13,4 трлн ф³ (0,4 трлн м³).

Несмотря на то, что добыча традиционных углеводородов в бассейне Неукен снижается с начала 2000-х, у региона есть огромное преимущество в «сланцевой гонке» — помимо запасов, здесь уже есть и готовая инфраструктура, что крайне важно на ранних стадиях развития потенциально богатых территорий.

Началось все в 2010 году — именно тогда компания Yacimientos Petroliferos Fiscales (YPF) обнаружила в провинции Неукен первое крупное месторождение сланцевого газа. Доказанные запасы месторождения Лома-дела-Лата, находящегося в 1100 км от Буэнос-Айреса, составляют около 130 млрд м³. Затем выяснилось, что сланцевый газ есть и в других регионах Аргентины, в частности, в провинциях Чубут и Санта-Крус в южной части страны.

Однако настоящей «жемчужиной» стал район Vaca Muerta («Мертвая корова») в юго-западной части страны. Первые открытия в районе формации были сделаны в 2011 году, при этом, как и в США, геологи долгое время считали эти территории неперспективными. Оценки резервов площади постоянно увеличиваются. Так, в 2011 году YPF сообщила об открытых извлекаемых запасах в

927 млн баррелей нефтяного эквивалента, в том числе, 740 млн баррелей нефти, что в шесть раз больше по сравнению с первоначальными оценками, сделанными в мае этого же года.

Однако уже в 2012 году оценка объема извлекаемых углеводородов Vaca Muerta была увеличена до 22,8 млрд баррелей нефтяного эквивалента. В феврале этого года YPF начала здесь добычу газа.

Национализация

По странному совпадению, за открытиями огромных месторождений сланцевого газа в Аргентине последовали нападки на компанию YPF, 57,4% которой на тот момент принадлежало испанской Repsol. Президент Аргентины Кристина Киршнер обвинила компанию в том, что она недостаточно инвестирует в проекты на территории страны, выводя слишком большую часть прибыли за рубеж в виде дивидендов и инвестиций в проекты в других странах.

У компании последовательно отозвали несколько лицензий, а в январе 2012 года аргентинское издание Pagina 12 сообщило, что власти Аргентины намерены национализировать YPF.

В апреле К.Киршнер подтвердила планы по национализации 51% YPF, и уже в мае закон вступил в силу. Президент Аргентины, проводящая курс на национализацию экономики, не побоялась дипломатического скандала, а также исков к YPF со стороны Repsol и других акционеров аргентинской компании.

Испанская компания обратилась в арбитраж при Всемирном банке, требуя выплаты компенсации в размере \$10,5 млрд; Аргентина заявила, что считает эту цифру завышенной.

По подсчетам Repsol, для разработки открытых компанией сланцевых месторождений потребуются инвестиции в размере \$25 млрд в течение 10 лет. YPF после национализации заявила о необходимости вложений в \$7 млрд в год. Как сказал новый глава компании Мигель Галуччио, для того, чтобы обеспечить рост добычи, YPF должна инве-

стировать \$35 млрд до 2017 года. Между тем, в 2011 году прибыль корпорации составила \$1,1 млрд. Откуда YPF возьмет столько денег с учетом общей изолированности от глобального кредитного рынка?

Сотрудничество

Да и опыта в разработке нетрадиционных углеводородов у аргентинской компании, честно говоря, недостаточно. Поэтому YPF и пошла по проторенному маршруту, стремясь к сотрудничеству с другими крупными компаниями, в первую очередь, более опытными в области разработки сланцев американскими корпорациями. К настоящему времени компания подписала около 15 меморандумов о взаимодействии с различными игроками, однако это все еще первоначальный этап сотрудничества.

В сентябре 2012 года YPF подписала меморандум о намерениях с Chevron, согласно которому компании планируют вместе разрабатывать нетрадиционные углеводороды в районе Vaca Muerta. В декабре YPF и Chevron заключили чуть более конкретное соглашение, согласно которому компании вложат \$1 млрд в сланцевые проекты в Аргентине.

Пока стороны намерены пробурить 100 нефтяных скважин, а СП планируют сформировать к середине апреля этого года. Между тем, сейчас речь идет только о пилотном проекте, и если он окажется удачным, компании могут пробурить 2000 таких скважин, что обойдется им примерно в \$15 млрд. Вместе с тем, YPF благодаря этому сотрудничеству сможет использовать ряд технологий, применяемых для добычи сланцевого газа в США. Аргентинская компания надеется извлечь уроки из опыта Chevron по бурению в районе формации Marcellus на северо-востоке США и в районе Eagle Ford в штате Техас, заявлял М.Галуччио.

Правда, Repsol тут же отреагировала на новости об этом соглашении, подав в суд в США на Chevron, добиваясь блокировки

ее сотрудничества с аргентинской компанией.

Кроме того, подпортить отношения Chevron с Аргентиной могут действия властей Эквадора. Аргентина заморозила ряд активов компании в рамках иска индейцев, обвиняющих нефтегиганта в загрязнении джунглей Амазонки.

Аргентина — третье место в мире по запасам сланцевого газа: прогнозные ресурсы оцениваются в 21,9 трлн м³ газа и 23 млрд баррелей нефтяного эквивалента

Суд Эквадора обязал Chevron выплатить более \$19 млрд за загрязнение окружающей среды компанией Техасо, перешедшей во владение Chevron в 2001 году. Так как в Эквадоре у американской компании активов давно нет, истцы пытаются обеспечить это судебное решение за счет других стран. Соответствующие иски были поданы в Аргентине, Бразилии и Канаде.

Контролируемая испанской Repsol компания YPF — пионер разведки сланцев — аргентинскими властями в 2012 году была национализирована

В ноябре суд в Аргентине принял решение, согласно которому 40% средств на счетах компании в банках страны должны быть депонированы.

Пока же американская корпорация заявляет, что это недоразумение никак не повлияет на сотрудничество с YPF по сланцу. «Мы можем продолжить наши ин-

Repsol обвинялась в недоинвестировании проектов и выводе дивидендов за пределы Аргентины

вестиции в Аргентине. YPF превосходна, когда речь идет о технологиях и человеческих ресурсах», — восхвалял партнера главы подразделения Chevron в Ла-

тинской Америке и Африке Али Мошири.

Следующей стала контролируемая семьей миллиардеров Булгерони и китайской CNOOC компания Bidas, также договорившаяся с Аргентиной о совместной разработке сланца. В обмен на предоставленный YPF кредит в \$500 млн Bidas получит половину в проекте освоения двух месторождений в провинции Неукен.

В разведку и добычу сланцевых УВ необходимо инвестировать от \$2,5 до \$7 млрд в год; такими свободными средствами страна не располагает

Компании намерены работать над двумя пилотными месторождениями, инвестиции по каждому из которых на первоначальном этапе составят до \$2 млрд. Всего же полное освоение каждого месторождения оценивается в \$10 млрд.

Аргентина вновь обратилась к иностранным инвесторам; те, в надежде на прибыль и гарантии возврата капитала, стали возвращаться в страну

Надо отметить, что Bidas решила действовать на опережение и сама подала в суд на Repsol, чтобы предотвратить попытки последней заблокировать сделку с YPF. Компания пытается добиться от американского суда решения о том, что вопрос о собственности YPF должен решаться в Аргентине.

Получил приглашение и «Газпром», который — как свидетельствует его реакция — на такой шаг пока не решился. Может, зря?

Согласно другим договоренностям, французская Total и немецкая Wintershall в течение следующих пяти лет будут инвестировать около \$1 млрд каждая в проекты, которые позволят увеличить добычу газа в Аргентине.

YPF вообще подошла к поиску возможных партнеров ответственно и с размахом — компания провела переговоры с американскими Exxon Mobil и Apache, обсудила возможность сотрудничества с китайскими CNOOC и China Petroleum & Chemical Corp.

Глава YPF Мигель Галуччи побывал в Европе — в Осло встретился с топ-менеджерами Statoil, в Лондоне провел презентацию перед инвесторами. Наконец, в феврале президент компании встретился с представителями инвестфондов и нефтяных компаний Dragon Oil, International Petroleum Investment Company и Abu Dhabi National Energy в ОАЭ.

Не осталась в стороне и Россия — в июне прошлого года аргентинский министр иностранных дел сообщил, что и «Газпром» может начать совместную с YPF разработку углеводородов.

В сентябре М.Галуччи встретился в Москве с А.Миллером. По итогам встречи российский концерн выпустил традиционно сдержанный пресс-релиз, в котором не было ни слова о сланцевом газе, а лишь строчка о том, что «стороны обсудили возможность организации поставок в Аргентину сжиженного природного газа из портфеля группы «Газпром» и развития научно-технического сотрудничества». Тем не менее, не вызывает сомнений, что главы компаний все-таки о сланцевом газе и возможном сотрудничестве поговорили. Однако будет ли результат?

В начале марта появились слухи о том, что Аргентина может мириться и с Repsol, которую фактически выгнали из страны, национализировав ее главный актив YPF. По данным аргентинского издания *Ambito Financiero*, Аргентина и Repsol (или ее главный акционер CaixaBank) договариваются о создании СП для разработки запасов в районе *Vaca Muerta*. В обмен на миноритарную долю в СП и некоторую компенсацию (по некоторым данным, она может составить около \$6 млрд) Repsol якобы готова отказаться от всех исков, связанных с национализацией YPF.

Repsol эти слухи отрицает, заявляя, что ни компания, ни ее со-

вет директоров не рассматривают сделку с Аргентиной. Однако у экспертов почти нет сомнений, что испанская компания пойдет на мировую на хороших условиях — богатство «Мертвой коровы» притягивает всех.

Барьеры

Что может помешать притоку инвестиций, столь необходимых Аргентине для разработки своих запасов? На самом деле «страшилок» для инвесторов много, и они вполне реальны. Во-первых, это, конечно, финансовая нестабильность в Аргентине. Власти страны с 2011 года проводят политику «песофикации» финансовой системы страны, направленную на отказ от использования наличных долларов.

Официальный обменный курс в стране примерно в 1,5 раза отличается от реального «уличного». Кроме того, власти Аргентины постоянно меняют правила игры на этом рынке, к примеру, периодически вводя различные сборы — скажем, на покупку билетов и турпутевок за границу.

Кроме того, инфляция в стране в 2012 году по официальным данным составила 10,5%, по данным независимых экспертов — 25%, в а этом году может подскочить до 30%.

Не способствует улучшению инвестиционного климата и национализация YPF, еще раз подтвердившая непредсказуемость властей Аргентины, а также громкие судебные иски, связанные с этим, — как к YPF, так и к компаниям, договорившимся о сотрудничестве с ней после национализации.

Аргентина не является единственной страной, вероятно, стоящей на пороге «сланцевого бума» — есть еще и Китай со значительно более понятными правилами игры, и США, которые являются одной из самых привлекательных территорий в мире для разработки сланца, а также ряд других игроков. Так что латиноамериканской стране надо еще и справиться с международной конкуренцией между государствами, нуждающимися в инвесторах. 

ОПРОС BDO: ПОЗИТИВНЫЙ ТОН... НО КОНСЕРВАТИВНЫЕ НАСТРОЕНИЯ



Главы нефтегазовых компаний по всему миру оптимистично настроены в отношении развития отрасли в ближайший год. При этом, однако, вместо того, чтобы использовать возможности для расширения бизнеса и развития своих компаний, они предпочитают прибегать к хеджированию краткосрочных неопределенностей в мировой нефтяной и газовой промышленности.

По данным нового исследования международной сети BDO, почти половина (48%) руководителей нефтегазовых компаний оптимистично настроены в отношении доступа к капиталам и кредитам в будущем году, причем 45% опрошенных называют именно этот параметр в качестве основного драйвера роста промышленности в 2013 году.

Мнение российских топ-менеджеров, однако, не слишком коррелирует с общими мировыми настроениями: основная масса опрошенных в нашей стране во главу угла ставит наличие ресурсов (67%), при этом доступ к капиталам, равно как и совершенствование технологий добычи, отмечают как важные критерии лишь 17% опрошенных.

В ходе исследования специалисты BDO опросили топ-менеджеров нефтегазовых компаний разных стран по вопросам стратегии роста, консолидации отрасли, защиты окружающей среды, регулирования и вопросам трудовых ресурсов.

Несмотря на общий позитивный фон, среди лидеров компаний преобладают консервативные настроения, что свидетельствует об определенном беспокойстве относительно долгосрочной рентабельности энергетической отрасли.

Так, в качестве ключевых пунктов в стратегии развития своего бизнеса российские отраслевые VIP назвали внедрение более современных технологий (75% опрошенных) и концентрацию на внутренних бизнес-процессах (75%). Второе место в списке важных пунктов в развитии поделили между собой сокращение расходов на разведку (25%) и вертикальная интеграция путем новых приобретений (25%).

Российские топ-менеджеры сошлись во мнении, что ключевой проблемой в 2013 году станет нехватка ресурсов. Примечательно, что по миру эту проблему оценивают как насущную лишь 61% опрошенных, притом что 51% респондентов в 2013 году ожидают увеличения притока рабочей силы.

В то время как долгосрочные перспективы нефтегазовой отрасли остаются нестабильными, исследование показывает, что североамериканский сланцевый бум обусловил некоторый оптимизм в отношении краткосрочных перспектив бизнеса.

Отвечая на вопрос, какая страна окажется во главе списка по показателю общей добычи нефти, 39% опрошенных назвали США, 26% — Саудовскую Аравию.

Наша страна по этому показателю занимает третье место — ее в числе потенциальных лидеров по добыче нефти назвали 12% опрошенных.

Что касается мнения самих россиян, то здесь единодушия не наблюдается — шансы стать крупнейшим добытчиком нефти, по мнению российских нефтяников, в равной степени есть у Бразилии (ее назвали 20% опрошенных), Ирана, Саудовской Аравии, США и нашей страны.

Говоря о сланце как о главном продукте производства в этом году, топ-менеджеры компаний всего мира подчеркивают негативный эффект соответствующей технологии — разрыва пласта — в качестве основной экологической проблемы. Этот эффект называют основным негативно влияющим на окружающую среду 44% опрошенных нефтяников по всему миру.


Российские топ-менеджеры, однако, не считают применение данной технологии проблемой, но говорят о выбросах углекислого газа (33%), негативном влиянии на экосистему в результате разведки и добычи (33%), а также о загрязнении воды (33%).

Представители нефтегазовой отрасли также пристально наблюдают за изменениями в нормативно-правовой среде. Поскольку эта отрасль промышленности сопряжена с определенными рисками, нефтегазовая отрасль остается объектом строгого регулирования.

В частности, наибольшую озабоченность у нефтяников по всему миру вызывает регулирование в области защиты окружающей среды, а на втором месте — налоговое регулирование. Примечательно, что именно налоговый фактор называют в качестве основного российских топ-менеджеры (40%), тогда как экологическое законодательство, а также антикоррупционные инициативы делят между собой второе место (по 20%).

Касаясь темы расширения бизнеса за рубежом, большинство российских компаний предпочитают делать это, создавая совместные предприятия с местными бизнесами (67%), или же путем приобретений в интересующих странах (33%). При этом в качестве ключевых рынков российские топ-менеджеры называют Восточную Азию и страны Восточной Европы.

Отвечая на вопрос, какой вид топлива в будущем может прийти на смену нефти и газу, большинство топ-менеджеров назвали в качестве наиболее вероятной солнечную энергию (33%). На втором месте — использование энергии ветра (20%), следом идут гидроэнергетика (17%), биотопливо (15%) и использование геотермальной энергии (12%).

При этом российские топ-менеджеры в качестве наиболее вероятной альтернативы нефти называют биотопливо (50%) и лишь четверть опрошенных считает, что это может быть солнечная или какая либо другая энергия. 

ВИНТЕРСХАЛЛ: НОВЫЕ КОРПОРАТИВНЫЕ РЕКОРДЫ

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА
«Нефтегазовая Вертикаль»



В 2012 году крупнейшая нефтегазовая компания Германии «Винтерсхалл» достигла новых рекордных показателей: как нефтегазодобычи и торговли газом, так и финансовых. В прошлом году десять из двадцати разведочных и оценочных скважин компании вышли на новые залежи нефти и газа. В качестве примера председатель правления Райнер Зеде на ежегодной пресс-конференции в Касселе привел обнаруженные нефтяные залежи Skarfjell в Норвегии и F17 в нидерландской акватории Северного моря.

Продолжается сотрудничество с «Газпромом», с которым концерн БАСФ, чьей нефтегазовой «дочкой» является «Винтерсхалл», в ноябре 2012 года подписал соглашение по обмену активами в рамках реализации проекта совместной разработки участков ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Новые перспективы открываются и в Латинской Америке. В Аргентине в начале марта «Винтерсхалл» заключил с правительством страны соглашение об условиях ценообразования на газ; это соглашение повысит рентабельность освоения запасов сланцевого газа в Аргентине. «Наряду с этим мы рассчитываем, что наша деятельность в Абу-Даби и Катаре сможет стать катализатором роста компании на Ближнем Востоке», — заявил г-н Зеде: совсем недавно компания обнаружила в Катаре новое газовое месторождение...

С 2000 по 2012 годы добыча нефти и газа компании «Винтерсхалл» возросла с 80 млн до более 144 млн барр н.э. (см. «Показатели нефтегазодобычи компании...»). До 2015 года

планируется довести добычу до 160 млн барр н.э. — рекорды в режиме non stop.

Объем добычи «Винтерсхалл» в 2012 году стал самым высоким показателем за всю более чем 100-летнюю историю компании. В значительной мере этому способствовал существенный прирост нефтедобычи в Ливии, а также расширение добычи природного газа в России.

Финансовые показатели

Операционная прибыль до вычета процентов и налогов (ЕБИТ) возросла с 2,1 млрд евро в 2011 году до 3,9 млрд евро в 2012 (см. «Результат хозяйственной деятельности»).

Результат после вычета налогов и долей других совладельцев увеличился почти на 13% (или на 137 млн евро) и составил 1,2 млрд евро (для сравнения: в 2011 году — 1,1 млрд, см. «Чистая годовая прибыль...»). Таким образом, этот показатель уже второй год держится на уровне свыше миллиарда евро.

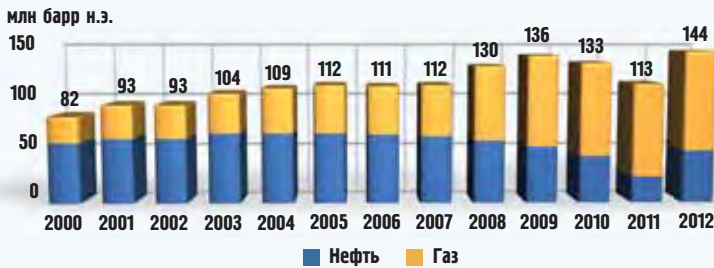
Оборот предприятия вырос на 39%, до 16,7 млрд евро с 12,1 млрд в 2011 году (см. «Чистый оборот «Винтерсхалл»»).

Свой вклад внесла и торговля природным газом. В 2012 году объемы продаж превзошли показатели предыдущего года и составили 47 млрд м³ (см. «Показатели сбыта природного газа»).

Обмен активами с «Газпромом»

В разработке участка IA ачимовских отложений Уренгойского месторождения «Винтерсхалл» участвует в составе СП на паритетных началах с «Газпромом» — «Ачимгаз». В ноябре 2012 года началась добыча на первых эксплуатационных скважинах на эта-

Показатели нефтегазодобычи компании «Винтерсхалл»



пе полномасштабной разработки залежи. Благодаря этому среднесуточный объем добычи возрос вдвое по сравнению с этапом опытно-промышленной эксплуатации.

Сейчас добыча ведется из 12 скважин. В ближайшие годы будет пробурено более 100 скважин, что на этапе постоянной добычи позволит увеличить объем производства примерно до 8 млрд м³ газа в год.

В рамках обмена активами «Винтерсхалл» получит 25% плюс одну акцию на двух следующих участках IV и V ачимовских отложений Уренгойского месторождения с опцией увеличения долевого участия на обоих залежах до 50%. Согласование с регулируемыми органами планируется получить к концу 2013 года.

Согласно утвержденному Роснедрами плану разработки, участки IV и V располагают общими запасами углеводородов в объеме 274 млрд м³ природного газа и 74 млн тонн конденсата. Это соответствует в целом 2,4 млрд барр н.э. На этапе достижения проектной мощности на обоих участках планируется добывать как минимум 8 млрд м³ газа в год. Начало добычи намечено на 2016 год.

«Газпрому», в свою очередь, «Винтерсхалл» полностью передаст долевое участие в совместных предприятиях по торговле и хранению газа. К ним относятся 50%-ная доля участия в компаниях по сбыту природного газа WINGAS, WIEH (Wintershall Erdgashandelshaus Berlin) и WIEE (Wintershall Erdgashandelshaus Zug), включая доли участия в ПХГ в Редене и Йемгуме (Германия), а также в Хайдахе (Ав-

стрия), и компанию по хранению газа Astora.

Помимо того, «Газпром» получит 50%-ную долю в компании Wintershall Noordzee B.V., которая осуществляет разведку и добычу нефти и газа в южной части Северного моря (Голландия, Великобритания, Дания).

«Винтерсхалл» рассчитывает закрыть сделку по обмену активами с «Газпромом» до конца 2013 года, сообщил на брифинге член правления компании, руководитель направления «Россия» Марио Мерен. «Сейчас мы готовим документацию на передачу в Еврокомиссию, будем готовы ответить на их возможные вопросы», — сказал он.

В будущем «Винтерсхалл» не исключает и сотрудничества с «Роснефтью».

Сланцевый газ

На основании первых оценок федеральное ведомство геонаук и сырьевых ресурсов предполагает, что технически извлекаемые запасы сланцевого газа в Германии составляют от 0,7 до 2,3 трлн м³. Это гораздо больше объема традиционных запасов природного газа в Германии (на 1 января 2012 года — 79,5 млрд м³) и достаточно для того, чтобы снабжать Германию газом на протяжении еще 100 лет (если исходить из того, что импорт останется на нынешнем уровне).

Более того, Wintershall и Statoil договорились совместно изучать нетрадиционные месторождения — запасы сланцевого газа и сланцевой нефти. Работы очень затрудняет мораторий на гидроразрыв: начиная с 2011 года ни одна заявка на применение

Результат хозяйственной деятельности (ЕБИТ)



ние ГРП не получила разрешения соответствующих органов.

С 2000 по 2012 годы добыча нефти и газа компании «Винтерсхалл» возросла с 80 млн до более 144 млн барр н.э

Как следствие, в 2012 году добыча газа в Германии упала на 10%.

В 2012 году объемы торговли газом превзошли прошлогодние на 5 млрд и составили 47 млрд м³

«Мораторий на гидроразрыв — это не теория, а уже давно угрожающий местной добыче факт», — отметил председатель правления «Винтерсхалл», добавив, что луч-

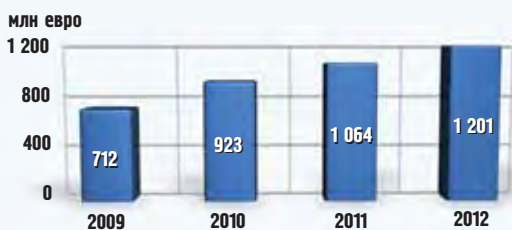
Чистая прибыль «Винтерсхалл» уже второй год подряд держится на уровне выше 1 млрд евро

ше разрабатывать запасы с соблюдением строгих предписаний, чем полностью запрещать разра-

Компания наращивает сотрудничества с «Газпромом» и получит до 50% акций на двух новых участках ачимовских отложений в Уренгое

ботку. В связи с этим он выразил поддержку законопроекту федерального правительства Германии о применении технологий ГРП в будущем.

Чистая годовая прибыль после вычета долей других компаньонов



Г-н Зеле отметил, что промышленная добыча сланцевого газа в стране начнется не ранее 2020 года и такого роста производства природного газа, как в США, не ожидается.

«Газпрому», в свою очередь, «Винтерсхалл» полностью передаст долевое участие в СП по торговле и хранению газа

«Винтерсхалл» участвует в проведении научных исследований в сланцевых отложениях и получил в компетентном ведомстве разрешение на проведение геоло-

Компания начала исследования сланцевого газа, технически извлекаемые запасы которого в Германии составляют от 0,7 до 2,3 трлн м³

гических изысканий на территории двух лицензионных участков (Рейн и Рур) в федеральной земле Северный Рейн — Вестфалия.

Это, прежде всего, специальный отбор проб породы с их

Еще раз о схизофиллане

После многолетних лабораторных исследований полимер схизофиллан (Schizophyllan), о котором «Вертикаль» рассказывала в прошлом году, с декабря 2012 года впервые проходит двухлетнее испытание на месторождении, которые покажут, насколько схизофиллан пригоден для применения в промышленной нефтедобыче.

Полимер смешивается с водой, консервантом и закачивается в нагнетательную скважину. Лишь 0,035% биополимера содержится в нагнетаемом растворе, но этого достаточно, чтобы повысить плотность воды в 25 раз!

Действие сгустителя испытывается на двух эксплуатационных скважинах. Первые результаты руководитель проекта Бернд Леонхардт рассчитывает получить к концу этого года.

последующими лабораторными исследованиями; по их итогам можно будет сделать выводы о содержании газа в глубоководных породах. В центре внимания — сланцевые пласты, которые в некоторых местах залегают неглубоко и поэтому разведать их легко. Для этого предусматривается пробурить пять неглубоких, примерно до 300 метров, скважин для выбуривания керна; это позволит отобрать пробы породы для дальнейших геологических исследований.

«В ближайшие годы мы собираемся непосредственно на месте точно оценить размер запасов и шансы на их разработку, а также исследовать, какой вклад в энергоснабжение Германии могут внести эти запасы в перспективе, — говорит руководитель добывающих предприятий «Винтерсхалл» в Германии Йоахим Пюннель. — Однако на первых порах наша работа будет сосредоточена исключительно на инженерно-геологической рекогносцировке; ее проводят для того, чтобы оценить ресурсный потенциал запасов сланцевого газа на этих территориях. Бурения глубоких скважин или проведения гидроразрывов не намечается.

Сейчас нам нужно инвестировать в исследования, чтобы оценить и проанализировать ситуацию в Германии и Европе».

Проект Dueste Z10

Ныне в Нижней Саксонии разведывается новое месторождение природного газа. Компания предполагает, что в каменноугольной формации, на глубине более 4 тыс. метров, в плотных породах этого месторождения (плотный песчаник) залегают до 40 млрд м³ природного газа.

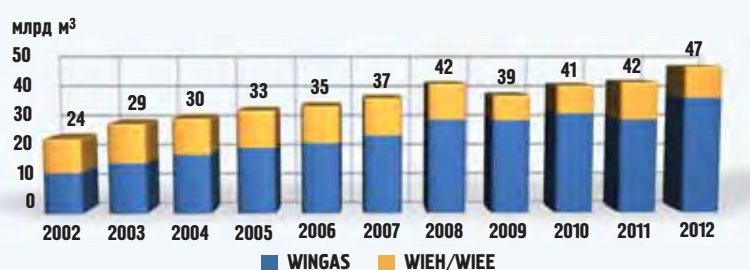
Добычу такого нетрадиционного газа плотных пород планируют вести на месторождении Dueste Karbon с 20–40 млрд м³ геологических запасов газа. В лучшем случае добыть можно до 25% газа. Скважина Dueste Z10 (4400 метров) была закончена в мае 2012 года, из нее предполагается добыть до 900 млн м³, считает Штеффен Лирманн, руководитель проекта. В проект будет вложено около 30 млн евро, из них от 15–20 млн — только стоимость скважины и работ по ГРП.

На следующем этапе в скважине Dueste Z10 планируется провести ГРП (7 млн евро) и обычное

Чистый оборот компании «Винтерсхалл»



Показатели сбыта природного газа



извлечение запасов газа из недр. По окончании этих работ предусматривается в течение трех месяцев провести исследование на приток газа в скважину; это исследование покажет, возможна ли рентабельная добыча газа из этого месторождения в плотных породах. Если по итогам испытания рентабельность добычи подтвердится, то «Винтерсхалл» — с разрешения властей — сможет продолжать здесь добычу природного газа еще несколько десятилетий.

При добыче газа из плотных пород песчаника, которая ведется уже на протяжении многих десятилетий, количество ГРП намного меньше, чем при разработке залежей сланцевого газа, а сам процесс проще, поскольку песчаник от природы обладает большей пористостью и проницаемостью, чем сланцевые породы.

В экологически чувствительных регионах, например в водохранимых зонах с источниками питьевой воды, «Винтерсхалл» полностью отказывается от буре-

ния скважин и от применения технологии ГРП.

Планы на будущее

По словам г-на Зеле, в «Винтерсхалл» ожидают, что цена на нефть в 2013 году останется на уровне предыдущего года и в среднем составит \$110/барр при обменном курсе в \$1,30 по отношению к евро.

На газовых рынках Европы, по-прежнему, будут наблюдаться сложные рамочные условия. Застой в динамике потребления и высокая ликвидность на спотовых рынках продолжат усиливать давление на цены и торговую маржу. Поэтому в 2013 году показатели оборота, как и результат торговли и хранения газа, сократятся.

Однако с точки зрения производителя открывается совершенно другая картина: дефицит импорта растет, энергетический голод остается, но маржа находится в секторе разведки и добычи, где компания занимает хорошую позицию.

«Винтерсхалл» предполагает, что в 2013 году итоговые результаты upstream повысятся, в основном за счет наращивания добычи в России, Норвегии и Ли-

Промышленная добыча сланцевого газа в стране начнется не ранее 2020 года: пока введен мораторий на многостадийный ГРП

вии. Помимо этого стимулами для роста послужат заключен-

В «Винтерсхалл» ожидают, что цены на нефть в 2013 году сохранятся на прежнем уровне, что поможет компании не снижать производственные и финансовые результаты

ные в 2012 году соглашения об обмене активами с «Газпромом» и Statoil, а также высокий показатель результативности бурения (50%).

Консультант №1 в России*



Экономия на энергоресурсах

«Не жалея расходов, чтобы сэкономить на всем, на чем можно сэкономить», - утверждал Сэмюел Голдвин, один из основателей медиакорпорации Metro Goldwyn Mayer. Мы поможем Вам сэкономить за счет снижения энергозатрат компании!



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ



* 1-е место в рейтинге РА «Эксперт» Консалтинг в области организации производства в 2004-2010 гг. WWW.GCE.RU

СИЗИФОВ ТРУД ВМСБ

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН
«Нефтегазовая Вертикаль»



Федеральное правительство утвердило госпрограмму «Воспроизводство и использование природных ресурсов», в которой значительное место отводится теме ВМСБ добычи углеводородного сырья. По оценкам депутатов Госдумы РФ, заслушавших министра природных ресурсов на «правительственном часе», новый документ вполне адекватно характеризует ситуацию с обеспечением ресурсной базы нефтегазодобычи: она далеко не благополучна и продолжает ухудшаться.

Предложенный программой комплекс мер способен несколько оздоровить ситуацию — если он будет реализован. Но весь предыдущий опыт говорит о том, что правительство далеко не всегда выполняет собственные планы и обещания. К тому же документ недостаточно радикален, чтобы в корне улучшить ситуацию. В условиях хронического недофинансирования геологической отрасли правительство не готово к значительному увеличению бюджетных трат на это направление. Крупнейшие недропользователи обеспечены запасами на много лет вперед, что не побуждает их проявлять высокую активность в геологоразведке, а жесткие правила не позволяют выйти на арену их потенциальным конкурентам... «Мы должны отдавать себе отчет в том, что фактически находимся в начале пути», — заявил, характеризуя документ, депутат-единоросс В.Язев. Увы, опять в начале пути: сизифов труд ВМСБ.

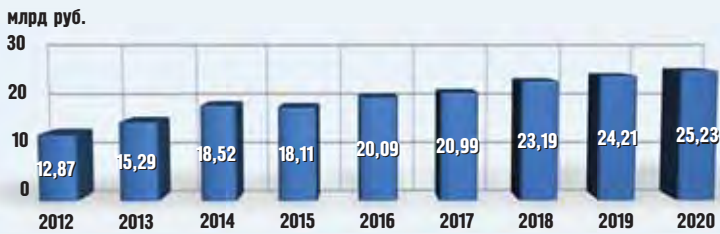
Стимулирование развития ВМСБ и геологического изучения недр стало одним из приоритетов новой госпрограммы «Воспроизводство и использование природных ресурсов», утвержденной в марте Правительством РФ. Дискуссии в правительстве и Госдуме РФ подтвердили, что состояние ресурсной базы нефтегазодобычи продолжает ухудшаться и, соответственно, от государства требуется больше активности и креативности в исправлении ситуации.

Новая госпрограмма обещает, как минимум, уменьшить остроту накопившихся проблем за счет увеличения госфинансирования ГРР и улучшения законодательства. Но, собственно, эти же обещания содержали и предыдущие программные документы правительства. Хорошо бы нашим властям взять за правило выполнять собственные задумки.

Иллюзия благополучия

«Сегодня кажется, что нефтяное благополучие будет длиться еще долго, но на самом деле это не так, — предостерег коллег депутат-коммунист Иван Никитчук. — Активных запасов, которые можно сегодня отбирать стандартными методами добычи, хватит на 6–8 лет, трудноизвлекаемых, для добычи которых требуется применение капиталоемких технологий, хватит на 15–20 лет, ресурсы шельфа пока что, к сожалению, недостаточно изучены».

Финансовое участие государства в ВМСБ УВС



В доказательство тезиса «мы продаем советское наследство» депутат напомнил, что в государственном фонде нераспределенных крупных месторождений больше нет, а выработанность базовых месторождений крайне высока. В европейской части она достигает порядка 70%, похожая картина в Западной Сибири — такие гиганты, как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское и многие другие месторождения, находясь в стадии падающей добычи.

Снижаются темпы воспроизводства углеводородов: по оценкам, которые привел И.Никитчук, за последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти по отношению к добыче достиг 1,2 млрд тонн. При этом за счет новых месторождений компенсируется не более 15–20% текущей добычи, все остальные приросты — это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов с увеличением коэффициента извлечения.

«Такая переоценка — это всего лишь манипулирование цифрами. В советское время за подобную арифметику летели головы!» — возмущается представитель КПРФ.

Не менее критично настроен и депутат от «Единой России» Валерий Язев: «Мы опоздали с подготовкой инфраструктуры в новых нефтегазоносных провинциях на востоке, с масштабным освоением технологии добычи углеводородов из нетрадиционных коллекторов, в том числе сланцевого газа и сланцевой нефти. Мы отстали с детальной геологоразведкой запасов на континентальном шельфе, с введением классификации запасов и прогнозных ре-

сурсов полезных ископаемых, с предоставлением льгот потенциальным инвесторам. Мы опоздали с выходом природного газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Мы не заняли нишу спроса на сжиженный природный газ в Европе...»

Тревогу депутатов разделяет аудитор Счетной палаты РФ Михаил Одинцов. Выступая перед ними, он назвал в числе основных причин для беспокойства резкое сокращение количества открытых месторождений в нераспределенном фонде страны, естественное уменьшение размеров открываемых месторождений, притом что результатом ГРП в основном является прирост прогнозных ресурсов полезных ископаемых.

Одной из «рукотворных» причин негативных процессов в ВМСБ аудитор Счетной палаты называет сокращение финансирования геологоразведочных работ. Такая ситуация сложилась еще в 1990-е годы, в последнее время она несколько улучшилась, но недостаточно. Если в развитых странах на ГРП направляется от 2% до 5% расходной части госбюджета, то в России — около 0,5%.

До сих пор не создан федеральный фонд резервных участков недр, хотя такая задача была поставлена еще пять лет назад, сокрушается М.Одинцов. Помимо прочего, необязательность чиновников — плохой пример для недропользователей.

В основе всех лицензионных соглашений лежат конкретные объемы добычи полезных ископаемых: государство стремится к прогнозируемой налоговой доходности. Однако практически повсеместно объемы добычи не-

дропользователями не выполняются. Мягко говоря, не очень жесткую позицию занимают по этому вопросу Роснедра. Этому органу даны права наказывать недропользователя вплоть до отзыва лицензии, но такие санкции практически не применяются.

Новая госпрограмма обещает, как минимум, уменьшить остроту накопившихся проблем за счет увеличения госфинансирования ГРП и улучшения законодательства

Как результат, сегодня почти невозможно найти структуру, выполняющую свои обязательства по объемам добычи. На практике

За счет новых месторождений компенсируется не более 15–20% текущей добычи, все остальные приросты это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов

основным регулятором является конъюнктура рынка, а государство ежегодно недополучает миллиарды налоговых рублей. Лицензионное соглашение является правовым документом, определяющим права недропользователя, но, кроме того, содержит и определенное обременение его правообладателя, напоминает М.Одинцов.

Работа над ошибками

По словам министра природных ресурсов и экологии России

Если в развитых странах на ГРП направляется от 2% до 5% расходной части госбюджета, то в России — около 0,5%

Сергея Донского, в прошлом году общий объем инвестиций в геологоразведку составил 225 млрд рублей, рост по сравнению с 2010 годом — почти 30%. Хорошая ди-

намика, но это не повод успокаиваться.

Расходы федерального бюджета на проведение ГРП на УВС в течение 2012–2020 годов планируются в текущих ценах суммарно в объеме 178,5 млрд рублей, т.е. чуть менее 20 млрд в год

Если не создавать своевременно поискового задела, то разведанные запасы сырья ис-

Предстоящие объемы финансирования будут направлены на опережающие и поисковые работы в новых стратегически важных регионах

тощаются достаточно быстро. Поэтому важность опережающей геологоразведки и рационального использования разведанных запасов трудно переоценить. Но здесь есть ряд серьезных проблем.

Прирост запасов по категории А+В+С, за период по 2020 год планируется на уровне 20,2 млрд тонн у.т. (в том числе на континентальном шельфе — 3,6 млрд тонн). Ожидаемая доля нефти и конденсата — 6,7 млрд тонн

Во-первых, низкая инвестиционная привлекательность гео-

Показательная деталь: расходы самих недропользователей на ВМСБ УВС планируются на уже достигнутом уровне: по 283,73 млрд рублей ежегодно. Похоже, что готовившее госпрограмму МПР России не особо верит во вдохновляющую силу Программы

логоразведки. Во-вторых, проводимые сегодня геологоразведочные работы объективно ведут к

Благие порывы

Госпрограмма «Воспроизводство...» отчасти может претендовать на конструктивный ответ депутатам и специалистам отрасли, озабоченным ситуацией с ВМСБ. По словам премьер-министра Д.Медведева, она имеет целью повысить эффективность расходования средств федерального бюджета. И это очень важный акцент. Ведь обещанный документом уровень госфинансирования ВМСБ УВС не стал кардинально лучше (в ценах 2011 года — по 20,15 млрд рублей начиная с 2018 года против 12,87 млрд рублей в 2012 году и 15,29 млрд рублей в 2013 году).

Как пояснил С.Донской, госпрограмма предусматривает реализацию мер экономического стимулирования, включая дифференциацию налога на добычу полезных ископаемых. Результатом этой работы должны стать повышение инвестиционной привлекательности участков недр, расположенных в удаленных и труднодоступных районах, полнота извлечения полезных ископаемых, а также содержащихся в них основных и ценных сопутствующих компонентов.

Правительство обещает позаботиться о создании мотивационных условий для организации технологических полигонов в нефтедобывающих регионах в целях апробации методов увеличения нефтеотдачи с учетом концентрации и специфики запасов углеводородного сырья. Намечен комплекс мер, направленных на научно-техническое обеспечение геологоразведочного производства и рационального использования минерально-сырьевых ресурсов, создание условий для инновационного развития.

Программа признает необходимость упрощения процедуры получения лицензии на геологическое изучение недр за счет собственных или привлеченных средств (вплоть до введения заявительного принципа) и обеспечения возможности свободного рыночного оборота поисковых лицензий. Недропользователям, ведущим геологическое изучение участков недр, обещаны гарантии на право их промышленного освоения в случае отнесения таких участков к участкам недр федерального значения.

Правительство обещает недропользователям обеспечить свободный доступ к геологической информации, полученной за счет средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Федерации и внебюджетных источников. В планах — развитие рыночных механизмов привлечения рискового капитала (бирж, финансовых институтов и других механизмов) для финансирования геологоразведочных работ.

Конкретизируя традиционное обещание снижать административные барьеры, программа уточняет, что речь может идти об установлении требований к составу и правилам оформления документов и материалов, представляемых на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, а также об уточнении критериев отнесения участков недр к участкам недр федерального значения. Кроме того, имеется в виду разграничить случаи, при наступлении которых орган, предоставивший лицензию, может досрочно прекратить, приостановить или ограничить право пользования недрами.

В принципе, это вполне добротная подборка обещаний. Похоже, вице-премьер А.Дворкович не грешит против истины, утверждая, что при условии выполнения государством отраженного в программе комплекса стимулирующих мер частные инвесторы, на которых приходится основная инвестиционная нагрузка по ВМСБ, оправдают возлагаемые на них надежды. «Вопрос только в том, создадим ли мы для этого необходимые инвестиционные условия», — подтвердил (или усомнился?) на заседании правительства С.Донской.

Основным камнем преткновения в очередной раз может стать позиция Минфина, крайне болезненно воспринимающего любые попытки отраслевых министерств пролоббировать смягчение фискальной нагрузки. К тому же, когда денег в казне не хватает, расходы на ВМСБ уменьшаются чуть ли не в первую очередь. Так что с принятием госпрограммы борьба за улучшение ситуации с ВМСБ только начинается.

тому, что размеры и качество вновь открываемых месторождений неизбежно снижаются, при этом эксплуатируемые месторождения истощаются. В-третьих, требуется совершенствование сферы регулирования отрасли, а это и вопросы гарантий первооткрывателям прав на освоение открытого месторождения, и институт участков недр федерального значения, и набравший вопрос доступа к работе на шельфе.

Министр отмечает, что государство уже практически полностью распределило по участникам рынка запасы сырья, разведанные во времена СССР, а новые пользователи недр неохотно идут в неосвоенные и удаленные регионы, где нет инфраструктуры. И все это происходит на фоне объективного старения геологических кадров, технологической отсталости многих отечественных геологоразведочных предприятий.

Обнадеживает, что признавая проблемы, министерство стремится их решать. В частности, недавно утвержденная правительством госпрограмма «Воспроизводство и использование природных ресурсов» предполагает, что в течение ближайших восьми лет на геологоразведку будет затрачено свыше 3 трлн рублей. Правда, в основном это деньги самих недропользователей, из федерального бюджета будет выделено лишь около 360 млрд рублей за весь период. Но это означает, что государство должно создать дополнительные стимулы для недропользователей.

В части совершенствования нормативной базы министерство предлагает окончательно принять поправки к закону о недрах, позволяющие увеличить сроки геологического изучения недр в удаленных и труднодоступных регионах с пяти до семи лет, выстроить систему оборота геологической информации. Также проводится работа по повышению прозрачности процедур предоставления и прекращения прав пользования недрами, по снижению административных барьеров...

В качестве мер экономического стимулирования ведется подготовка и согласование законодательных инициатив, предусматривающих предоставление недропользователям права вычитать из НДС затраты, понесенные на геологическое изучение. Также обсуждаются законопроекты, предполагающие развитие механизмов венчурного финансирования геологоразведки, предоставление налоговых льгот при разработке новых технологий разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Готовится внедрение механизма государственно-частного партнерства при реализации проектов по приросту запасов углеводородов из нетрадиционных источников, а также мер по обеспечению рационального, комплексного и экологически безопасного использования недр...

Подводные камни

Существенным достижением законодательства чиновники называют получение права пользования участками недр через систему проведения аукционов. В результате такое право получает лицо, предложившее государству лучшие условия. К тому же прозрачность процедур уменьшает риски протекционизма.

Впрочем, по наблюдениям Счетной палаты, действительность далека от идеальных представлений. Дело в том, что законодательство допускает послеаукционные изменения в пользу недропользователя путем подписания допсоглашения с Роснедрами.

«Наверное, в каких-то форс-мажорных ситуациях так необходимо поступать, но мы уверены, что нельзя ставить это на поток, а сейчас заключение дополнительных соглашений стало уже не только тенденцией, но и нормой. Более того, нарушаются основы справедливого доступа к недрам: предлагая любые условия, компания потом всегда может их изменить — налицо потенциальная коррупционная составляющая», — негодует М.Одинцов.

В ходе «правительственного часа» депутаты называли и другие факторы, мешающие нор-

Программа предусматривает законодательные инициативы по предоставлению недропользователям права вычитать из НДС затраты, понесенные на геологическое изучение

мально развивать геологоразведку. В частности, сказывается отсутствие ряда основополагающих документов, госстандартов, техрегламентов, что фактически поощряет распространение варварских методов добычи. Отечественных специалистов отрасли беспокоит поглощение российских сервисных организаций зарубежными компаниями, развал морской геофизики, дряхлое состояние геофизического флота, нищенское финансирование, отсутствие эффективного планирования...

Программа признает необходимость упрощения процедуры получения лицензии на геологическое изучение недр и обеспечения возможности свободного рыночного оборота поисковых лицензий

По мнению И.Никитчука, главная причина сложившейся ситуации — это политика государства, которое устранилось от обеспечения рационального недропользования. «Правительству по-

Значительные объемы финансирования будут направлены на опережающие и поисковые работы в новых стратегически важных регионах

ра очнуться от иллюзии вечности золотого дождя из нефтедолларов и серьезно заняться реформированием отрасли, наведением порядка в ее структуре, об-

новлением законодательной базы, пересмотреть отношение к

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в северных районах Западной Сибири за время, оставшееся до 2020 года, планируется создать новые центры нефтегазодобычи

геологоразведке», — подчеркнул депутат-коммунист.

Цели и средства

Предполагается, что реализация мероприятий госпрограммы по

Основным камнем преткновения в очередной раз может стать позиция Минфина, крайне болезненно воспринимающего любые попытки отраслевых министерств пролоббировать смягчение фискальной нагрузки

нефти и газу обеспечит прирост прогнозных ресурсов по категории Д1лок. в объеме 71,1 млрд тонн

Правительство не готово значительно улучшить финансирование геологических исследований и не обещает явную либерализацию правил игры

у.т. (в том числе на континентальном шельфе — 13,0 млрд тонн у.т.). В этом объеме доля нефти и конденсата должна составить 24,7 млрд тонн.

Новая госпрограмма способна остановить дальнейшее ухудшение ситуации с ВМСБ, но она недостаточно радикальна для того, чтобы существенно улучшить ситуацию

Прирост запасов по категории А+В+С₁ за период по 2020 год планируется на уровне 20,2 млрд

тонн у.т. (в том числе на континентальном шельфе — 3,6 млрд тонн). Ожидаемая доля нефти и конденсата — 6,7 млрд тонн.

Что касается нетрадиционных источников, то программа ориентирует на получение локализованных прогнозных ресурсов сланцевого газа в объеме 5 трлн м³ (С₁ — 1,5 трлн м³), метана угольных пластов — 2,0 (1,1) трлн м³, газовых гидратов — 2 трлн м³.

Расходы федерального бюджета на проведение геологоразведочных работ на УВС в течение 2012–2020 годов планируются в текущих ценах суммарно в объеме 178,5 млрд рублей (см. «*Финансовое участие государства в ВМСБ УВС*»). При этом средства федерального бюджета направляются на финансирование ранних стадий геологоразведочных работ, связанных с региональным изучением территории страны, поискам и оценкой месторождений полезных ископаемых.

Прогнозная оценка финансирования ВМСБ за счет средств недропользователей составляет 3,017 трлн рублей на период реализации госпрограммы. Это более 88% всех необходимых средств. На сегмент УВС приходится 84% финансовых ресурсов на ВМСБ, ожидаемых правительством от недропользователей. Ключевая роль предсказуемо отводится отраслевым гигантам.

По результатам геологоразведочных работ, проводимых «Газпромом», ожидается прирост запасов УВС за 2012–2020 годы в объеме 6,94 млрд тонн у.т., в том числе нефти и конденсата — 894,2 млн тонн. Предполагается, что «Роснефть» обеспечит за этот период прирост запасов УВС в объеме 1,16 млрд тонн у.т., в том числе 717,1 млн тонн нефти и конденсата.

В области изучения и освоения нетрадиционных источников УВС от «Газпрома», «Роснефти» и СУЭКа ждут к 2020 года прироста ресурсов (Д1лок.) и запасов (С₁) сланцевого газа в объемах 5 и 1,5 трлн м³ соответственно, метана угольных пластов — 2,0 и 1,1 трлн м³, газовых гидратов — 2,0 трлн м³ по категории Д1лок.


То есть именно эти компании должны полностью взять на себя работу по поиску и разведке нетрадиционных источников УВС.

В целом, новая госпрограмма способна остановить дальнейшее ухудшение ситуации с ВМСБ, но она недостаточно радикальна для того, чтобы существенно изменить ситуацию. Правительство не готово значительно улучшить финансирование геологических исследований и не обещает явную либерализацию правил игры.

На сцене остаются лишь крупные, напрямую контролируемые государством игроки. Они обеспечены разведанными запасами УВС на два десятка лет вперед и гарантированно получают от государства наиболее перспективные участки недр. У них нет активной заинтересованности вкладываться в геологоразведку, а иностранцам и даже частным отечественным компаниям получить доступ к российским недрам крайне сложно.

Показательная деталь: расходы самих недропользователей на ВМСБ УВС планируются на уже достигнутом уровне: по 283,73 млрд рублей ежегодно. Похоже, что готовившее госпрограмму МПР России все же не особо верит во вдохновляющую силу очередной утвержденной правительством программы действий.

«Мы должны отдавать себе отчет в том, что фактически находимся в начале пути, — говорит депутат-единоросс В.Язев. — Действительно, приняты масштабные, системные, глубоко продуманные, но, к сожалению, не всегда скоординированные программы в формате работы правительства и государственной политики в целом. Причем, не пройден еще и чрезвычайно важный первый этап реализации этих программ — не сформированы в законченном виде законодательство и нормативно-правовая база для обеспечения объявленных стратегических целей в отношении добычи полезных ископаемых».

Пожалуй, так оно и есть: работа по ВМСБ — в самом начале большого пути. Увы, не впервые... 

ДОБРОТНОСТЬ ПОЯВИТСЯ НЕ СКОРО...

Признаю, мое отношение к проблеме ВМСБ (как и рационального недропользования) куда более скептическое: практика заставляет смотреть на все принимаемые правительством отраслевые концепции, стратегии, доктрины и планы развития с точки зрения результатов их выполнения. Ни одна из них, сколько ни вспоминай, так и не привела к комплексу желаемых итогов.

Возьмем хотя бы Стратегию '2030: только ориентир по уровню добычи пока худо-бедно обеспечивается за счет технологий и приобретенных навыков профессионально крошить пластины крупных и средних месторождений с увеличением интенсификации добычи. Но увеличился ли КИН? Нет, не увеличился, да и крошить скоро будет нечего.

Можно было бы по цепочке поговорить, например, и о роли третичных МУН (может, она возросла? Тоже нет!), но строки посвящены ВМСБ, потому к нему и вернемся.

Значение воспроизводства МСБ, иными словами, только критически нарастает, мы же собственные реалии ретушируем бумажными приростами, дабы чиновники не потеряли своего кресла, а компании — своей капитализации.

Не обманывают ли нас западные аналитические агентства, на которые мы так любим ссылаться, да и сами упиваемся ласкающими слух цифрами, когда нам говорят о том, что, мол, беспокоиться не о чем — обеспеченность запасами отечественных ВИНК тянет на 20–30 лет. Но рыночная капитализация наших компаний на порядок как уступала, так и уступает majors с куда как меньшей обеспеченностью...

Но мы уже забурили: мол, успеем и наверстаем упущенное, но напрочь забыли о сроках инвестиционного периода нефтяных проектов, который — в лучшем случае — составляет от 5–7 до 8–12 лет, а их у нас нет.

Нет по той простой причине, что более 60% остаточных запасов представляют собой трудноизвлекаемые ресурсы (себестоимость извлечения которых — многостадийный ГРП вместе с горизонтальными скважинами дорогого стоят — постоянно растет), а уж рентабельных для промышленного извлечения и того меньше. Потому 20–30 лет радужной жизни на 60%, по минимуму, надо сократить — останется, по максимуму, 12 лет.

Таким образом, сравнение реальной обеспеченности с реальным инвестиционным периодом дает ровный ноль по времени, а мы все еще с пеной у рта продолжаем дискутировать о том, что над Россией довлеет «ресурсное проклятие» и принимать долгосрочные государственные программы типа «Воспроизводство и использование природных ресурсов», рассчитывая на их «добротные» меры и инициативы...

«Добротной» программа является лишь на бумаге. Сколько лет недропользователь ожидает, что открытое им месторождение он и будет разрабатывать? Сколько лет мы будем нарабатывать технологии освоения нефти, к примеру, баженовской свиты и в целом нефти с низкопроницаемыми свойствами, памятуя о том, что лимит появления «новой» нефти нами уже исчерпан?

Особый вопрос: сколько лет будет разведываться Арктика? Не трогая «Газпром» (там, одновременно со Штокманом, похоже, не ранее 2019 года, но явно позже коллег-норвежцев по «серой зоне»), остановимся — иных нет — на «Роснефти», которая очень удачно

перекинула свои геологоразведочные заботы на западного арктического партнера, поскольку обе стороны предполагают не слишком высокий уровень рисков.

Нет сомнения, что «Эксон» что-то существенное в регионе найдет, причем не теми платформами, которые есть у России (две из них все еще простаивают в Мурманске, но и они как раз на старте выполнения госпрограммы ВМСБ готовы покинуть северные акватории), а арендованными у их счастливых зарубежных обладателей.

Так что «Эксон» не преминет вписать расходы в смету расчетов с Россией, но вот поторопится ли «Госнефть» (ох, уж эти сроки добычи...) осваивать найденное — не факт. Могут помешать заоблачные долги по поглощению ТНК-ВР даже при готовности нового акционера в лице ВР что-то доленое подбросить, как и не менее трудный процесс вживания в новую собственность.

Именно ее полярный раздел меж «Газпромом» и «Роснефтью», которым государство перепоручило роль «собаки на сене», и является сутью арктического ВМСБ, а госпрограмма в этом смысле — лишь фиговым листом этих реалий. Оперативности в разведке и тем более скорой добычи здесь ожидать от «госкомпаний» не приходится: о проблемах «Роснефти» мы уже говорили, а «Газпрому», как известно, «континентальный» газ девать некуда, не говоря уже о морском арктическом...

Конечно, если предусмотренные программой меры будут выполнены, можно рассчитывать на некоторое улучшение, но проблему ВМСБ кардинальным образом этими «инициативами» не изменить. И 5, и 10, и 15 лет назад «Вертикаль» задавала один и тот же вопрос, повторю его спустя 18 лет: почему ВИНК с их ежегодными многомиллиардными дивидендами не инвестируют в новые — вне пределов имеющихся лицензий — геологические проекты (а внутри лицензий — в КИН, МУН, и пр.)?

По Арктике понятно, туда желающих поискать попросту не отпускают. Но на суше? И здесь все просто, но не только потому, что шансов открыть новый Самотлор уже нет. Но, прежде всего, потому, что налоги у нас исчисляются с оборота. А риски геологические, наложенные на финансовые, приведут к тому, что чем больше инвестиций, тем больше поступлений казне, причем, что характерно, вне зависимости от эффективности вложенных недропользователем средств (см. «Ренессанс нефтедобычи в Западной Сибири? Только за счет новой налоговой системы!», стр. 54 и «Стратегия налогообложения нефтяной отрасли: финансовый результат», стр. 48).

Но красной нитью ущербность существующего режима налогообложения по тексту госпрограммы по воспроизводству МСБ не проходит. Не трудно себе представить реакцию Минфина, когда МПР заведет разговор об исключении инвестиционных средств, затрачиваемых компаниями на геологоразведку, из налогооблагаемой базы...

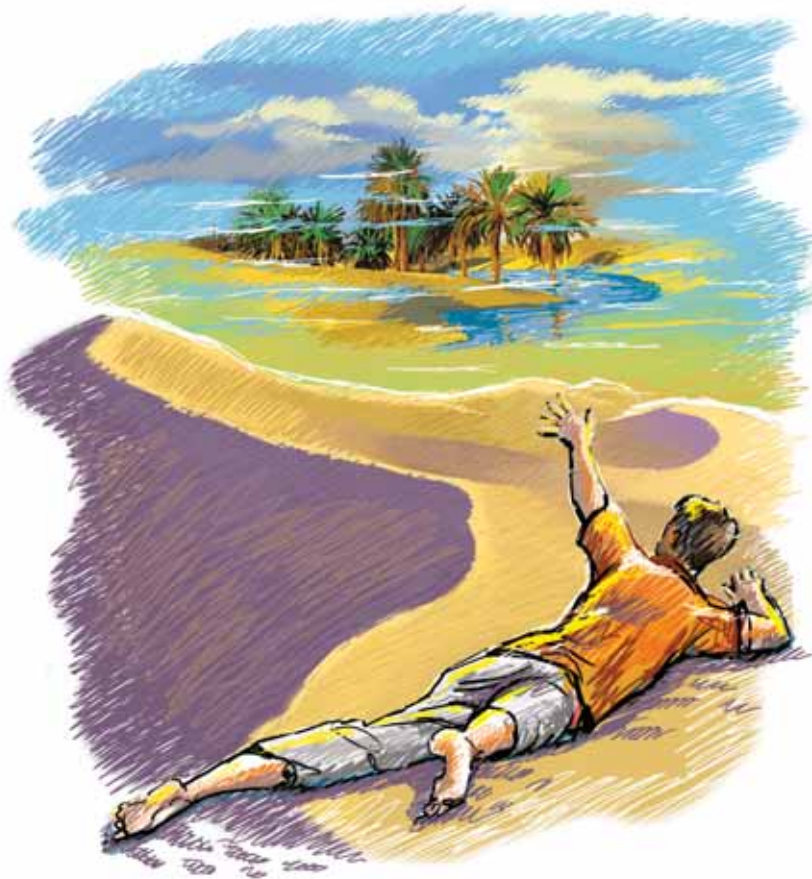
Так — по старинке — мы и будем двигаться дальше по концепциям и стратегиям, но добротные — ранее ощутимого снижения физических объемов добываемой нефти — вряд ли появятся.

Николай НИКИТИН
«Нефтегазовая Вертикаль»

ПРЕКРАСНОЕ ДАЛЕКО

О ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ»

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН
«Нефтегазовая Вертикаль»



Правительство Д.Медведева пытается расширить угол зрения на тему энергоэффективности, под которой у нас зачастую подразумевается исключительно сбережение энергии. В новой программе «Энергоэффективность и развитие энергетики» впервые появились разделы, посвященные нефтегазовой отрасли.

Документ вряд ли станет действенной отраслевой программой, но содержит любопытные откровения и детали. Прежде всего, правительство впервые столь однозначно признает, что главным смыслом функционирования отрасли является пополнение федеральной казны. А критика тарифной политики последних десятилетий дает повод для ожиданий ускоренной либерализации внутреннего рынка газа.

Программа ставит достаточно амбициозные задачи. Но не предлагает новых решений, помогающих их достижению. Это мешает поверить в серьезность намерений правительства добиваться поставленных им же целей. Скорее, документ очерчивает некую желательную модель отраслевого развития, к которой нужно стремиться, но без особого фанатизма.

В начале марта Правительство РФ одобрило государственную программу «Энергоэффективность и разви-

тие энергетики». От более ранних аналогов этот документ отличается, прежде всего, тем, что на привычном фоне тотального внедре-

ния энергосберегающих технологий он впервые обстоятельно рассматривает вопросы оптимизации работы нефтегазового комплекса.

И невозможно не заметить, что новая программа гипертрафированно много внимания уделяет теме создания и развития государственной информационной системы ТЭК стоимостью 10,6 млрд рублей. Утверждается, что такая система позволит повысить бюджетную эффективность, конкурентоспособность, безопасность и устойчивость ТЭК, а также сильно поможет улучшить инвестиционный климат и развить рыночные отношения. Словом, недорогое решение всех известных проблем...

Как пояснил министр энергетики Александр Новак, обращение к проблематике нефтегазового комплекса продиктовано относительно новыми вызовами. К их числу можно отнести снижение импортозависимости крупнейших североамериканских рынков углеводородов, усиление межтопливной конкуренции, опережающий рост спроса на энергоносители в странах АТР и глобализацию газового рынка за счет увеличения доли СПГ.

По словам министра, в программе заложены решения, которые позволят сохранить лидирующие позиции российского ТЭК на мировом нефтегазовом рынке, запустить механизмы инновационного и высокотехнологического роста как самой нефтегазовой отрасли, так и смежных секторов. Но роль самого правительства в реализации столь амбициозных задач просматривается слабо: ни копейки бюджетных денег, никаких новых идей по оптимизации фискальной нагрузки — зато вера в эффективность административного принуждения.

И все-таки, дойная корова

В документе отмечается, что подпрограмма «Развитие нефтяной отрасли» ориентирована на создание условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффектов функционирования этого сегмента российской промышленности. Именно в таком порядке.

Пожалуй, впервые федеральное правительство откровенно признает, что отрасль является для него, прежде всего, дойной коровой, обеспечивающей пополнение государственной казны. И уже одно это достойно похвалы, поскольку откровенно заявленные цели дают более точные ориентиры для развития отраслевых процессов.

Ну а основные направления, на которых правительство призывает нефтяников сконцентрировать усилия, вполне предсказуемы. Это оптимизация результативности работы в сегментах добычи, транспортировки и переработки нефти, а также утилизация попутного газа. Показательно, что тема ПНГ отнесена к нефтяной, а не газовой отрасли — правительство рассматривает решение этой проблемы в качестве принудительного довеса?

В нефтедобыче наряду с обеспечением эффективной разработки существующих месторождений устойчивая работа должна поддерживаться вводом в эксплуатацию новых месторождений. Параллельно придется активно заниматься повышением эффективности использования ПНГ.

НПЗ призваны сосредоточить усилия на повышении глубины переработки и увеличении выпуска топлива, соответствующего современным техническим регламентам. А «Транснефть», помимо модернизации и диверсификации существующих систем транспортировки нефти и нефтепродуктов, продолжит строительство новых магистральных нефтепроводов.

Намеченные мероприятия должны привести к стабилизации ежегодной добычи нефти и конденсата на уровне 516–524 млн тонн в перспективе до 2020 года и росту к концу периода КИН до

уровня 0,47 по сравнению с нынешними 0,38. Правда, на состоявшейся в феврале президентской комиссии по ТЭК речь шла о более скромной цели — 0,42, что означает разницу в миллионы тонн.

Кроме того, ставится задача активизировать ввод в разработку трудноизвлекаемых (с проницаемостью менее 2 мД) запасов нефти. К концу периода не менее 11% таких запасов нужно перевести в категорию разрабатываемых. А 95%-ный уровень полезного использования ПНГ должен быть достигнут уже в 2014 году.

Средняя глубина переработки нефти на отечественных НПЗ должна дорасти до 85% (против 71,5% в прошлом году). При этом к 2020 году критериям Евро-5 должны соответствовать весь выпускаемый в России автомобильный бензин и 97% дизельного топлива.

Сложная (если не противоречивая) задача ставится в сегменте транспортировки. С одной стороны, планируется дальнейшее развитие системы магистральных трубопроводов — мощности нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям должны вырасти до 300 млн тонн в год. С другой стороны, должна увеличиться и загрузка транспортных магистралей: до 82% пропускной способности для нефтепроводов (правда, с учетом транзита) и до 96% для нефтепродуктопроводов.

По оценкам правительства, на решение поставленных перед нефтяной отраслью задач требуется порядка 6,24 трлн рублей. Но ни копейки — из государственных средств.

Вопреки ожиданиям, ничего нового не предлагается в налоговой сфере. Зато в очередной раз обещано улучшить предпринимательский климат, в том числе путем создания ясных и стабильных правил экономической деятельности компаний. Судя по всему, большие надежды возлагаются на введение системы технических регламентов и норм, а также на ужесточение санкций за невыполнение требований государства — никаких иных нововведений, по большому счету, не предлагается.

Отсутствие свежих идей и новых конкретных предложений, мотивирующих нефтяников на крупные инвестиции в развитие производства на качественно ином уровне, мешает поверить в

Роль самого правительства просматривается слабо: ни копейки бюджетных денег, никаких новых идей по оптимизации фискальной нагрузки, зато вера в эффективность административного принуждения

серьезность намерений правительства добиваться поставленных им же целей. Скорее, доку-

Пожалуй, впервые федеральное правительство откровенно признает, что отрасль является для него, прежде всего, дойной коровой, обеспечивающей пополнение государственной казны

мент очерчивает некую желательную модель отраслевого развития, к которой нужно стремиться, но без особого фанатизма.

Факелы в изгнании

С позиций силы правительство собирается решать и проблему полезного использования попут-

Показательно, что тема ПНГ отнесена к нефтяной, а не к газовой отрасли — правительство рассматривает решение этой проблемы в качестве принудительного довеса?

ного газа. Предполагается, что правительственное постановление, изданное осенью прошлого

Судя по всему, большие надежды возлагаются на введение системы технических регламентов и норм, а также на ужесточение санкций за невыполнение требований государства

года, уже содержит исчерпывающий перечень инструментов,

обеспечивающих выход на 95%-ную утилизацию ПНГ.

Этот документ сильно поднимает планку штрафных санкций за сверхнормативные потери газа, но позволяет уменьшать сум-

Отсутствие свежих идей и новых конкретных предложений мешает поверить в серьезность намерений правительства добиваться поставленных им же целей

мы выплачиваемых в бюджет штрафов на размер фактических инвестиций в проекты утилизации ПНГ. Как и в случае с НПЗ, обсу-

Хочется думать, ситуация все же не столь критична, когда за линией 2015 года не просматривается ни одного весомого проекта в нефтедобыче

дать экономическую эффективность инвестиций для бизнеса правительству не интересно — оно просто создает условия, при которых не выполнять предписания становится себе дороже.

Перспективы появления новых нефтепродуктопроводов программа не проясняет. В отношении модернизации нефтепереработки правительство больше полагается на меры принуждения

В программе названы три проекта, влияние которых на улучшение ситуации с утилизацией ПНГ

Независимым производителям остается самая неблагоприятная работа — без какой-либо поддержки государства гасить факелы на небольших и удаленных месторождениях

будет наиболее значительным. Все они реализуются «Роснефтью». Самым дорогим является проект комплекса объектов закачки нефтяного газа в пласт на Ванкорском месторождении. Этот

пусковой объект 2013 года обойдется компании в 49,3 млрд рублей и позволит уменьшить количество газа, сжигаемого на факелах, с 98,9% до 5%.

В нынешнем году планируется завершить и два других проекта: на Приобском и Харампурском месторождениях. Эти проекты стоимостью 31,0 и 15,4 млрд рублей позволяют довести до нормативного уровня потери газа на обоих месторождениях. Притом что сейчас на Приобском месторождении теряется 98,6% ПНГ, а на Харампурском — 96%.

В прошлом году было завершено строительство комплекса по переработке ПНГ на Салымской и Шапкинской группах месторождений. Затраты в объеме, превышающем 10 млрд рублей, позволили увеличить уровень использования ПНГ с 20% до 95%.

Похоже, правительство делает ставку на единичные статистически значимые проекты, реализация которых позволит ликвидировать самые крупные очаги сжигания попутного газа и значительно улучшить общую ситуацию по стране.

При этом ВИНК могут отчитываться по среднему уровню использования ПНГ для всей совокупности лицензионных участков, а компании с годовыми объемами не более 5 млн м³ нефтяного газа платят штрафы без применения повышающего коэффициента. И, соответственно, в наименее выигрышном положении оказываются независимые производители, которым остается самая неблагоприятная работа — без какой-либо поддержки государства гасить факелы на небольших и удаленных месторождениях.

Неистоцимый оптимизм

Хотя вклад газовой отрасли в экономику страны в разы меньше роли нефтяной отрасли, капитальные вложения, предусмотренные правительственной программой энергоэффективности для этих сегментов, практически равноценны. За время, оставшееся до 2020 года, в развитии газовой отрасли планируется вложить почти 6,08 трлн рублей. Правда,

как и в случае нефтяной отрасли, прямое финансирование из федерального бюджета не предусматривается.

Главными вызовами, на которые пытается ответить правительственная программа, названы высокая выработанность базовых месторождений, изношенность газотранспортной системы, изменение компонентного состава газа и одновекторность российского газового экспорта.

Подсчитано, что к 2030 году отдача нынешних основных месторождений упадет с 589 до 257 млрд м³, а доля добываемого газа с высоким содержанием ценных компонентов (этана, пропана, бутана) к этому времени удвоится. Да и ситуация, когда 97% экспортных объемов нашего газа идет в Европу, не выглядит комфортной.

Безальтернативным способом решения этих проблем правительство считает технологическое обновление и внедрение современных методов управления. И, вероятно, речь может идти об ускорении либерализации тарифной политики на газовом рынке.

Во всяком случае, правительственный документ называет тарифную политику двух последних десятилетий одной из основных причин накопившихся в отрасли бед. В том смысле, что политика сдерживания роста внутренних цен не позволила оптимизировать издержки и привела к системному недофинансированию в развитие отраслей ТЭК.

Вывод не беспорочный. Но он достаточно хорош для представителей газовой отрасли, которые могут расценить его в качестве обнадеживающего сигнала о том, что правительство не будет стремиться жестко ограничивать рост цен на газ.

Правительственная программа подтверждает базовые установки генсхемы развития газовой отрасли. Это и развитие четырех новых мегацентров газодобычи (Ямал, Штокман, Восточная Сибирь и Киринский блок на сахалинском шельфе), и диверсификация внешних рынков газа за счет расширения производственных и инфраструктурных возможностей поставок СПГ.

Подпрограмма «Развитие газовой отрасли» называет основной целью создание глобально конкурентоспособной системы для максимизации природной ренты для государства, эффективного обеспечения газом потребностей внутреннего рынка и выполнения обязательств по поставкам природного газа в зарубежные страны. И в этом случае на первом месте доходы федеральной казны.

Реализация мероприятий, определенных подпрограммой, должна обеспечить полноценную ресурсную базу для стабильной добычи газа на уровне 826–850 млрд м³. Такие объемы имеются в виду обеспечить за счет ввода в эксплуатацию семи новых месторождений с суммарными извлекаемыми запасами порядка 11 трлн м³ по категориям C₁+C₂ и сохранения 92%-ного уровня действующих скважин эксплуатационного фонда.

Но наибольшее внимание подпрограмма уделяет инфраструктурным вопросам. Так, в период с 2011 по 2020 годы объемы реконструкции линейной части газопроводов предусмотрено увеличить на 14228–15382 км, а протяженность линейной части газопроводов должна вырасти за счет ввода новых участков на 6976–12407 км. Кроме того, активную емкость ПХГ планируется увеличить на 21 млрд м³.

До конца десятилетия правительство рассчитывает удвоить долю России на мировом рынке СПГ, доведя ее до 10,2%. Для этого к 2020 году нужно построить три завода по производству СПГ с суммарной производительностью на уровне 35 млн тонн в год.

Приоритет — инфраструктура

Невзирая на неблагоприятное для «Газпрома» развитие ситуации на европейских газовых рынках, правительство рассчитывает увеличить российский экспорт газа до 285–340 млрд м³ (без учета поставок в страны Балтии и СНГ) со 139 млрд м³ в 2012 году. Имеется в виду, что по трубам пойдет около 227 млрд м³ газа в год в Европу и 25–80 млрд м³ на рынок АТР. И еще порядка 57 млрд м³

Размытый горизонт

Перечень новых крупных месторождений, которые до конца текущего десятилетия должны поддерживать стабильные уровни нефтедобычи, включает всего лишь пять проектов, ввод в эксплуатацию которых запланирован на ближайшие три года. Это выглядит как отсутствие нормального горизонта государственного планирования.

Хочется думать, ситуация все же не столь критична, когда за линией 2015 года не просматривается ни одного весомого проекта в нефтедобыче.

Даже навскидку к правительственному списку можно добавить проект разработки стратегического Имилорского месторождения, в рамках которого ЛУКОЙЛ собирается начать добычу в 2015 году. Или месторождение им. Шпильмана, где «Сургутнефтегаз» рассчитывает получить первую нефть в том же 2015 году.

Скорее, неполнота официального перечня, опять же, свидетельствует о поверхностном подходе к разработке документа, об отсутствии у правительства желания жестко ставить конкретные задачи и добиваться их решения. Это и заметно, и отнюдь не поможет неукоснительному выполнению поставленных программой задач.

А что касается пятерки новых нефтяных проектов, то первым в списке стоит разработка Приразломного месторождения в Печорском море (в очередной раз пусковой объект теперь уже текущего года). На будущий год запланированы ввод в промышленную разработку Наульского месторождения (Ненецкий АО, «Роснефть») и им. Филановского (Каспий, ЛУКОЙЛ). В 2015 году ожидается первая нефть в рамках проектов разработки месторождений им. Требса и им. Титова (НАО, «Башнефть» с участием ЛУКОЙЛа) и Русского месторождения (ЯНАО, ТНК-ВР).

Для инфраструктурной поддержки разработки нефтяных запасов ЯНАО и севера Красноярского края продолжается строительство магистрального трубопровода Заполярье–Пурпе–Самотлор. Помимо прочего, этот маршрут поможет обеспечить загрузку ВСТО — гигантского нефтепровода, отрывшего прямой выход большой российской нефти к Тихому океану.

В Красноярском крае планируется построить магистральный нефтепровод Куюмба–Тайшет. Реализация этого проекта позволит начать промышленное освоение двух уникальных месторождений Эвенкии — Юрубчено-Тохомского («Роснефть») и Куюмбинского («Славнефть»). Опять же, этих месторождений не видно в перечне пусковых объектов, но хочется надеяться, что это произойдет все же в текущем десятилетии, как и планировали ранее компании.

Правительство обещает подключить к системе магистральных нефтепроводов Хабаровский и Комсомольский НПЗ, что поможет повысить устойчивость поставок сырья на эти предприятия. Не удивляет готовность правительства подключить к нефтяной трубе будущие производственные мощности Восточной нефтехимической компании, которая обязана своим появлением проекту ВСТО.

Пожалуй, новостью здесь является официальное подтверждение того, что проект все же состоится — на протяжении ряда лет «Роснефть» не могла окончательно определиться с целесообразностью этой стройки.

Перспективы появления новых нефтепродуктопроводов правительственная программа не проясняет. В документе лишь туманно говорится о том, что проекты их строительства «будут рассматриваться синхронно с мониторингом фактической реализации планов нефтяных компаний по модернизации существующих НПЗ». Похоже на вежливый отказ.

Результатами строительства, модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающих предприятий должны стать увеличение глубины переработки сырья, улучшение качества моторных топлив и повышение экологической безопасности самих производств.

Предполагается, что формирующийся к 2020 году профиль нефтеперерабатывающей отрасли позволит обеспечить насыщение внутреннего рынка нефтепродуктами, соответствующими всем международным экологическим стандартам.

В отношении модернизации нефтепереработки правительство больше полагается на меры принуждения. Соответствующие четырехсторонние соглашения, подписанные владельцами НПЗ с ФАС, Росстандартом и Ростехнадзором, включая обязательства бизнеса по выполнению ряда ключевых условий. Имеется в виду, что этого достаточно.

пойдет на рынки Америки, Европы и АТР в виде СПГ.

С учетом глобальных перемен на мировых рынках газа ожидания, получившие отражение в правительственном документе, представляются завышенными. Но они

оправдывают новые грандиозные стройки, к которым «Газпром» испытывает неудержимую тягу.

В частности, предусматривается создание трубопроводной системы и инфраструктуры для поставок газа в Китай (газопровод

«Алтай») в объеме до 30 млрд м³ газа в год от месторождений Западной Сибири и восточного коридора — для организации поставок газа в объеме до 38 млрд м³ газа в год.

За время, оставшееся до 2020 года, в развитие газовой отрасли планируется вложить почти 6,08 трлн рублей

Из шести основных мероприятий подпрограммы только одно имеет непосредственно отношение к организации добычи газа.

Правительственный документ называет тарифную политику двух последних десятилетий одной из основных причин накопившихся в отрасли бед

Остальные посвящены оптимизации работы газопроводов и подземных хранилищ газа, строительству новых транспортных мощностей и ПХГ, созданию системы сбыта СПГ и даже разработке и

Реализация мероприятий, определенных подпрограммой, должна обеспечить полноценную ресурсную базу для стабильной добычи газа на уровне 826–850 млрд м³

внедрению новых отечественных технологий сжижения газа.

Провозглашен курс на всеобщее технологическое перево-

Невзирая на неблагоприятное для «Газпрома» развитие ситуации на европейских газовых рынках, правительство рассчитывает увеличить российский экспорт газа до 285–340 млрд м³

оружение газовой отрасли, в рамках которого на действующих месторождениях планируется внедрение либо замещение устаревшего оборудования на новое энергоэффективное и энергосберегающее. Реализация программ

реконструкции должна обеспечить достижение проектных уровней добычи газа, в том числе за счет утилизации газа в процессе испытания скважин, предупреждения парафино-гидратообразований с помощью специальных присадок (ингибиторов), применения перспективных газоперекачивающих агрегатов на базе новых более экономичных приводов с эффективным КПД свыше 34%.

Похоже, в этом правительство полностью полагается на добрую волю «Газпрома». Потому что данное направление развития не подкреплено в правительственном документе не только обещанием экономических стимулов, но и даже угрозой суровых санкций, как в случаях с модернизацией НПЗ и утилизацией ПНГ.

Похожая ситуация сложилась и в отношении реконструкции и технологического перевооружения объектов транспорта газа и ПХГ. Запланирован обширный перечень мероприятий: обновление парка газоперекачивающих агрегатов, строительство лупингов и перемычек, реконструкция газораспределительных станций и газопроводов-отводов, сооружение газоизмерительных станций...

Но единственной наградой за всю эту работу должно стать предполагаемое уменьшение технологических потерь газа и снижение количества технических отказов на газопроводах.

Безусловно, все эти мероприятия необходимы. Конечно же, в какой-то мере они будут реализованы «Газпромом». Только непонятно, причем здесь правительство и одобренная им программа.

Новые транспортные маршруты будут привязаны преимущественно к осваиваемым газоносным регионам Восточной Сибири и Дальнего Востока, Обской и Тазовской губ, полуострова Ямал. В ближайших планах строительство газопровода Ухта–Грязовец–Торожок, а также формирование газотранспортной системы на востоке страны, включающей магистрали из Сахалинского, Якутского, Иркутского и Красноярского центров газодобычи.

Новые маршруты обойдутся недешево — даже по меркам «Газпрома». Суровый климат,

сложный рельеф местности, высокий уровень сейсмичности, отсутствие минимально необходимой инфраструктуры, большая протяженность трасс... Чтобы преодолеть все эти вызовы, придется сильно потратиться. Вопрос окупаемости данных капиталовложений правительственной программой не обсуждается.

Экономика — не главное?

Если исходить из того, что уровень детализации в описании проблем и постановке задач соответствует значимости того или иного направления, главным делом для газовой отрасли в перспективе до конца десятилетия должно стать наведение порядка в сегменте подземных хранилищ газа.

В документе отмечается, что созданные мощности ПХГ в зоне ЕСГ достаточны для регулирования сезонной неравномерности поставок газа и внутренним потребителям, и на экспорт. Но это когда жизнь течет в штатном режиме. В периоды же резких похолоданий производительность действующих ПХГ по отбору газа недостаточна для обеспечения повышенного спроса на газ. Дефицит резервных мощностей особенно заметен в Северо-Западном, Центральном и Уральском федеральных округах.

Исходя из этого решено строить в отложениях каменной соли пиковые хранилища. Для полного удовлетворения потребности рынка в мощностях ПХГ предусматривается увеличить объемы товарного газа в хранилищах до 85 млрд м³ к 2020 году, а также довести их максимальную суточную производительность до 1,05 млрд м³.

В дефицитных регионах планируется расширить Касимовское ПХГ в Подмоскovie, Калужское и Невское хранилища, Совхозное ПХГ в Оренбургской области и Канчурино-Мусинское в Башкирии. Плюс к этому будут построены Новомосковское ПХГ в Тульской области, хранилища в Курганской и Калининградской областях.

Обширная программа работ намечена на территории Приволжского федерального округа. Здесь

будут расширены Удмурдский резервный комплекс и Степановское ПХГ в Саратовской области, а также построено Беднодемьяновское ПХГ в Пензенской области. Кроме того, в Южном ФО решено создать Волгоградское ПХГ.

Предполагается, что обновленная система ПХГ позволит не только успешно справляться с пиковыми нагрузками при наступлении холодов, но и компенсировать ожидаемый рост потребления природного газа в России.

В дополнение к действующему на Сахалине заводу СПГ планируется создать еще три аналогичных производства, сырьем для которых станет газ Ямала, Штокмановского месторождения и Востока России. «Газпром» готовит основание инвестиций в строительство завода производительностью 10–15 млн тонн сжиженного газа в районе Владивостока.

А на базе пилотного проекта производительностью 16 млн тонн СПГ в год, ориентированного на освоение Южно-Тамбейского месторождения на Ямале, планируется отработать технологические решения по вывозу продукции в условиях Крайнего Севера. Помимо строительства морского порта в районе поселка Саббета и создания судоходного подходного канала в Обской губе, предусматриваются мероприятия по созданию специального танкерного флота арктических ледовых классов, позволяющих осуществлять круглогодичные поставки. Предполагается,

что это будут 300-метровые газозавозы вместимостью 170 тыс. м³.

Правительство рассчитывает, что создание отечественной системы сбыта СПГ даст возможность российскому газу выйти на новые рынки сбыта в Северной Америке, странах АТР и других регионах мира. Комбинация трубопроводных поставок с СПГ должна повысить системную надежность и гибкость поставок. А кроме того, улучшится использование Северного морского пути, будут созданы условия для интеграции европейских и дальневосточных судоходных маршрутов.

Но, пожалуй, самым амбициозным направлением газовой подпрограммы является разработка и внедрение отечественных технологий производства СПГ «с целью снижения их капиталоемкости и повышения конкурентоспособности новых мощностей». И это притом что уже из текста документа понятна обреченность такого проекта.

В документе отмечается, что снижение удельной стоимости заводов СПГ в последние годы происходило в основном за счет накопления опыта организации строительства и его финансирования, а также за счет накопленного опыта производства мощных газовых турбин и компрессоров. То есть в отсутствие такого опыта у России практически нет шансов стать законодателем мод.

Собственно, авторы документа подтверждают, что наиболее правильным решением для проектов

производства СПГ является адаптация к субарктическим условиям хорошо отработанных и зарекомендовавших себя технологических схем. Не понятно, к чему здесь псевдопатриотическая риторика...


Новые газопроводы обойдутся недешево — даже по меркам «Газпрома». Вопрос окупаемости этих капиталовложений правительственной программой не обсуждается

А в целом, газовый раздел правительственной программы грешит отсутствием убежденности в экономической целесообразности столь дорогостоящих мероприятий. Как признает правительство, избыточность введенных мощностей значительно снизит эффективность инвестиций в проекты по развитию добычи и транспорта газа, что, в

В дополнение к действующему на Сахалине заводу СПГ планируется создать еще три аналогичных производства, сырьем для которых станет газ Ямала, Штокмановского месторождения и Востока России


свою очередь, повлечет существенное снижение показателей эффективности всей отрасли в целом.


Амбициозным направлением газовой подпрограммы является разработка и внедрение отечественных технологий производства СПГ. Хотя уже из текста документа понятна обреченность такого проекта

Подобный риск оценивается как наиболее серьезный для отрасли. Пример Штокмана показал, что и «Газпром» не готов безоглядно вкладываться в мегапроекты с неоднозначной перспективой. Но в правительственной программе будущие стройки отражены по максимуму. В расчете, что под инвестиции государственной важности удастся со временем выбить если и не прямое госбюджетное финансирование, то хотя бы льготы и преференции? 

ВЕРТИКАЛЬ ON-LINE

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





www.ngv.ru

СТРАТЕГИЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ: ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ



С точки зрения отдельного проекта, получить льготу, которая действительно необходима для разработки месторождения, — это правильно. Но с точки зрения всей системы это приведет к тому, что государство в принципе уже скоро перестанет понимать эффективность новых льгот и сколько доходов оно будет получать с отрасли.

Если мы говорим о реформе налоговой системы со стратегической точки зрения, с точки зрения стимулирования инвестиций, нужно обсуждать, в первую очередь, введение налога на финансовый результат. Как его вводить — это, как все понимают, большая проблема, она во многом связана с по-прежнему сохраняющейся непрозрачностью отрасли, с тем, что не видно доходов и расходов, трудно администрировать прибыль и т.д.; все эти аргументы мы слышим уже лет 20.

Но, на мой взгляд, это единственное направление, которым сегодня имеет смысл заниматься. Все остальное приведет лишь к тому, что государство, не понимая долгосрочных приоритетов развития отрасли, будет бросаться от объекта к объекту в стремлении простимулировать все и сразу — и шельф, и Восточную, и Западную Сибирь, — не видя, что это даст через 10, 15, 20 лет. Отрасли нужны системные решения, и я надеюсь, что в ближайшей перспективе они начнут вырабатываться.

С 1990-х годов произошла заметная эволюция налогового режима и, в частности, системы таможенных пошлин (см. «Объем первичной переработки нефти и изменение экспортных пошлин»). Мы прошли достаточно долгий путь и в итоге пришли к пониманию того, что налоговая система — помимо фискальной составляющей — должна учитывать и инвестиционную.

Кроме того, органы государственной власти осознали, что пошлины еще влияют и на внутренние цены, поэтому их стали использовать в качестве механизма регулирования поставок нефтепродуктов на внутренний рынок. В определенный момент стало ясно, что именно пошлины являются главной проблемой для развития нефтяной отрасли и реформирования всей системы налогообложения.

Именно из-за них кропотливая работа над новым налоговым режимом выродилась лишь в т.н. систему «60-66-90-100», и сегодня необходимо решить, как эта система должна развиваться дальше.

Я не согласен с тем, что на текущий момент еще нельзя оце-

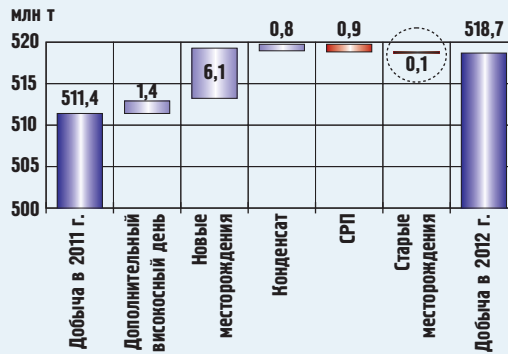


Объем первичной переработки нефти и изменение экспортных пошлин



Источник: ЦДУ ТЭК, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Факторы роста добычи нефти и газового конденсата в 2012 году



Источник: ЦДУ ТЭК, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

нить последствия введения данной системы — некоторые последствия очевидны. Первичная переработка была выгодна, таковой и осталась, о чем говорит увеличение ее объемов, в том числе в 2012 году.

Но планируемое введение 100%-ной пошлины на мазут с 2015 года это очень позитивный фактор, он как раз стимулирует инвестиции в глубокие процессы. Те деньги, которые сегодня остаются в отрасли в виде государственных субсидий по экспортным пошлинам, призванные ликвидировать, в том числе, оставание в логистике и конфигурации российских НПЗ, уже возвращаются в отрасль в качестве инвестиций, и в перспективе мы ожидаем существенного увеличения глубины переработки.

Если говорить о влиянии системы «60-66» на добычу, то, конечно, за год-полтора его в полной мере оценить нельзя. Но, по крайней мере, можно точно сказать, что прирост добычи нефти в 2012 году объяснять только введением этой системы было бы неправильно.

Основной прирост дали новые проекты, к которым эта система не имеет никакого отношения, лишний високосный день 2012 года, а также газовый конденсат (см. «Факторы роста добычи...»). Конечно, влияние налоговой системы могло сказаться на старых месторождениях: без снижения пошлины на нефть компании могли бы закрыть больше маржинальных скважин и остано-

вить добычу, однако оценить этот эффект крайне проблематично.

Что касается инвестиционной составляющей, то система «60-66» стимулирует инвестиции в глубокую переработку, но, тем не менее, — и это удивительный факт — многие компании по-прежнему хотят строить новые заводы, причем многие из них находятся достаточно далеко от основных рынков.

Те планы, которые были озвучены, конечно, имеют разную степень реалистичности; я лично думаю, что большая часть этих планов не реализуется, но если бы все, что было заявлено, реализовалось, объемы первичной переработки выросли бы на 25% (см. «Динамика роста первичных мощностей переработки...»). Понятно, что России в ситуации, когда мы и так перерабатываем вдвое больше, чем потребляем, это совершенно не нужно (прим. ред.: не свидетельство ли это того, что нефтехимия должна была бы развиваться куда как активнее?).

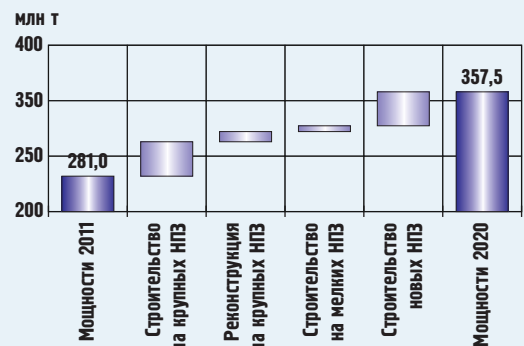
Одна из целей, которая ставилась перед новой системой, заключалась в том, чтобы дестимулировать как работу существующих простых НПЗ, так и строительство новых. Если сегодня считать инвестиционную привлекательность проектов строительства простых НПЗ, окажется, что только отдельные из них, например те, что находятся близко к границе, к экспортным рынкам, работают на легкой нефти, экономически эффективны.

Большая проблема видится в том, что практически все заявленные планы по строительству новых НПЗ предусматривают также существенные инвестиции в углубляющие процессы, т.к. при высоком дифференциале между пошлинами на нефть и

Именно пошлины являются главной проблемой для развития нефтяной отрасли и реформирования всей системы налогообложения

нефтепродукты сохраняется высокая маржа переработки. Это означает, что при уменьшении уровня государственных субсидий и, соответственно, при снижении доходности переработки инвесторы потеряют свои деньги.

Динамика первичных мощностей переработки в России к 2020 г. по заявленным планам компаний



Источник: ИнфоТЭК-КОНСАЛТ, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Поставки российского дизельного топлива на внутренний рынок и на экспорт



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Интересный момент связан с программой модернизации и теми четырехсторонними соглашениями, которые компании подписали: если программа будет реализована, то глубина переработ-

И сегодня необходимо решить, как действующая система «60-66-90-100» должна развиваться дальше

ки вырастет с порядка 72% до 84–85%, то есть будет близка к тому, что есть в Европе. При этом и объемы первичной переработки тоже вырастут, и получится, что страна к 2020 году будет производить более 110 млн тонн низко-

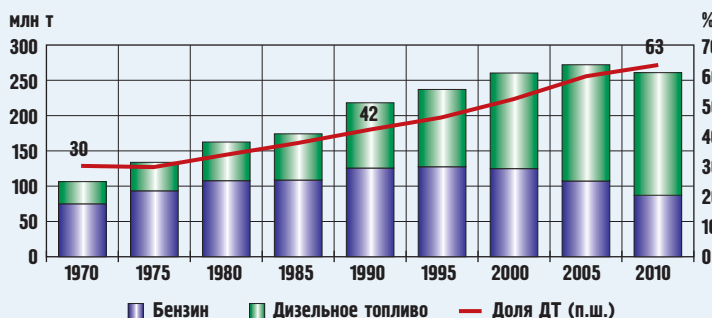
Можно точно сказать, что прирост добычи нефти в 2012 году объяснять только введением системы «60-66» было бы неправильно

сернистого дизельного топлива, а потреблять лишь около 42–45 млн тонн (см. «Поставки дизельного топлива...»).

Если четырехсторонняя программа модернизации НПЗ будет реализована, то Россия может столкнуться с проблемой сбыта высококачественного моторного топлива

В результате Россия может столкнуться с такой проблемой, как сбыт высококачественного

Потребление моторного топлива в Западной Европе (EU-20)



Источник: Enerdata, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Факторы прироста выпуска автобензина



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

моторного топлива. Это серьезная угроза. Трудности со сбытом вообще характерны для углеводородов сегодня в России, конкуренция на этих рынках усиливается — и в связи со сланцевой революцией, и в связи с добычей нетрадиционной нефти на североамериканском континенте.

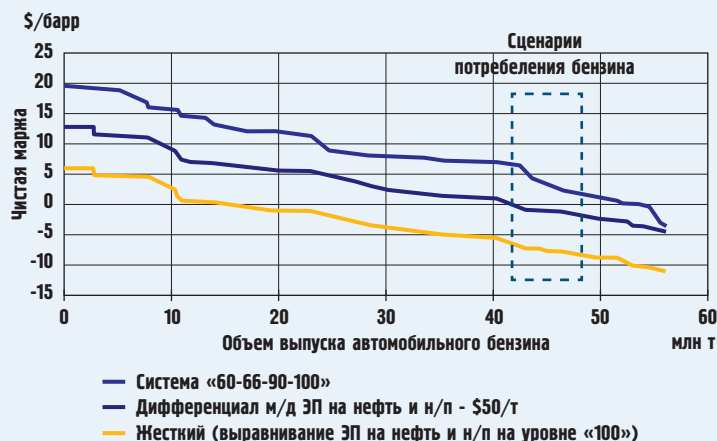
С дизельным топливом может быть точно такая же проблема. Потребление в Европе почти не растет, и хотя продолжается диверсификация и доля дизельного автопарка и топлива увеличивается (см. «Потребление моторного топлива...»), добавить фактически четверть к сегодняшнему рынку в Европе России будет не так просто.

Одна из основных задач, которая должна быть решена модернизацией нашей нефтеперерабатывающей отрасли, — удовлетво-

рение внутреннего спроса на бензин. Это то ограничение, в котором мы сегодня живем: мы постоянно балансируем на грани дефицита, и не стоит принимать во внимание среднегодовые цифры, показывающие, что у нас дефицита нет — в пиковые сезоны в отдельных регионах он, безусловно, проявляется.

Если внимательно посмотреть на экономику проектов по строительству углубляющих процессов — каткрекинга, гидрокрекинга, процессов облагораживания, — будет видно, что значительная часть из них может не состояться. А это значит, что к 2020 году мы можем оказаться ровно в той же ситуации, что и сегодня — опять балансировать на грани дефицита («см. «Факторы прироста выпуска автобензина»»).

Баланс производства и потребления бензина после модернизации в разных сценариях таможенных пошлин в 2020 г.



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

При этом, однако, если делать резкие движения и слишком сильно сближать пошлины на нефть и нефтепродукты до завершения программ модернизации, перера-

Удовлетворение внутреннего спроса на бензин: мы постоянно балансируем на грани дефицита с ростом стоимости топлива

ботка на многих заводах может оказаться убыточной, ее объемы могут начать снижаться — это опять приведет к дефициту бен-

Объемы льготированной нефти постоянно растут: с 20 млн тонн в 2007 году до 120 млн тонн в 2011-м с усилением тренда. Дальше льготировать?

зина (см. «Баланс производства и потребления бензина...»).

Как концептуально может и должна выглядеть налоговая си-

ВТО: сближение ставок пошлин на нефть и нефтепродукты возможно фактически только за счет снижения пошлины на нефть

стема в России, если ныне страна добывает 518 млн тонн, а теоре-

Это, естественно, повлечет за собой высокие цены на бензин на внутреннем рынке и социальное недовольство. И в этой связи правительство должно понимать, что при принятии решений об изменении или сохранении действующего режима таможенных пошлин должна превалировать именно инвестиционная составляющая в налоговой системе.

Например, недавно обсуждалась тема снижения пошлин на бензин до уровня пошлин на остальные светлые нефтепродукты, но решение принято не было. Хотя никаких особых потерь бюджета в этом случае не было бы, поскольку бензин практически не

экспортируется за пределы стран Таможенного союза, и цены на внутреннем рынке не увеличились бы.

Хотелось бы, чтобы при принятии подобного рода решений учитывался тот факт, что инвестиционный цикл подобных проектов составляет пять лет и, не приняв решения сегодня, мы рискуем получить ту же самую картину с дефицитом бензина и через пять лет, и позднее.

Варианты дальнейшего развития системы «60-66-90-100» связаны со сближением пошлин на нефть и нефтепродукты, в долгосрочной перспективе с их, возможно, полным исчезновением.

Льготированная по НДС добыча нефти: объемы и доля в общей добыче



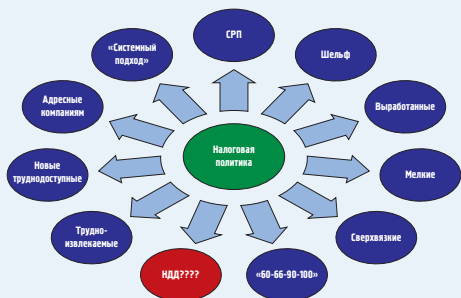
Источник: ФНС России, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Динамика объема льгот по НДС, 2007-2011 гг.



Источник: ФНС России, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Действующие налоговые льготы и системы в российской нефтяной отрасли



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

тически может увеличить добычу до 550 млн тонн за счет новых крупных проектов, трудноизвлекаемых запасов и т.д.?

Понятно, что сегодняшняя система не приспособлена для инвестиций в нефтедобычу, поэто-

В результате введения многочисленных льгот налоговая система стала сложной, плохо управляемой, плохо администрируемой

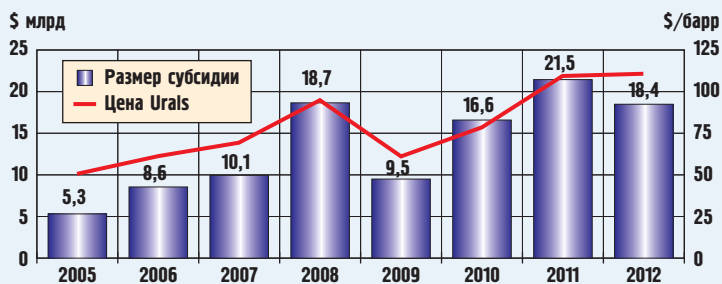
му ее постоянно корректируют. Новая добыча будет пользоваться льготами, поэтому при прочих равных условиях в какой-то момент добыча может расти, а бюджетные поступления падать. Если посмотреть с позиции Минфина,

Стратегия налоговой системы: помимо фискальной составляющей она должна учитывать и инвестиционную

возникает вопрос: имеет ли смысл в такой ситуации продолжать льготировать добычу нефти? Или же нужно найти какую-то оптимальную конфигурацию?

Опасения ведомства не беспочвенны, эта динамика уже прослеживается сегодня: после того как стали вводить льготы по НДС, объемы льготированной нефти существенно увеличились. Так, если в 2007 году они составляли всего около 20 млн тонн, то к 2011 году — уже порядка 120 млн тонн, и чем дальше

«Субсидия» государства нефтепереработке за счет применения пониженных ставок экспортных пошлин на нефтепродукты



Источник: ЦДУ ТЭК, ЦБ РФ, ФТС, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

тем, очевидно, будут больше (см. «Льготированная по НДС добыча нефти...»). Если раньше это была только льгота по выработанным месторождениям, то сейчас существенную роль начинают играть льготы по гринфилдам труднодоступных регионов.

Объем субсидий тоже увеличился, он вырос в 10 раз (я не называю это бюджетными потерями, потому что эти деньги в значительной степени возвращаются в виде инвестиций в upstream), это 200 млрд рублей по оценкам ФНС в 2011 году, а в 2012-м, я думаю, будет еще больше (см. «Динамика объема льгот по НДС»). Данная тенденция сегодня совершенно очевидна, тем более что количество льготированных объектов у нас растет. И это только льготы по НДС, а не по экспортным пошлинам.

Система таможенных пошлин представляла значительный объем субсидий переработке до введения «60-66-90-100», но то же самое происходит и сегодня: их объем составляет порядка \$20 млрд в год (см. «Субсидия» государства нефтепереработке...»). Интересно еще и то, что после модернизации объем субсидий увеличится, поскольку увеличится и объем переработки, и экспорт светлых нефтепродуктов. Я не хочу говорить, хорошо это или плохо, но с точки зрения планирования бюджета эти тенденции нужно улавливать, а проблемы видны даже на трехлетнем горизонте планирования.

В прошлом году произошло знаменательное событие — мы

наконец-то вступили в ВТО; позитивные последствия будут видны в долгосрочной перспективе. Но с точки зрения системы налогообложения, — это еще больше осложнило всю конфигурацию. По условиям вступления пошлины на нефть и нефтепродукты не могут превышать предельных значений, задаваемых соответствующими формулами. Если мы говорим о сближении ставок пошлин на нефть и нефтепродукты, то оно возможно фактически только за счет снижения пошлины на нефть.

Очевидно, при этом сразу возникает вопрос, как возместить эти выпадающие доходы. И остается только НДС. Так что сегодня, когда мы рассуждаем о том, как модифицировать систему «60-66-90-100», мы должны это ограничение тоже иметь в виду.

В результате введения многочисленных льгот по НДС и экспортным пошлинам налоговая система у нас стала настолько сложной, что фактически любое изменение может ее разрушить. По сути, она стала плохо управляемой, плохо администрируемой.

Льготы в значительной степени носят адресный характер, и их — огромное количество (см. «Действующие налоговые льготы и системы...»). У нас льготированы отдельные месторождения, категории месторождений, отдельные регионы, даже отдельные компании. Можно радоваться тому, что сейчас появится методика по экспортным пошлинам, поскольку это может упорядочить процесс получения адресных льгот.

Первая Всероссийская научно-практическая конференция

«СУПЕРВАЙЗИНГ БУРЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ»

www.oilconference.ru



25-26
апреля
2013
МОСКВА

Российский
Государственный
Университет нефти и газа
имени И.М. Губкина



Организаторы



(495) 971 03 63
info@oilconference.ru

НЕФТЕДОБЫЧА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ РЕНЕССАНС?

ТОЛЬКО ЗА СЧЕТ НОВОЙ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ



Авторы публикации констатируют, что при всей важности новых провинций (Арктика, Восточная Сибирь) основным фактором, необходимым для стабильного долгосрочного развития нефтегазовой отрасли и соответственно пополнения бюджета, служит монетизация уже имеющихся в России, и прежде всего, в Западной Сибири, нефтяных запасов.

Если мы хотим обеспечить такое развитие основной отрасли российского производства, необходимо продолжать движение, начатое при введении налоговой системы «60-66-90», и приступать к проработке механизмов НДД. При этом хотелось бы, чтобы это было сделано заранее, а не в авральном порядке, когда объемы добычи нефти начнут снижаться...

Отечественный нефтегазовый комплекс среди своих отличительных характеристик имеет своеобразную черту в виде региональных волн развития — на определенном временном отрезке доминирует тот или иной нефтегазоносный район: Северный Кавказ и Азербай-

джан, Башкирия и Татарстан, Западная Сибирь. Последняя, исходя из величины текущей добычи и остаточных извлекаемых запасов, не только ныне играет определяющую роль в текущем положении дел в российском нефтяном секторе, обеспечивая порядка 60% от консолидированной до-

АЛЕКСЕЙ КОНДРАШОВ

Партнер, Руководитель международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора

ДЕНИС БОРИСОВ

Директор Московского нефтегазового центра «Эрнст энд Янг»

ОЛЬГА БЕЛОГЛАЗОВА

Ведущий аналитик Московского нефтегазового центра «Эрнст энд Янг»

бычи нефти в РФ, но и сохранит этот статус как минимум на ближайшее десятилетие.

На сегодняшний день не подвергается сомнению тот факт, что открытие и ввод нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири поистине считается эпохальным событием второй половины XX века. Добычу в провинции начали в 1964 году, а уже в 1977-м она достигла 218 млн тонн. Такого показателя удалось добиться всего за 13 лет, в то время как в Волго-Уральской провинции для этого потребовалось примерно 30 лет. В результате уровень нефтедобычи в Западной Сибири уже в конце 70-х годов прошлого столетия составлял почти половину всей производимой в стране нефти.

Однако, когда практически с нуля, при полном отсутствии промышленной инфраструктуры и в условиях тяжелых природно-климатических условий формировалась новая нефтяная промышленность провинции, то не обходилось и без определенных сложностей и погрешностей при принятии технологических решений.

В результате этого (вкус с естественными процессами «старения» месторождений региона) в настоящее время, по оценке ряда

Динамика суточной добычи в Западной Сибири



сравнения: более 50% прироста доказанных запасов по публичным мировым мейджорам было обеспечено новыми открытиями.

Данный вопрос уже обсуждается на государственном уровне. Так, в ходе заседания президент-

Ухудшение горно-геологических свойств остаточных извлекаемых запасов в Западной Сибири стало одной из базовых технологических причин появления негативной операционной динамики региона

специалистов, лишь около половины разведанных извлекаемых запасов Западной Сибири поддаются разработке традиционными методами, а более 20% запасов имеют коэффициент обводненности, превышающий 80%.

Именно ухудшение горно-геологических свойств остаточных извлекаемых запасов в Западной Сибири и стало одной из базовых технологических причин появления негативной операционной динамики региона в последние годы. Так, с 2006 по 2012 годы ежедневное производство в Западной Сибири сократилось примерно на 7% (см. «Динамика суточной добычи...» и «Динамика добычи нефти по основным добывающим предприятиям...»).

Отметим, что статистика, публикуемая в открытых источниках, не учитывает отдельно добычу из переходящих (базовых) и новых (пробуренных) скважин. Как следствие, можно предположить, что темпы снижения добычи по традиционным полям, так называемым браунфилдам (brownfields), на переходящих скважинах еще выше.

При этом сами компании полномасштабно повлиять на кардинальное изменение дел в отрасли даже при нынешних высоких ценах на нефть и текущих налогах не в состоянии — риски, как технологические, так и финансовые, слишком высоки, а первоклассных новых активов, таких как Самотлор в конце 1970-х годов, практически не осталось.

Существуют ли технологические возможности по изменению тревожных операционных тенденций в региональной добыче? Безусловно.

Интенсификация ГРП

Во-первых, это увеличение геологоразведочных работ с целью обеспечения прироста ресурсной базы. Ведь нынешняя ситуация во многом напоминает аналогичную картину, сложившуюся в СССР в середине — конце 1980-х годов, когда добыча снизилась с примерно 600 млн тонн в 1980 году до 516 млн тонн в 1990-м. В те времена ситуацию смогла исправить интенсификация геологоразведочных работ (например, темпы прироста отчислений на ГРП с 1985 по 1989 годы составили почти 40%).

Да, внешне ситуация с воспроизводством минерально-сырьевой базы в РФ выглядит благополучно. Так, начиная с 2009 года доказанные запасы углеводородов по пяти крупнейшим ВИНК, на долю которых приходится более половины общероссийской добычи, выросли примерно на 5,5 млрд барр н.э. (или на 10%), до 59 млрд барр н.э.

У ведущих публичных зарубежных нефтяных компаний прирост углеводородов за аналогичный период также находился на отметке около 10%. Однако, если у тех прирост между запасами нефти и газа распределился равномерно, то для российских ВИНК прирост доказанных запасов нефти составил всего 1 млрд барр н.э., что говорит о том, что прирост запасов газа происходит быстрее.

И при этом структурно основным драйвером роста запасов углеводородов у российских компаний стал пересмотр оценок (62%), а на открытие новых месторождений пришлось всего 31%. Для

ской комиссии по ТЭК в феврале 2013 года Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) было предложено сосредоточить основные объемы ГРП в пяти нефтебаз перспективных зонах, включая три в Западной Сибири.

МУН

Во-вторых, в качестве одного из способов исправления ситуации в западносибирской добыче

При этом сами компании полномасштабно повлиять на кардинальное изменение дел в отрасли даже при нынешних высоких ценах на нефть и текущих налогах не в состоянии — риски, как технологические, так и финансовые, слишком высоки

можно выделить внедрение современных третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В

Технологические возможности по изменению тревожных операционных тенденций в региональной добыче есть. Это интенсификация ГРП, МУН, добыча нетрадиционной нефти...

настоящее время при всем разнообразии третичных МУН, исходя из степени распространенности, под ними, как правило, понимают:

- вытеснение газом — закачка двуокиси углерода (CO₂), азота (воздуха) или газа;

Динамика добычи нефти по основным добывающим предприятиям Западной Сибири, млн т

Компания	2005 г.	2012 г.	2012 г. к 2005 г., %
Юганскнефтегаз	51	67	31%
Сургутнефтегаз	64	55	-14%
Когалымнефтегаз	35	25	-29%
Самотлорнефтегаз	23	17	-26%
Ноябрьскнефтегаз	24	12	-50%
Мегионнефтегаз	21	10	-52%
Пурнефтегаз	10	7	-30%
Всего по России	470	518	10,3%

Источник: данные компаний, «Нефтегазовая Вертикаль», оценка Московского нефтегазового центра «Эрнст энд Янг»

- физико-химические методы — закачка химреагентов (например, щелочи, поверхностно активного вещества (ПАВ) или полимера);
- тепловые (термические) методы — закачка пара;
- бурение горизонтальных стволов с многостадийным гидродразрывом пласта (МГРП).

Затраты на применение подобных методов не приносят необходимую отдачу на вложенный капитал. Плюс, конечно, высокая доля (60%) налогов в выручке — выше, чем у мировых компаний

Мировой опыт свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения газовых методов на 5–10%, физико-химических — на 3–8%, тепловых — на 15–20%.

В настоящее время российские ВИНК реализуют ряд подобных проектов. В качестве приме-

При этом реализуемая система адресного налогового льготирования в нефтяном секторе направлена, прежде всего, на предоставление преференций по НДС и экспортной пошлине только для новых проектов или каких-то особых случаев

ров приведем испытания термического метода в различных условиях, в частности, «Сургутнефтегаза» на Ай-Пимском и Маслиховском месторождениях, РИТЭКа на Гальяновском и Средне-Назымском участках, «Газпром нефти» и «Роснефти» на Приобском месторождении, «За-

рубежнефти» в рамках СП «Русветпетро» на Висовом месторождении в ХМАО.

ЛУКОЙЛ успешно реализует использование современных тепловых и химических МУН в своих проектах тяжелой нефти в Республике Коми на Ярегском и Усинском месторождениях.

«Салым Петролеум Девелопмент» планирует разработку группы салымских месторождений в Югре с использованием химических технологий, в частности, заводнения с использованием состава из щелочи, ПАВ и полимера.

Многостадийный ГРП также в настоящее время получает ход в проектах российских компаний. Так, ЛУКОЙЛ начал применять метод на Тевлинско-Русскинском месторождении, а ТНК-ВР — на Кошильском и Северо-Хохряковском.

Однако пока масштабы применения третичных МУН в РФ остаются незначительными в объеме общей добычи. А ведь, например, в США за счет применения современных методов добывается примерно 13% суммарного производства.

Нетрадиционная нефть

В настоящее время активно поднимается вопрос разработки нетрадиционной нефти отдельных коллекторов Западной Сибири, что тоже сможет стать драйвером роста добычи региона в будущем. Среди них месторождения баженовской, тюменской, абалакской свит и ачимовской толщи.

Например, оценка суммарных запасов только по баженовской свите варьируется от 500 млн до

нескольких миллиардов тонн нефти. Так, по данным Минприроды, запасы баженовской свиты оцениваются в 501 млн тонн (284 млн тонн по категориям А, В и С₁ и 217 млн тонн по категории С₂). Большая часть запасов находится в нераспределенном фонде недр — 368 млн тонн, на балансе добывающих предприятий — 133 млн тонн.

В то же время, по оценке «Газпром нефти», суммарные ресурсы баженовской свиты Западной Сибири составляют 8–9 млрд тонн нефти. Похожие цифры назывались и представителями ЛУКОЙЛа.

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в Западной Сибири заставило заняться поиском новых эффективных технологий, что отразилось на образовании совместных проектов с иностранными партнерами.

В начале года ТНК-ВР совместно с Halliburton приступили к реализации пилотного проекта по разработке трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. Тогда же «Газпром нефть» начала бурить первую оценочную скважину в рамках нового проекта по добыче сланцевой нефти на бажено-абалакском горизонте в ХМАО. В конце прошлого года «Роснефть» заключила соглашение с ExxonMobil относительно совместной разработки запасов баженовской свиты и ачимовской толщи.

Почему нет?

Так почему же российские ВИНК не спешат использовать существующие технологические возможности по увеличению степени вовлеченности имеющихся

Структура чистого дохода в российском сегменте upstream

Источник: оценка Московского нефтегазового центра «Эрнст энд Янг»



запасов в разработку, не говоря уж о кратном увеличении ГРП? Так, средний показатель кратности доказанных запасов (отношение объема запасов к текущему уровню добычи) для российских компаний составляет порядка 19 лет по жидким углеводородам, в то время как для мировых — около 12 лет.

А ведь чем выше уровень монетизации запасов (производная от степени их вовлеченности в разработку), тем больше величина получаемых денежных потоков от операционной деятельности. И это прямой путь к росту капитализации.

Ответ на вопрос лежит в экономической плоскости — затраты на применение подобных методов не приносят необходимую отдачу на вложенный капитал. И, конечно, одной из основных причин ограниченных возможностей российских нефтяных компаний по управлению собственной капитализацией является высокая доля налогов в выручке (около 60%), а с учетом того, что тарифы на транспорт также не зависят от нефтяников, еще выше (см. «Структура чистого дохода...»).

Нынешняя налоговая система в российском нефтяном секторе ориентирована, прежде всего, на налогообложение высокодебитных месторождений с большой долей горной ренты в цене. При этом фискальная политика государства не является достаточно гибкой и поэтому не учитывает объективно обусловленного роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин, роста обводненности их продукции, а значит, и резкого сокращения доли ренты в цене.

К тому же реализуемая система адресного налогового льготирования в нефтяном секторе, которая служит предметом для отдельной дискуссии, направлена, прежде всего, на предоставление преференций по НДС и экспортной пошлине только для новых проектов или каких-то особых случаев.

Так, в настоящее время в РФ действует льгота по НДС для высоковязких нефтей, месторождений со степенью выработанности свыше 80%, географически удаленных и труднодоступных участков недр, гринфилдов с величиной начальных извлекаемых запасов менее 5 млн тонн.

Введение с октября 2011 года новой налоговой системы «60-66-90» стало первым шагом, который привел к увеличению привлекательности инвестиций в западносибирские браунфилды. Достаточно сказать, что около \$4 за баррель, полученные добывающим сегментом в результате изменения налоговой системы, сопоставимы с доходами от прироста котировок Brent почти на \$25 за баррель. При этом система «60-66-90» способна продлить срок действия среднего месторождения минимум на пять лет.

Однако, к сожалению, полученные дополнительные доходы в сегменте разведки и добычи (\$4,4/барр при цене нефти марки Urals на уровне \$110/барр) были в значительной мере нивелированы ростом НДС (примерно \$2,5 при цене на нефть \$110) за счет увеличения базовой ставки (с 419 до 470 руб./т).

В целом после введения системы «60-66-90» общий уровень налоговой нагрузки на сектор по-

прежнему остается на высоком уровне. По нашим оценкам, теперь каждый дополнительный доллар прироста цены нефти свыше уровня \$25/барр приносит самим нефтедобывающим компаниям лишь \$0,18 (раньше 13 центов), сбалансированным ВИНК — чуть более 30 центов (за счет повышенной доходности переработки, величины сбытового сегмента и уровня развития газового бизнеса) в зависимости от структуры продаж).

И на сегодняшний день удельная налоговая нагрузка на нефтяной сектор (прежде всего на сегмент разведки и добычи в отношении западносибирских браунфилдов) существенно превосходит уровень фискальных изъятий из доходов мировых мейджоров.

Новая налоговая система

Таким образом, рано или поздно, по мере того, как доля легкоизвлекаемой нефти будет сокращаться (а этот процесс выглядит неизбежным), государству при-

Мы убеждены, что важным направлением по совершенствованию налоговой системы должно стать обеспечение оптимального налогового режима на весь срок разработки месторождения, чему и служит режим НДС

дется искать налоговые компромиссы. Мы убеждены, что важным направлением по совершенствованию налоговой системы должно стать обеспечение оптимального налогового режима на весь срок разработки месторождения.

И если налоговые решения, позволяющие обеспечить требуемую норму доходности для трудноизвлекаемой нефти (в рамках распоряжения от 3 мая 2012 г. №700-р), находятся хотя бы в стадии проработки, то вопрос о введении налога на дополнительный доход (НДД) уже много лет — в процессе обсуждения. Практических же шагов по реализации идеи НДД хотя бы в тестовом варианте так не предпринято... 

СЕЗОН ОХОТЫ НА НЕФТЯНИКОВ ОТКРЫТ



«Нефтянка» — сложнейший технологический комплекс и одна из самых опасных отраслей промышленности. Взрывы газа, возгорание нефтепродуктов, возникновение электрической дуги, искры и брызги расплавленного металла в процессе сварки — это лишь часть профессиональных рисков, которым подвергаются работники отрасли. Основные процессы по разведке и эксплуатации нефтяных месторождений проводятся на открытом воздухе, и с наступлением весны специалистам угрожает еще одна опасность — заражение десятком инфекционных заболеваний, переносимых клещами.

Факты в цифрах

По данным Роспотребнадзора, за время эпидемического сезона 2012 года в лечебные учреждения обратились 510267 пострадавших от укусов клещами. Эндемичными по клещевому вирусному энцефалиту (КВЭ) являются 70 регионов России, а это значит, что заразиться можно на 80% территории страны.

КВЭ поражает центральную нервную систему и кору головного мозга. За эпидемический сезон 2012 года в России зарегистрировано 2503 больных энцефалитом

Нефтяники, наряду с работниками некоторых других профессий ТЭК и промышленности России, входят в особую группу риска, так как по роду производственной деятельности много времени проводят в местах обитания клещей.

Сезон клещевой активности длится около шести месяцев, с

Укус работника инфицированным клещом рассматривается как несчастный случай на производстве

мая по октябрь. Но статистика показывает, что в последнее время паразиты все раньше «выходят на охоту». В 2013 году сезон начался в марте, когда большая

часть территории России еще находилась под необычайно глубоким для этого времени года снежным покровом. По статистике, носителем вирусов и инфекций является каждый десятый клещ, в отдельных регионах этот показатель еще выше.

Холостой выстрел

Для защиты персонала от клещевого вирусного энцефалита на промышленных предприятиях чаще всего используется вакцинация. Но прививка существует лишь от энцефалита, в то время как клещи являются переносчиками десятка опасных вирусов, включая Лайм-боррелиоз, геморрагическую лихорадку, тиф, туляремию и другие. Да и вакцинация от КВЭ не дает однозначной гарантии — появление защитных антител наблюдается у 91–96% людей.

На некоторых предприятиях до сих пор используют традиционные противэнцефалитные костюмы, созданные еще в СССР для комсомольцев-добровольцев, работавших в суровых таежных условиях на строительстве БАМа. Это костюмы с так называемым механическим принципом защиты, они лишь затрудняют доступ клеща к телу, но не обезвреживают паразита. Необходимо постоянно каждые 20–25 минут проводить самоосмотр. Кроме того, есть риск пронести клеща на одежде в автомобиль или помещение, где под угрозу попадают и другие люди.

Ни прививки, ни репелленты, ни химреагенты не могут надежно защитить человека. Однако средство, гарантирующее безопасность, все же есть.

Эффективное оружие против клещей

Несколько лет назад по заказу нефтяников и энергетиков специалисты «Энергоконtrakта» совместно с ведущими российскими учеными-энтомологами разработали противоклещевой костюм «Биостоп».

Уникальная конструкция костюма и революционная технология девяти ловушек, на которой основан главный защитный механизм «Биостопа», полностью исключают доступ клеща к телу и возможность принести паразита в помещение. Тканевые складки особого края задерживают клещей на участках костюма, обработанных акарицидным препаратом, безопасным для человека, но быстро отравляющим паразита. В среднем через 4 минуты после попадания в зону ловушки клещ теряет активность, отпадает от костюма и погибает.

Основанием для заключения о безапелляционном уровне защиты являются не только лабораторные исследования, но и ежегодные испытания противоклещевого комплекта «Биостоп» в наиболее эндемичных по вирусному энцефалиту регионах: на Дальнем Востоке, Урале, в Сибири. С 2008 года специалисты ведущих компаний ТЭК России в режиме еже-



Комплекты, разработанные Группой Компаний «Энергоконтракт» специально для персонала

Известно, что клещи поджидают жертву на травинках и кустарниках не выше 60 см от земли и, попав на тело человека, ползут только вверх. Это заключение исследователей позволило создать тщательно выверенную схему расположения «ловушек», которая гарантирует, что ни один попавший на костюм паразит их не минует

нефтегазовой отрасли действительно уникальны. Термостойкий «Биостоп» обеспечивает защиту

Эффективность «Биостопа» подтвердил Роспотребнадзор, признав защитные свойства костюма 100%-ными с пометкой: «по эффективности значительно превышает все известные отечественные и зарубежные образцы»

сразу от пяти факторов: от статического электричества и обших производственных загрязнений, от термических рисков,

В комплектах «Энергоконтракта» антистатический эффект обеспечивает не нить, которая может ломаться, а волокно, добавленное в состав пряжи непосредственно на стадии ее производства

включающих воздействие электрической дуги и открытого пламени, от укусов клещей и другими кровососущими. Последний фактор особенно актуален сегодня, ведь сезон клещевой охоты уже открыт. 🦋

дневной эксплуатации убедились в эффективности костюма. За четыре года использования костюма энергетиками, нефтяниками и специалистами других отраслей не было зарегистрировано ни одного укуса клеща.

Специально для нефтяников: термостойкость и антистатика

Сегодня в нефтегазовой отрасли используются два исполнения противозенцефалитного костюма «Биостоп»: первый — из высококачественного хлопка,

второй — на основе арамидного волокна Nomex®. Термостойкий «Биостоп» разработан «Энергоконтрактом» специально для взрывоопасных производств и обладает отличными показателями на сопротивление открытому пламени.

Независимо от варианта исполнения все костюмы обладают высокими антистатическими свойствами. Удельное поверхностное электрическое сопротивление ткани соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 019/2011 и ГОСТ 12.4.124-83 и не превышает 10^7 Ом.

ЗАО «ФПГ Энергоконтракт»

119002 Россия, Москва, Карманицкий пер, д. 9

Тел.: (495) 956-04-18/19; Факс: (495) 502-95-30

www.energocontract.ru; E-mail: energo@energocontract.ru



НОВЫЙ — САМАРСКИЙ — КЛАСТЕР?!

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»



План развития газо- и нефтехимии '2030 предполагает, как известно, создание шести кластеров. Причем некоторые из них должны возникнуть фактически с нуля и в «чистом поле», то есть там, где нефтегазохимических активов отродясь не существовало. А тем временем ряд регионов, в которых данная отрасль успешно развивалась еще в советское время, в отдельные кластеры не выделен. Так произошло, например, в Самарской области.

Вроде бы, идейно Самарская область должна войти в Волжский кластер, но в этом случае она может оказаться в тени Татарстана и Башкортостана, которые сегодня очень активно продвигают собственные проекты. Поэтому самарские власти призывают внести изменения в План-2030, добавив собственный. Хорошим аргументом служат впечатляющие успехи, которых за последние два года удалось добиться ведущей нефтехимической компании региона — группе «Самаранефтеоргсинтез» (САНОРС). Контраргументом, похоже, является тот факт, что предприятия Группы подконтрольны офшорам...

Во времена СССР Куйбышевская область рассматривалась как идеальное место для развития нефтехимии, поскольку здесь одновременно оказались сосредоточены пред-

приятия по добыче углеводородного сырья, его первичной переработке и по выпуску химической продукции высоких переделов. Фактически все было готово для создания кластера. Не хватало

только одного — экономической эффективности.

Поскольку Госплан определял номенклатуру выпускаемых товаров исходя не из рентабельности конкретного предприятия, а из общесоюзных задач, некоторые получаемые в Новокуйбышевске полупродукты оказывались слишком дорогими. И если в условиях плановой экономики это практически не имело значения, то рынок поставил под вопрос сам смысл работы ряда мощностей.

Разрушим до основания, а затем...

В период экономических реформ у основных нефтехимических активов Самарской области появились новые владельцы. Так, были сформированы Новокуйбышевская нефтехимическая компания (НХК), которая вошла в состав холдинга СИБУР, ООО «Самараоргсинтез» (САНОРС), владельцем которого стала группа компаний «Энергетический стандарт», и ЗАО «Нефтехимия», контроль над которым получила «Ренова Оргсинтез».

Произошедший разрыв производственных связей не способствовал эффективному функционированию нефтехимических предприятий. В частности, между «Нефтехимией» и «Самараоргсинтезом» даже начались судебные тяжбы по поводу использования некогда единого общезаводского хозяйства.

Но уже в середине 2000-х годов были сделаны первые попытки возродить нефтехимический кластер Самарской области. Их предприняла «Ренова». Она объявила о масштабных планах модернизации ЗАО «Нефтехимия», в частности — о создании производства товарного пропилена с концентрацией 95–97%. Одновременно она, по неофициальным данным, вознамерилась поглотить «соседа» — «Самараоргсинтез». Но этот маневр не удался и

привел лишь к ухудшению и без того непростых отношений между двумя предприятиями.

Зато «ответная попытка» «Самары» оказалась успешной. Тогдашний генеральный директор предприятия Игорь Соглаев в 2010-м — начале 2011 года сумел договориться сначала о выкупе «Самараоргсинтеза» у прежних владельцев, а затем и о приобретении «Нефтехимии» у «Реновы».

Тем временем СИБУР пытался развивать мощности НХК. Но сырье для него приходилось поставлять из Западной Сибири, что было нерентабельно. В результате объемы выпускаемой продукции постепенно снижались, и над ключевыми объектами нависла угроза полной остановки. Поэтому холдинг также стал задумываться о том, как избавиться от этого проблемного актива. И логичным решением стало его объединение с двумя вышеупомянутыми предприятиями. В результате в конце 2011 года «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» была выкуплена у СИБУРа.

Таким образом, 29 апреля 2011 года был образован нефтехимический холдинг САНОРС, в который и вошли три упомянутых предприятия. Возглавил его «отец-основатель» химического комплекса Игорь Соглаев, утверждающий, что не бывает плохих активов, а бывают лишь не очень успешные менеджеры.

Пять «кирпичиков» нового холдинга

Фактически сразу после создания группы САНОРС началась коренная реконструкция новокуйбышевских нефтехимических мощностей. В технологическом плане они представляют собой совокупность пяти блоков (см. «Пять производственных блоков холдинга САНОРС...»).

Первый, к возрождению которого приступили прежде всего, — это завод по выпуску фенола, ацетона и альфаметилстирола. В результате модернизации фенольное производство, по оценкам менеджмента компании, стало лучшим в стране с точки зрения применяемых технологий и

Пять производственных блоков холдинга САНОРС

- Газопереработка и газохимия мощностью 600 тыс. тонн в год;
- Производство высокооктановых эфиров: крупнейший в мире комплекс по производству ТАМЭ мощностью 300 тыс. тонн в год;
- Производство фенола, ацетона и альфаметилстирола: крупнейшее в России и Восточной Европе производство мощностью 160 тыс. тонн в год;
- Производство этилена и синтетического этанола: единственное в России и Восточной Европе производство около 90 тыс. тонн в год;
- Производство бензолсодержащей фракции (БСФ), паратретичного бутилфенола (ПТБФ) и катализатора ИМ-2201: единственное в России производство алкилфенолов мощностью до 12 тыс. тонн в год.

системы управления. Его мощность была увеличена в два раза по сравнению с уровнем советских времен и достигла 100 тыс. по фенолу, или 179 тыс. тонн по всей номенклатуре продукции.

Второй блок — это производство синтетического этанола, которое включает в себя установку пиролиза мощностью 60 тыс. тонн в год по этилену и оборудование по выпуску этанола путем гидратации этилена. В результате реконструкции производство увеличилось на 20% и сейчас составляет 90 тыс. тонн в год особо чистого спирта, используемого в фармацевтической, косметической и парфюмерной промышленности.

Кстати говоря, САНОРС остался единственным в России и Восточной Европе производителем синтетического этанола. В дальнейшем планируется наращивание мощностей пиролиза и значительное увеличение выпуска этанола.

Третий блок — мощности газофракционирования, которые были расширены до 600 тыс. тонн в год. В настоящее время восстанавливается (можно сказать, строится заново) еще одна газофракционирующая установка. Ожидается, что она будет введена в эксплуатацию в июле, благодаря чему общий объем переработки ШФЛУ и газовых фракций на САНОРСе достигнет почти 1 млн тонн в год.

Четвертый блок представляет собой производство трет-амилметилового эфира (ТАМЭ). Это высокооктановая добавка к топливам, которая ранее в России не выпускалась. Чтобы ее получить, пришлось существенно изменить технологический процесс. В 1980

Объемы производства САНОРСа



Выпуск основной продукции, тонн

Наименование	2011 год	2012 год
Фенол	65 475	76 600
Ацетон	40 859	46 900
Спирт	66 943	82 300
Переработка ШФЛУ	169 337	582 578
МТАЭ	-	59 700
ПТБФ	5 387	7 300



С момента создания холдинга существенно увеличены объемы производства, созданы новые производственные мощности

году в Новокуйбышевске были созданы мощности по производству изопрена (65 тыс. тонн в год). Данная продукция использовалась затем для изготовления синтетических каучуков.

Но в 1990-е годы начались перебои с поставками сырья, поэтому производство приходилось периодически останавливать. К тому же применявшаяся технология двухстадийного дегидрирования сырья — изопрентана — была устаревшей и экономически неэффективной.



Окончательный удар по данному проекту нанес кризис 2008–2009 годов, когда сокращение спроса на автомобили привело,

Во времена СССР Куйбышевская область, где имелись предприятия по добыче и переработке нефти, была идеальным местом для создания кластера нефтехимии

по цепочке, к уменьшению выпуска автомобильных покрышек,

В период реформ новокуйбышевские нефтехимические активы достались разным владельцам, между которыми начались хозяйственные споры

синтетического каучука и, наконец, изопрена.

САНОРС, ставший новым хозяином этого объекта, принял решение переориентировать его с выпуска изопрена на изоамillen, из которого затем производится

ТАМЭ. Другим компонентом для получения ТАМЭ служит метанол, который можно приобретать у сторонних предприятий.

В ходе осуществления проекта были реконструированы четыре из шести ранее эксплуатировавшихся узлов схемы производства изопрена и заново сооружен реакторный блок синтеза ТАМЭ по технологии ОАО НИИ «Ярсинтез», предусматривающей одностадийное дегидрирование изопентана. Производство введено в эксплуатацию в октябре 2012 года.

Мощность комплекса должна достигнуть 300 тыс. тонн ТАМЭ в год. Тем самым, САНОРС становится крупнейшим в мире производителем этой продукции и единственным, получающим ее целевым способом. Обычно этот эфир является побочным продуктом НПЗ и поэтому имеет гораздо худшие характеристики. По расчетам представителей холдинга, мощности по выпуску ТАМЭ будут на 50% обеспечены собственным сырьем (пентаном и изопентаном), а остальные 50% компания приобретает у СИБУРа.

Наконец, пятый блок включает в себя два малотоннажных нишевых производства — комплекс пара-трет-бутилфенола (ПТБФ), используемого в лакокрасочной промышленности, а также катализаторный завод.

Технология получения ПТБФ была значительно улучшена, достигнута почти максимальная чистота продукта — 99,9%. При этом мощность производства увеличена до 12 тыс. тонн в год, что составляет около четверти общемирового объема. Большая часть ПТБФ экспортируется, его основными покупателями являются компания BASF и производители поликарбоната.

Катализаторный завод выпускает катализаторы дегидрирования. Предприятие располагает одной из двух отечественных установок по их производству (вторая находится в Стерлитамаке) и стремится развивать данное направление. В 2012 году был также введен в эксплуатацию комплекс по разделению бензолосодержащей фракции (БСФ) проектной мощностью 150 тыс. тонн по сырью. Благодаря этому помимо

бензола холдинг получает гексановую фракцию. На производстве внедрены новые технологии.

В целом объемы выпуска продукции предприятий САНОРСа росли стремительно — со 166 тыс. тонн в 2010 году до почти 370 тыс. тонн в 2011 году и 942 тыс. тонн в прошлом году (см. «Объемы производства САНОРСа»). Ожидается, что в нынешнем году данный показатель приблизится к 1,25 млн тонн.

Еще более впечатляюще выглядит динамика увеличения выручки — она каждый год удваивается и в 2012 году равнялась 22,361 млрд рублей. Конечно, и далее сохранять такие темпы немыслимо. Поэтому планируется, что в нынешнем году выручка вырастет примерно на 50%, до 32,662 млрд рублей (см. «Анализ выручки»).

Зато «привычка»кратно увеличивать инвестиции сохранится. В 2010 году они составляли лишь 328 млн рублей, в 2011-м возросли почти втрое, до 956 млн, в 2012-м немногим менее чем вдвое, до 1,703 млрд. А в текущем году они увеличатся более чем на 80%, до 3,128 млрд рублей. При этом численность работников возрастет не так значительно — с 3773 до 4147 тыс. человек.

Ниша размером в миллион тонн

Помимо производственных мощностей САНОРС уделяет огромное внимание инфраструктуре и, в первую очередь, энергетическому блоку. Недавно компания купила у «КЭС-Холдинга» Новокуйбышевскую ТЭЦ-2, что стало крупнейшей сделкой в отечественной энергетике.

Данная ТЭЦ изначально была ориентирована на обеспечение энергией химических производств и Новокуйбышевского НПЗ. И поэтому неудивительно, что в 2000-е годы она разделила судьбу химических предприятий — работала лишь на 20% своих возможностей. Ее установленная мощность составляла 490 МВт с возможностью расширения до 750 МВт, но поскольку часть объекта была законсервирована, данный показатель сократился до 290 МВт.

С чужих «хвостов» — на свою нефть

Естественно, возникает вопрос об источниках сырья для таких масштабных активов. Напомним, причиной отказа СИБУРа от дальнейшего развития Новокуйбышевской площадки стала именно нерентабельность поставок ШФЛУ из Западной Сибири в Поволжье. Как же намерен решать эту проблему САНОРС?

Об этом И.Соглаев рассказал в мартовском выступлении на Национальном нефтегазовом форуме. По его словам, когда распались кооперационные связи в Самарском регионе, возникла печальная картина — нефтехимическим предприятиям приходилось везти сырье из Ангарска, а свою продукцию, необходимую для областных НПЗ, отправлять, в частности, в Италию. Местные переработчики закупали аналогичную продукцию в Тобольске... Но сейчас САНОРС налаживает кооперацию с самарскими заводами «Роснефти» и группой ГПЗ Самарской и Оренбургской областей.

Однако сырьевую проблему обостряет не только отсутствие кооперации, но и... программа модернизации отечественных НПЗ. По словам И.Соглаева, в ходе ее реализации интересы нефтехимии оказались неучтенными. Стремясь к максимально полному использованию сырья, ВИНК начали строить на площадках своих НПЗ даже те установки, которые, согласно мировой практике, являются прерогативой «химиков», — по производству эфиров, различных добавок для топлив и нефтехимических компонентов для изготовления масел.

И если все объявленные проекты модернизации перерабатывающих мощностей будут доведены до конца, то, как полагает глава САНОРСа, через пять-семь лет в стране практически исчезнет предложение нефтехимического сырья, в частности нефти. И правительственные планы по созданию нефтехимических кластеров будут сорваны.

«Татарстан решает эту проблему за счет строительства комплекса ТА-НЕКО, он также продолжает бороться за строительство ШФЛУ-трубопровода из Западной Сибири. Но другие предприятия Поволжья и Северо-Западного региона, в том числе САНОРС, объективно могут остаться без сырья. Этой проблемой на уровне Минэнерго никто не занимается», — заявил И.Соглаев.

Так модернизация самарских НПЗ «Роснефти» приведет к тому, что выход сырья для нефтехимии к 2017–2018 годам составит у них не более 700–800 тыс. тонн в год. А для загрузки пиролизной установки мощностью 1 млн тонн по этилену его потребуется около 3 млн тонн.

Поэтому было принято решение начать в 2013 году сооружение собственной установки по переработке нефти мощностью 5 млн тонн в год, а также товарно-сырьевых парков и железнодорожной инфраструктуры. Благодаря этому САНОРС сможет использовать для производства олефинов широкую гамму продуктов переработки, включая вакуумный газойль (а не только «хвосты» чужих НПЗ). И в результате новый комплекс станет весьма высокодоходным.

Но, конечно, такая мощная ТЭЦ приобреталась не только для того, чтобы обеспечить текущие потребности в электроэнергии (для этого данный объект слишком велик), а с прицелом на масштабные планы развития. В чем же они состоят? На очереди — сооружение крупного нефтехимиче-

В апреле 2011 года был образован холдинг САНОРС, в который вошли три Новокуйбышевских нефтехимических предприятия

ского комплекса, включающего в себя производство олефинов мощностью 1,1 млн тонн по этилену и заводы по их дальнейшей переработке.

Как известно, План-2030 предусматривает создание шести-семи крупных пиролизных установок, которые должны послужить

САНОРС начал серьезную модернизацию всех пяти технологических блоков, составляющих ведущие активы холдинга

базой для формирующихся кластеров. И Самарская область в числе таких «точек роста» не фигурирует. Кроме того, эксперты предупреждают об угрозе перепроизводства базовых полимеров в том случае, если все намечаемые сегодня в отрасли про-

Объемы производства САНОРСа увеличились со 166 тыс. тонн в 2010 году до 942 тыс. тонн в 2012 году, а выручка каждый год удваивалась и достигла 22,361 млрд рублей

екты (или хотя бы большая их часть) будут реализованы.

И САНОРС учитывает данный фактор. И.Соглаев, выступая в марте нынешнего года на заседании Комиссии РСПП по химической промышленности, заявил, что его не пугает возможная конкуренция с СИБУРОм и группой ТАИФ в сфере производства полиолефинов: «Мы полагаем, что

Однако прежний хозяин не спешил уступить станцию САНОРСу, переговоры длились около двух лет и чуть не зашли в тупик. Химическая компания уже прорабатывала альтернативный вариант сооружения собственных энергогенерирующих мощностей. Как отмечает И.Соглаев, «в период разрыва хозяйственных связей и самого здравого смысла» приходилось строить отдельные энергоустановки и котельные. Но теперь, после завершения сделки, можно будет обеспечить цент-

рализованное энергоснабжение и отказаться от эксплуатации этих мелких и разрозненных энергообъектов.

ТЭЦ уже работает на 50% мощности, но в ближайшем будущем планируется вывести ее на все 100%. Идут переговоры с «Роснефтью» о том, чтобы, по старой схеме, использовать ее и для обеспечения энергией Новокуйбышевского НПЗ. Станция была полностью интегрирована в холдинг, то есть ее персонал пополнил ряды работников САНОРСа.

у нас есть все возможности построить такой же комплекс (как в Тобольске и Нижнекамске — ред.), потому что у нас несколько другие исходные условия и несколько иная стратегия позиционирования этого комплекса.

Так исторически сложилось в нефтехимической отрасли нашей страны, что многие нишевые сег-

менты в силу своей невостребованности либо изначально замещались импортом, либо вовсе отсутствовали. Это касается очень многих специальных пластиков.

концепции сводится к плану развития существующих и строительства новых производств нефтехимического холдинга, в основе которых будут лежать современные процессы по производству высоколиквидных продуктов органического синтеза. Они будут соответствовать как европейским стандартам качества, так и современным требованиям экологической безопасности», — сообщила в этой связи директор департамента по связям с общественностью «САНОРСа» Оксана Назаренко. Предполагается, что основной продукцией холдинга станут АБС-пластики, полипропилен особых марок, метилметакрилат (ММА), полиметилметакрилат (ПММА), суспензионный и эмульсионный поливинилхлорид (ПВХ), полиуретаны.

В частности, САНОРС в августе прошлого года уже выбрал технологию производства ММА — партнером холдинга станет японская корпорация Mitsubishi Gas Chemicals Inc. Метилметакрилат применяется для получения полиметилметакрилата (ПММА), который необходим в автомобилестроении (в частности, один только ВАЗ потребляет 2 тонны ММА в год), медицине, строительстве, химической промышленности и т.д. На сегодняшний день в России нет производства ММА, и он полностью закупается за рубежом. Строительство комплекса планируется начать уже в самое ближайшее время.

Создание столь внушительных мощностей задача крайне нелегкая, но представители компании не сомневаются в успехе. Сейчас идет стадия инвестиционного обоснования этого большого проекта. Его планируется осуществить в две фазы в течение десяти ближайших лет. Уже в нынешнем году САНОРС рассчитывает официально объявить о стратегии развития новой производственной площадки.

На базе полимерного производства возможно создание технопарка, резидентами которого станут малые и средние предприятия, выпускающие товары для конечного потребления.

В период 2013–2020 годов для создания нефтехимического ком-

плекса потребуется 292 млрд рублей капитальных вложений. После завершения работ САНОРС будет выпускать более 7 млн тонн высоколиквидной продукции в год. Объем налоговых поступлений к 2020 году достигнет почти 20 млрд рублей, из которых 17,5 млрд останутся в региональном бюджете.

По словам И.Соглаева, планы САНОРСа поддерживает правительство Самарской области и лично губернатор Николай Меркушин. Ведь формирование крупного кластера позволит создать свыше 6,7 тыс. новых рабочих мест на стадии строительства и более 18 тыс. в ходе производства (с учетом смежных отраслей).

«В советское время Самарская область являлась средоточием новой нефтехимии — нефтехимии более высоких и глубоких переделов, а город Новокуйбышевск должен был стать одним из главных нефтехимических центров страны. Именно с этой целью в конце 80-х — начале 90-х годов велось активное строительство коммуникаций, очистных сооружений и т.д.», — отметил губернатор в одном из своих выступлений. Поэтому в сентябре прошлого года в ходе совещания в Минэнерго он предложил включить новокуйбышевскую площадку в План-2030. И, как полагают представители САНОРСа, федеральный центр обязательно прислушается к мнению самарских властей.

Скелеты в шкафу САНОРСа

Уже осуществленные проекты модернизации и реконструкции новокуйбышевских химических мощностей заслужили высокую оценку у отраслевых экспертов. А намечаемые планы вызывают и восхищение, и одновременно сомнения с вопросом прямо в лоб: а откуда вы берете деньги на эти проекты?

Представители предприятий отрасли очень хорошо знают, насколько трудно сегодня находить инвестиции для развития производства. А тут компания, появившаяся лишь два года назад и не входящая в число «грандов» российской нефтехимии, вдруг замахивается на проекты, тре-

На очереди — сооружение комплекса, включающего в себя производство олефинов мощностью 1,1 млн тонн и установки для их дальнейшей переработки

На базе полимерного производства возможно создание технопарка, резидентами которого станут предприятия, выпускающие товары для конечного потребления

Предприятия САНОРСа оказались подконтрольны оффшорным фирмам, что вызвало подозрения в использовании схем ухода от налогов

рые позволяют, используя наши сырьевые преимущества, строить конкурентные производства».

Концепцию развития бизнеса САНОРСа подготовила французская инженеринговая компания Technip. Соответствующее соглашение с ней было заключено 18 октября прошлого года. «Суть

бующие внесения корректив в План-2030.

И.Соглаев считает, что никакого секрета нет — в качестве инвесторов выступают российские банки: Сбербанк, НОМОС-Банк и Альфа-банк, выдающие кредиты в среднем под 10% годовых. Но разъяснения, чувствуется, не очень убедительны.

Так, региональная пресса открыто упрекает САНОРС в использовании, мягко говоря, непрозрачных схем организационно-финансовой деятельности. В частности, самарский еженедельник «Хронограф» сообщал, что ООО «Самараоргсинтез» и ЗАО «Нефтехимия» де-юре являются собственностью кипрской фирмы, а Новокуйбышевская нефтехимическая компания в апреле 2012 года перешла под контроль некоей организации, зарегистрированной на Виргинских островах.

При этом истинные бенефициары данных активов предпочи-

тают держаться в тени. Эксперты опасаются, что подобная практика может привести к выводу средств из оборота нефтехимических предприятий в зоны, свободные от налогообложения (на тех же Виргинских островах не существует налога на прибыль, НДС и налога с продаж).

Подозрения вызвал и тот факт, что ЗАО «Нефтехимия» заключило соглашения о займах и других сделках с рядом опять-таки оффшорных фирм и якобы нарушило их условия. В результате последовали судебные иски с требованиями штрафов, пеней и т.д. А права истца были переданы одной фирме с тех же самых Виргинских островов. Это заставило самарских журналистов предположить, что САНОРС использует такую нехитрую схему ухода от налогов.

Не хочется верить, что именно в этом, а не во взаимовыгодном сотрудничестве с отечественны-

ми банками заключается секрет финансового успеха новокуйбышевских нефтехимиков. В любом случае компания, объявляющая о реализации проектов федерального уровня и при посредничестве областных властей обращающаяся за поддержкой к федеральному центру, наверное, должна быть, как жена цезаря, вне подозрений.

И САНОРС уже приступил к оптимизации системы управления. Так в начале марта Федеральная антимонопольная служба удовлетворила ходатайство ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» о присоединении к нему ЗАО «Нефтехимия» и ООО «Управляющая компания «Самаранефтеоргсинтез». Предполагается, что это позволит повысить прозрачность и эффективность корпоративного управления. Сейчас идет поиск оптимального варианта и для ООО «Самараоргсинтез». 



ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова» (ОАО «ВНИИнефть»)

IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ

«Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»

18-19 сентября 2013 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство образования и науки РФ	ОАО «Зарубежнефть»
Министерство природных ресурсов и экологии РФ	ОАО «ВНИИнефть»
Министерство энергетики РФ	ОАО «РМНТК «Нефтеотдача»
ЦКР «Роснедра»	ОАО «Гнировостокнефть»

70 лет
ВНИИнефти

Научный Симпозиум проводится с привлечением широкого круга специалистов, как непосредственно занимающихся проблемами повышения КИН в научных подразделениях нефтяных компаний и институтов, так и промышленных работников, реализующих на практике технологии и методы повышения добычи нефти, с приглашением специалистов из нефтедобывающих стран СНГ.

ГЛАВНАЯ ТЕМА СИМПОЗИУМА - разработка месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами

18 сентября 2013 г.

Пленарное заседание – Современные достижения науки и техники в области ПНП и совершенствование управления проектами и ресурсами в нефтедобыче.

19 сентября 2013 г.

Тематические направления работы по секциям:

Секция №1 – Анализ состояния и опыт применения технологий и методов увеличения нефтеотдачи для разработки месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами в стране и за рубежом

Секция №2 – Анализ состояния и потенциала применения современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях страны

Секция №3 – Результаты исследования механизмов извлечения нефти в конкретных геолого-физических условиях нефтяных месторождений в целях обоснования конкретных технологий и методов увеличения нефтеотдачи

Генеральный партнер:



Информационные спонсоры:







Адрес: г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
 Телефон: (495) 748-39-61
 E-mail: info@vniineft.ru
 Web-сайт: www.vniineft.ru

ПРОЦЕССА ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ

НИЗКООКТАНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ



Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ

Инженер ЗАО «НИПИ «ИнжГео», аспирант Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Т.В. ЗЕЛЕНСКАЯ

К.т.н., доцент Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Повышение октановой характеристики автомобильных топлив наряду с улучшением их экологических показателей играют ведущую роль среди проблем нефтехимии и нефтепереработки сегодняшнего дня. Использование органически модифицированных цеолитных катализаторов в процессе облагораживания низкооктановых углеводородных фракций — один из возможных вариантов решения данных проблем, напрямую связанный с развитием и техническим совершенствованием процесса облагораживания в целом, а также повышением качества автомобильного топлива и снижением экологической нагрузки на окружающую среду.

На сегодняшний день огромную популярность в процессах глубокой переработки нефти завоевали гетерогенные цеолитсодержащие катализаторы различных марок. Благодаря уникальной геометрии, сочетанию объемной структуры, состоящей из развитой системы полостей и каналов, и каталитических свойств они находят широкое применение во многих процессах получения товарных нефтепродуктов на основе углеводородного сырья. В последние годы в нефтехимическом катализе постоянно используются каталитические среды в виде солей органической природы, проявляющих значительную каталитическую активность в определенном диапазоне температур. Такие соли, как правило, образованные органическими катионами и имеющие обширную систему сопряжений в молекуле, принято называть ионными жидкостями вследствие проявления их максимальной активности в жидком агрегатном состоянии.

Основной целью настоящего исследования является определение возможности применения данных соединений в качестве модифицирующей добавки цеолитсодержащих катализаторов нефтепереработки, подбор оптимального состава каталитической системы, а также установление оптимальных параметров процесса облагораживания низкооктановых бензиновых фракций с использованием органически модифицированного катализатора*.

*Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

В данной работе исследовалась возможность использования органических солей с развитой системой сопряжения, обладающих свойствами ионных жидкостей в исследуемом температурном интервале в качестве модифицирующей добавки к цеолитсодержащему катализатору при облагораживании прямогонных бензиновых фракций. Здесь

выбор модифицирующих добавок был обусловлен возможностью сочетания свойств солей органической природы, похожих по структуре на ионные жидкости, с молекулярно-ситовыми свойствами цеолитсодержащих катализаторов.

Исследования проводились на лабораторной установке при атмосферном давлении, в температурном интервале — 50–200°C. В работе использовался цеолитсодержащий катализатор в H-форме марки ЦВК-ТМ-1327, выпущенный ЗАО «Нижегородские сорбенты» с нанесенным на него модифицирующим агентом. Сырьем установки являлась бензиновая фракция с пределом выкипания НК-200°C, полученная разгонкой газового конденсата месторождения Прибрежное Краснодарского края, отличительной особенностью которого является очень низкое содержание сернистых соединений, вследствие чего предварительная подготовка сырья не требуется. Октановое число бензиновой фракции НК-200°C составило 52 пункта по моторному методу; коэффициент рефракции $n_{D}^{20} = 1,4035$, плотность $\rho_{4}^{20} = 0,744 \text{ кг/м}^3$.

Групповой состав бензиновой фракции НК-200°C, используемой в качестве сырья для данной лабораторной установки, приведен в табл.1.

Качественный состав продуктов облагораживания, в частности жидкая фракция, анализировался хроматографическим методом. Помимо этого определя-

Табл.1 Групповой состав прямогонного бензина НК-200°С, полученного разгонкой газового конденсата месторождения Прибрежное Краснодарского края

Класс углеводородов	Алканы	Изоалканы	Нафтенy	Арены	Алкены	Прочие
Содержание углеводородов в исходном сырье, %	35,834	25,841	22,821	15,152	0,0523	0,2997

лись такие свойства продуктов, как выход на пропущенное сырье, показатель преломления, октановое число, по моторному методу.

Результаты хроматографического анализа состава катализатора, полученного при облагораживании прямогонной бензиновой фракции, представлены в виде столчатой диаграммы на рис.1.

Согласно данным хроматографического анализа, в составе катализатора, полученного при температуре 150°С, наблюдается увеличение количества алканов изомерного строения, позволяющее предположить, что в реакционной системе присутствуют превращения как по радикальному, так и по ионному механизмам, и образующиеся при более низкой температуре алкены успевают претерпеть изомеризацию с последующим гидрированием. Также возможен расход образующихся в процессе облагораживания алкенов на реакции алкилирования и димеризации. В данном случае уместно предположение, что именно увеличение количества изомерных алканов обуславливает значительное повышение октанового числа (до 66 пунктов по моторному методу) в ходе реакции, т.к. в продукте, являющемся компонентом моторного топлива, низко содержание ароматических углеводоро-

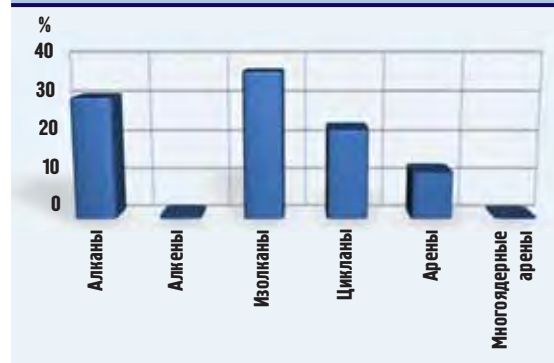
дов, из которых на долю бензола приходится менее 0,5%.

Одним из возможных объяснений полученных результатов является существенное повышение количества активных центров, образующихся при обработке каталитической поверхности катионами сильной кислоты. Однако здесь стоит отметить, что при проведении аналогичного эксперимента с нанесением на исходный катализатор сильной кислоты (хлорной) стабильные результаты получены не были. В данном случае причиной прекращения работы катализатора явилась потеря его активности в связи с быстрым образованием кокса на активных центрах. Для сравнения стоит отметить, что образец с нанесенной на него хлорной кислотой проработал около пяти часов, в то время как образец с нанесенной на него органической солью продолжал сохранять каталитическую активность в течение более длительного времени.

Безусловно, стоит отметить, что данные реакции облагораживания проводились при достаточно мягких условиях, а значит, при использовании таких контактов в промышленных масштабах можно говорить о значительном снижении тепловой нагрузки экосистемы и создании основы для нового процесса «зеленой химии». Кроме того обращает на себя

внимание высокое качество полученного катализатора, а именно высокое содержание в нем изомерных алканов и достаточно низкое количество ароматических соединений, присутствие которых в товарном продукте ограничено экологическими тре-

Рис. 1 Групповой состав продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-200°С



бованиями международных стандартов. Таким образом, одним из возможных решений проблемы экологически чистого производства высокооктанового качественного автомобильного топлива из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья является использование низкотемпературных расплавов солей в качестве промотирующих агентов цеолит-содержащих катализаторов. [1]

Список использованной литературы

1. Гуреев, А.А. Производство высокооктановых бензинов [Текст] / А.А. Гуреев, Ю.М. Жоров, Е.В. Смидович. — М.: Химия, 1981. - 224 с.
2. Мовсумзаде, Э.М. Цеолиты — зарождение и пути их использования [Текст] / И.С. Елисеева, М.Л. Павлов, Е.М. Савин. // Нефтехимия, - 1985.- №5. - С. 63–77.
3. Наймарк, И.Е. Синтетические минеральные адсорбенты и носители катализаторов [Текст] / И.Е. Наймарк - Киев: Наука думка, 1982. - 216 с.
4. Зеленская Е.А. Исследование влияния модифицирующих добавок на характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Экспозиция. Нефть. Газ № 4. 2011. С. 31–32.
5. Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П., Завалинская И.С., Илларионова В.В. Исследование процесса облагораживания низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция. Нефть. Газ № 5. 2011. С. 48.
6. Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П., Завалинская И.С., Исследование влияние термического воздействия на характеристики продуктов каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции// Нефтяное хозяйство № 5. 2012. С.116–117

ИНТРИГА РЫНКА ПВХ: ОТ КАРТЕЛЯ К КОНКУРЕНЦИИ

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»



В декабре прошлого года в отечественной нефтехимии разразился скандал — ФАС объявила о существовании картеля производителей одного из самых распространенных пластиков, поливинилхлорида (ПВХ), как и каустической соды, — в который оказались вовлечены все крупнейшие игроки данного рынка, кроме СИБУРа. Эта новость осталась почти не замеченной центральными СМИ, хотя напрямую касается практически всех граждан России из-за широкого использования продукции из ПВХ в повседневной жизни и потому, что стоимость материала отражается на их кошельках.

Как бы там ни было, но первые штрафные санкции обойдутся участникам сговоров в 1,4 млрд рублей, что явно окажет влияние на их инвестиционную политику. И это на фоне того, что российский мощности по выпуску ПВХ не хватает для удовлетворения внутренних потребностей, поэтому объем его импорта приближается к масштабам собственного производства. Ситуацией, похоже, намерен воспользоваться СИБУР, четвертый по масштабам производитель ПВХ, развивающий вместе с бельгийской Solvay СП «РусВинил» в Кстово, которое способно обеспечивать более половины сегодняшних потребностей России в ПВХ...

ПВХ является продуктом полимеризации винилхлорида и выпускается в виде сыпучего порошка, предназначенного для дальнейшей переработки. На него приходится 17% общемирового производства пластиков, и по этому показателю он уступает только полиэтилену и полипропилену.

Различают два вида данного продукта — суспензионный (ПВХ-С) и эмульсионный (ПВХ-Э). На основе ПВХ-С производят оконные профили и сайдинг (около 2/3 российского рынка поливинилхлорида), кабельную изоляцию (17–18%), пластиковые трубы (7–8%). В последнее время активно развиваются и такие направ-

ления применения ПВХ, как изготовление пленок и мембран.

Эмульсионный ПВХ служит для производства линолеума, обоев, искусственной кожи, отдельных элементов автомобилей. Кроме того, в мировой практике изделия из ПВХ широко используются в электротехнической, пищевой и легкой промышленности, судостроении и тяжелом машиностроении, медицине и сельском хозяйстве. А по своим свойствам ПВХ делится на пластикат (мягкий, с использованием пластификаторов) и винипласт (жесткий, без пластификаторов).

По данным компании «Маркет Репорт», в 2012 году производство ПВХ в России составило 616 тыс. тонн, что на 7% превысило показатель предыдущего года. В том числе 595 тыс. тонн пришлось на суспензионный ПВХ (рост на 7,4%, или на 41 тыс. тонн по сравнению с предыдущим годом) и 21 тыс. тонн — на эмульсионный (сокращение на 5%, см. «Производство и импорт ПВХ»). Всего в стране лишь пять предприятий выпускают данную продукцию.

Но планы по расширению производства ПВХ весьма амбициозны. В представленном Минэкономразвития Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года отмечается, что к 2020 году объемы выпуска «полимеров винилхлорида или прочих галогенированных олефинов в первичных формах» должны увеличиться, в зависимости от сценария, на 88–136% по сравнению с 2011 годом и достигнуть от 1201 до 1508 тыс. тонн. А к 2030 году рост составит 92,6–185%, что соответствует 1230–1820 тыс. тонн.

Картель и СИБУР

Крупнейшими производителями суспензионного ПВХ в России являются «Саянскимпласт», а также стерлитамакский и волгоградский заводы с одинаковым названием «Каустик».

«Саянскимпласт» 22 декабря прошлого года отметил 30-летие существования своих мощностей по изготовлению поливинилхлорида. А чуть раньше, в мае 2012 года, на предприятии была выпу-

щена пятимиллионная тонна смолы ПВХ. В прошлом году завод увеличил производство данной продукции на 14 тыс. тонн, до 273 тыс. тонн (44% от общероссийского уровня). Планируется, что в нынешнем году оно возрастет до 280 тыс. тонн, а 2014-м — до 350–370 тыс. тонн.

Но «Саянскимпласт» сталкивается с немалыми трудностями, которые ограничивают рост выпуска поливинилхлорида. Согласно стратегии предприятия 2006–2020 уже к 2010 году мощности по получению ПВХ должны были достигнуть 400 млн тонн. К указанному году была введена в эксплуатацию новая печь пиролиза мощностью 200 тыс. тонн винилхлорида в год; на этот проект было затрачено более \$60 млн. Но ныне компания не может преодолеть порог даже в 300 тыс. тонн, поскольку не хватает сырья (в его качестве выступает этилен, производимый на принадлежащем «Роснефти» Ангарском заводе полимеров).

Второй причиной отказа от ранее провозглашенных планов гендиректор «Саянскимпласта» Николай Мельник называет неблагоприятную ценовую конъюнктуру, связанную, в том числе, с увеличением импорта ПВХ из США, Европы, Турции, Китая и Украины (см. «Цены на ПВХ...»).

Стерлитамакский «Каустик» увеличил производство ПВХ со 174 тыс. тонн в 2011 году до 200 тыс. тонн в прошлом году (то есть на его долю приходится около 1/4 российского рынка). А мощности по выпуску данной продукции были наращены до 220 тыс. в год. Но дальнейшие планы предприятия гораздо амбициознее. Дело в том, что 17 января нынешнего года акционеры «Каустика» одобрили его вхождение в формируемую Башкирскую содовую компанию.

В ее состав будут включены еще три предприятия, контролируемые холдингом «Башкирская химия»: стерлитамакская «Сода», Березниковский содовый завод и транспортная структура «Транснефтехим». При этом 60% в уставном капитале Башкирской содовой компании будет принадлежать «Башхиму», 38% — властям республики и 2% — меньшинствам.

В развитие новой компании «Башхим» обещает вложить 4 млрд рублей собственных и заемных средств. И одним из главных проектов должно стать увеличение производства ПВХ на «Каустике» до 600 тыс. тонн в год к 2018–2019 годам. Как сообщил гендиректор предприятия Ан Ен Док, в течение 2012 года осуществлялись предпроектные проработки технических решений по объекту «ПВХ-600» и эта деятельность будет продолжена и в нынешнем году.

Но здесь, опять-таки, возникает проблема сырья. Данный завод, как и множество других нефтехимических предприятий Волжского региона, оказался заложником пресловутого этиленового кольца — трубопровода с ограниченной мощностью, неспособного утолить жажду всех страждущих. Для обеспечения поставок этилена «Каустик» в прошлом году даже построил собственный участок трубопровода.

Однако основные надежды связываются с увеличением производства этилена на «Нижнекамскнефтехиме». Как сообщил в январе президент Татарстана Рустам Минниханов, этот промышленный гигант уже приступает к строительству комплекса по производству 1 млн тонн этилена в год; все необходимые для этого решения приняты.

Тетка башкирского предприятия волгоградский «Каустик» в

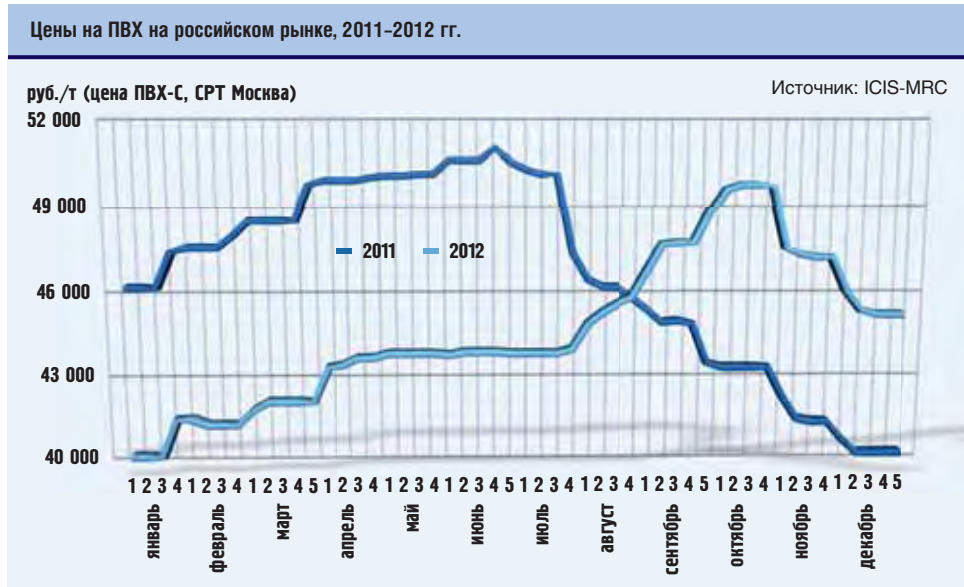


прошлом году, наоборот, уменьшил масштабы производства ПВХ на 4%, до 87 тыс. тонн (около 14% российского рынка). Это объясняется техническими сложностями, возникшими после плановой остановки на профилактику в апреле-мае прошлого года. Предприятие является основным акти-

В 2012 году производство ПВХ в России составило 616 тыс. тонн, что на 7% превысило показатель предыдущего года

вом группы «Никохим», которая с 2006 года пытается создать в Волгоградской области химический технопарк. И на базе «Каустика» происходит консолидация мощностей по выпуску ПВХ.

Так, в начале 2012 года он присоединил к себе ОАО «Пласткард» — производителя и экспортера поливинилхлорида, а летом прошлого года поглотил ОАО



«Пласткаб», изготавливавшее поливинилхлоридные пластики. Кроме того, группа «Никохим» на паритетных началах с бельгийской компанией Solvay владеет совместным предприятием «Солигран», производящим ПВХ-композиции и ПВХ-пластики.

Российских мощностей по выпуску ПВХ не хватает, поэтому объем его импорта приближается к масштабам собственного производства

Пять лет назад, до кризиса, «Никохим» заявлял о масштабных планах по увеличению производства ПВХ. На первом этапе планировалось нарастить его до 90 тыс. тонн в год, а впоследствии, вложив 1,6 млрд рублей, — до 150 тыс. в год. Благодаря этому, как заявлял гендиректор «Никохима» Эльдор Азизов, компания рассчитывала занять четверть российского рынка ПВХ. Но

Из-за нехватки сырья «Саянскхимпласт» не может преодолеть порог производства в 300 тыс. ПВХ в год

в результате была выполнена только первая часть этого плана, и компания ограничилась производством в пределах 90 тыс. тонн ПВХ и 14%-ной долей рынка.

Стерлитамакский «Каустик» продолжает реализацию проекта по увеличению выпуска ПВХ до 600 тыс. тонн в год

О планах дальнейшего расширения мощностей в последнее время больше не сообщалось. Хотя надо отметить, что это предприятие обладает существенным конкурентным преимуществом — оно было образовано на основе Светлоярского месторождения поваренной соли. А соль служит обязательным компонентом при изготовлении ПВХ (из нее выделяет хлор).

Наконец, четвертый по масштабам производитель поливи-

Два «трупа» и один банкрот

Что же касается рынка эмульсионного ПВХ, то тут никакой картель и не нужен — его единственным производителем является волгоградский завод «Химпром», который в прошлом году изготовил около 21 тыс. тонн смолы (на 5% меньше, чем годом ранее). Но монопольное положение отнюдь не способствует его процветанию — как отмечают эксперты, мощности данного предприятия физически и морально устарели и оно уже несколько лет находилось на грани банкротства.

Последней каплей стали громкие скандалы со сменой руководства — команда менеджеров, не сумевшая вывести предприятие из кризиса, была «отправлена в отставку», но успела начислить себе «отступные» в размере 15 окладов. В общей сложности эти «золотые парашюты» потянули на 20 млн рублей. Предприятию пришлось возвращать себе деньги через суд.

Наконец, в ноябре прошлого года Арбитражный суд Волгоградской области признал ОАО «Химпром» банкротом и ввел конкурсное производство на полгода для удовлетворения требований кредиторов. В частности, согласно сообщениям СМИ, только поставщикам энергии предприятие задолжало без малого 4,5 млрд рублей. Но новое руководство предприятия заверяет, что Министерство промышленности и торговли намерено сохранить кадровый, инфраструктурный и производственный потенциал «Химпрома».

Это особенно важно в связи с тем, что два других предприятия по выпуску ПВХ-Э — «Усольехимпром» (Иркутская область) и входящее в группу «Еврохим» ОАО НАК «Азот» (г. Новомосковск, Тульская область) — уже отказались от производства данной продукции. Все три завода данной подотрасли были созданы в 1960-е годы, и их совокупная мощность достигала 73 тыс. тонн в год. Но «Усольехимпром» уже демонтировало оборудование и продало его волгоградским коллегам. «Азот» ранее выпускал 28 тыс. суспензионного ПВХ (и собирался увеличить этот уровень до 40–45 тыс. в год) и 19 тыс. эмульсионного. Однако в прошлом году показатели оказались уже нулевыми...

Между тем, спрос на ПВХ-Э, по оценкам экспертов, к 2020 году достигнет 200–220 тыс. тонн в год.

нилхлорида — СИБУР — в прошлом году увеличил объем его выпуска на 17%, почти до 35 тыс. тонн (примерно 5,7% рынка). ПВХ изготавливается на дочернем предприятии холдинга «СИБУР-Нефтехим», созданном на базе завода «Капролактам» (г. Дзержинск Нижегородской области).

Однако в конце марта 2013 года СИБУР приступил к плановому поэтапному закрытию производств хлорной цепочки и перепрофилированию данной площадки в индустриальный парк. Взамен этого СИБУР создает новое крупнейшее производство, которое позволит ему выйти на рынок в новом качестве. Возможно, новое производство поменяет ситуацию на рынке. Правила игры на сегодняшнем рынке, действительно, неоднозначны. Как упоминалось в начале статьи, ФАС «раскрыла картельный заговор» в сфере реализации поливинилхлорида. 10 мая 2012 года она возбудила дело о нарушении ан-

тимонопольного законодательства, а 17 декабря признала факт нарушения закона. Фактически ФАС «замела» всех производителей данной продукции, за исключением СИБУРа, а также их материнские холдинги и торгово-посреднические структуры. В нарушении закона были уличены ОАО «Единая торговая компания», ОАО «Саянскхимпласт», ООО «Сибирская химическая компания», ОАО «Башкирская химия», ОАО «Каустик» (г. Стерлитамак), ООО «Никохим» и ОАО «Каустик» (г. Волгоград).

Комиссия ФАС установила, что еще в 2005 году они заключили соглашение, согласно которому поделили между собой российский рынок суспензионного поливинилхлорида, установили доли производства и реализации его отдельных марок. Они также «распределили» между собой покупателей и договорились об обмене информацией и документами об объемах выпуска, продаж и о клиентской базе.

Технологии «РусВинила»

Так, для производства хлора был выбран процесс мембранного электролиза, как наиболее современный, энергосберегающий и экологически безопасный. В отличие от устаревших ртутного и диафрагменного способов электролиза, мембранный метод исключает использование таких вредных для человека и окружающей среды веществ, как ртуть и асбест. Также практика показывает, что энергосберегающий эффект на bipolarных установках мембранного электролиза составляет порядка 250 кВт на тонну каустической соды, что является выгодным преимуществом по сравнению с устаревшими методами электролиза.

Мембраны, представляющие собой ионообменные пластины, не позволяют смешиваться веществам, образующимся в процессе электролиза раствора поваренной соли. Водород, получаемый при производстве хлора, используется затем в качестве топлива (в смеси с метаном) в печах пиролиза. Каустическая сода подвергается очистке, упариванию и поступает потребителям в виде 50%-ного раствора. Она имеет широкое применение в целлюлозно-бумажной, химической промышленности, нефтепереработке, агропромышленном комплексе и АПК.

Хлор после осушки, охлаждения и компримирования будет напрямую по трубопроводу поступать на второй производственный этап. На данной стадии путем соединения хлора или хлороводорода с этиленом (он будет поставляться с нефтехимического завода ООО «СИБУР-Кстово») синтезируется дихлорэтан. Полученный ДХЭ будет охлаждаться в специальном конденсаторе, очищаться и подаваться на крекинг (термическое расщепление, которое происходит в печах пиролиза при температуре 450–500°C и под давлением 13–15 бар). В результате выделяются два газа: винилхлорид мономер (ВХМ), необходимый для производства ПВХ, и газообразный хлороводород. Последний возвращается в производство ДХЭ.

Наконец, на третьем этапе будет осуществляться суспензионная или эмульсионная полимеризация ВХМ. Суспензионная полимеризация будет происходить в больших автоклавных реакторах (металлических котлах с двойной стенкой) объемом 140 м³. Там винилхлорид перемешивается в водной среде со специальными добавками, эмульгаторами и инициатором реакции. В результате его молекулы соединяются в длинные полимерные цепочки. По окончании процесса образуется взвесь из поливинилхлорида, которая отправляется на дегазацию (удаление непрореагировавшего ВХМ) и осушку. Затем ПВХ просеивается с целью удаления некондиционного продукта и подается на фасовку и упаковку. Эмульсионный способ похож на суспензионный, только включает несколько дополнительных стадий, что приводит к образованию частиц ПВХ гораздо более мелкого размера (для применения в более деликатных и технологичных видах переработки смолы).

потребностей, поэтому объем его импорта приближается к масштабам собственного производства. В 2012 году он составил 526 тыс. тонн, что на 6% меньше, чем годом ранее.

Однако сокращение закупок за рубежом объясняется не падением спроса, а тем, что российские импортеры в 2011 году приобрели слишком большое количество данной продукции и в прошлом году были вынуждены

Группа «Никхим» заявляла о планах по наращиванию производства ПВХ до 150 тыс. тонн в год, но реализовала только первый этап данного проекта

использовать образовавшиеся запасы. Экспорт же российского ПВХ всегда был незначительным, а в прошлом году оказался сведенным к нулю.

Как отмечалось выше, три из пяти компаний-производителей ПВХ имели планы по расширению

Из трех производителей эмульсионного ПВХ два прекратили его выпуск. А третий объявлен банкротом

своих активов: стерлитамакский «Каустик» — на 400 тыс. тонн, «Саянскхимпласт» — на 120 тыс. тонн, волгоградский «Каустик» — на 60 тыс. тонн. То есть, если бы все эти планы были реализованы,

ФАС: картельный сговор, исключая СИБУР, производителей ПВХ и каустической соды, которым пока доначислено налогов на сумму свыше 1,4 млрд рублей

можно было бы полностью закрыть все сегодняшние потребности внутреннего рынка. Но и его объемы постоянно увеличиваются, ПВХ получает все более широкое применение в строительстве, ЖКХ и других отраслях. Поэтому и возникает необходимость создания новых предприятий по его выпуску.

«Подобные соглашения запрещены действующим законодательством как исключаящие конкуренцию между сторонами соглашения. Компании-правонарушители будут подвергнуты административному преследованию, а также, учитывая размер полученных ответчиками доходов, Комиссия ФАС России приняла решение о передаче материалов дела в МВД РФ для решения вопроса о возбуждении уголовного дела», — заявил начальник управления по борьбе с картелями Александр Кинев.

Аналогичное решение ФАС приняла и относительно производителей каустической соды. По

итогах обоих дел она направила обращение в ФНС, и та отреагировала незамедлительно. В начале марта было объявлено, что фигурантам двух картелей доначислено налогов на сумму свыше 1,4 млрд рублей. И это еще не вечер: в отношении трех хозяйствующих субъектов налоговые проверки продолжаются, а в отношении трех других они запланированы на нынешний год.

Перемены на рынке

Сегодня российских мощностей по выпуску ПВХ не хватает для удовлетворения внутренних

СИБУР на паритетных началах учредил совместное предприятие с одним из ведущих мировых производителей ПВХ — европейской компанией SolVin (она, в свою очередь, является СП международной химической группы Solvay и немецкого концерна BASF). Данное СП получило название «Рус-Винил»; в его задачи входят строительство и дальнейшая эксплуатация комплекса по выпуску поливинилхлорида в Кстовском районе Нижегородской области.

СИБУР создал совместное предприятие с бельгийской компанией

В 2007 году была подготовлена предпроектная документация, проведена оценка воздействия на окружающую среду. В 2009 году проект прошел государственную экспертизу и получил положительное заключение. Наконец, 12 июля

На предприятии в Кстово будет внедрена одна из самых современных технологий по производству ПВХ, что даст существенные конкурентные преимущества

2010 года был заложен «первый камень» в основание будущего комплекса. Стройка должна завершиться к декабрю нынешнего года, и в 2014 году завод выдаст первую продукцию.

Дополнительную интригу на рынке ПВХ, возможно, создадут поставки с предприятия ЛУКОЙЛа на Украине и экспансия американских производителей

На предприятии будет внедрена одна из самых современных технологий по производству ПВХ. Следует отметить, что передовые методы будут использоваться на всех трех стадиях производства — при получении хлора, получении винилхлорида и его полимеризации (см. «Технологии РусВинила»).

Одновременно, напомним, СИБУР закрывает свои морально

устаревшие мощности по производству ПВХ на заводе «Капролактан» в составе «СИБУР-Нефтехима».

К реализации проекта строительства нового комплекса по производству ПВХ СИБУР привлек, помимо SolVin, еще целый ряд ведущих западных предприятий. Так, проектирование и поставку оборудования обеспечивает международная инженеринговая группа Technip. Поставщиком кислорода, азота и сухого сжатого воздуха станет французская компания Air Liquide, строящая на площадке «РусВинила» собственный комплекс воздухоразделения. Созданием логистической платформы занимается немецкая корпорация Karl Schmidt.

Планируется, что «РусВинил» будет производить 300 тыс. тонн суспензионного ПВХ, 30 тыс. тонн эмульсионного и 235 тыс. тонн каустической соды. То есть одно это СП будет обеспечивать значительную часть сегодняшних потребностей России в ПВХ, а с учетом расширения внутреннего рынка данный показатель может составить около 35%.

На смену картелю — конкуренция


СИБУР планирует наращивать свое присутствие, прежде всего, в строительных марках ПВХ. Большую часть продукции предприятия планируется поставлять на российский рынок. Основными регионами сбыта, вероятнее всего, будут Центральный, Приволжский, Северо-Западный и Южный федеральные округа.

Новый комплекс послужит базой для создания целого ряда перерабатывающих производств, которые могут разместиться на базе Индустриального парка «Ока-Полимер», создаваемого в Дзержинске Нижегородской области на базе уже упоминавшегося завода «Капролактан», входящего в состав «СИБУР-Нефтехима». Формирование кластера уже началось, резидентами становятся не только химические компании, но и производители другой продукции. Впрочем, все они получают возможность использовать существующую

инфраструктуру, ремонтное хозяйство, электричество, газ и т.п., что существенно снижает расходы каждого участника. А переработчики ПВХ, кроме того, могут рассчитывать и на долгосрочные контракты с будущим комплексом «РусВинил» на поставку сырья и существенно сэкономить на его доставке. Хотя, как отмечают эксперты, широчайшие возможности для сбыта сибуровского ПВХ и без того имеются — в расположенной неподалеку Московской области сосредоточено огромное количество фирм, выпускающих пластиковые окна, сайдинг и другую продукцию для бедного рынка столичного региона...

Таким образом, у СИБУРа имеются реальные возможности серьезно встряхнуть российский рынок ПВХ, предложив большие объемы высококачественной продукции.

Однако серьезным конкурентом СИБУРа может стать ЛУКОЙЛ. Напомним, в 2011 году компания В.Алекперова запустила в украинских Калушах производство ПВХ мощностью 300 тыс. тонн в год. И первые итоги его деятельности показали, что оно ориентировано не столько на украинский, сколько на российский рынок. Так, работая с 50%-ной загрузкой, завод в 2011 году поставил в Россию и Белоруссию 92 тыс. тонн ПВХ, а украинским потребителям — в два раза меньше, 44 тыс. тонн. Правда, в прошлом году это предприятие из-за возникших разногласий ЛУКОЙЛа с украинскими властями было остановлено, но его функционирование рано или поздно возобновится. И если направления поставок останутся прежними, то это создаст дополнительную интригу на отечественном рынке ПВХ.

Наконец, та же Украина уже ощутила прелести экспансии дешевых американских нефтехимических продуктов, получаемых из сланцевого газа, и в первую очередь — ПВХ. Не исключено, что подобный сценарий ждет и Россию. В любом случае, тихая и спокойная жизнь на рынке ПВХ завершена, данную отрасль ждет напряженная конкурентная борьба. 

Нефтяная промышленность России, январь-февраль 2013 г.

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	13649.2	98.49	3124.6	103.28	29614	25753	3861
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	7090.7	97.45	2174.5	100.46	16555	14788	1767
Когалымнефтегаз	2012.7	49.27	132.9	51.21	3760	3477	283
Лангепаснефтегаз	1104.8	96.65	87.6	113.19	3099	2710	389
Повхнефтегаз	1968.3		134.1		4270	3694	576
Покачевнефтегаз	1128.4	99.45	90.2	107.72	2439	2182	257
Урайнефтегаз	813.7	96.22	158.1	116.23	2828	2582	246
Ямалнефтегаз	62.7	92.77	1571.7	97.75	159	143	16
Волгодеминийол	70.8	93.10	13.4	112.64	18	18	
КАМА-ойл	22.3	107.53	1.8	61.38	16	15	1
ЛУКОЙЛ-АИК	394.4	88.50	35.9	92.52	420	398	22
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	157.1	88.90	3.9	101.10	308	302	6
ЛУКОЙЛ-Коми	2210.9	99.45	256.6	101.91	3223	2477	746
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	216.2	319.72	207.7	187.21	11	8	3
ЛУКОЙЛ-Пермь	2135.4	101.69	243.7	96.53	6361	5589	772
Нарьянмарнефтегаз	241.8	66.81	44.0	94.58	92	84	8
НМНГ-МНА	21.4	138.95	2.0	85.61	14	7	7
ПермТотиНефть	31.3	111.76	0.7	105.58	83	74	9
РИТЭК	1038.6	99.19	139.5	101.26	2434	1928	506
Турсунт	18.5	92.18	0.9	92.95	79	65	14
Роснефть	19243.0	101.11	3455.3	103.74	24488	20857	3631
Ванкорнефть	3364.4	123.17	1065.0	122.52	248	246	2
Востсибнефтегаз	31.5	108.62	6.1	108.62	10	8	2
Грознефтегаз	81.1	63.35	41.7	86.06	230	219	11
Дагнефтегаз	4.5	102.97	45.8	91.35	26	25	1
Полярное Сияние	77.9	82.11	8.0	85.33	30	30	
РН Ингушнефть	9.9	101.45	0.9	89.10	264	90	174
РН-Дагнефть	21.5	79.59	4.1	81.49	74	67	7
РН-Краснодарнефтегаз	146.0	99.57	535.9	104.96	1180	1027	153
РН-Маланинская группа	9.5	49.19			13	11	2
РН-Пурнефтегаз	1060.9	91.43	725.8	88.87	1951	1639	312
РН-Сахалинморнефтегаз	231.2	103.21	78.5	84.62	1197	1030	167
РН-Северная нефть	537.0	89.64	46.2	87.04	342	324	18
РН-Ставропольнефтегаз	134.5	95.79	19.0	117.77	436	319	117
РН-Юганскнефтегаз	10767.5	98.40	768.9	103.98	10371	8935	1436
Самаранефтегаз	1721.9	100.21	94.7	94.93	3917	3123	794
Удмуртнефть	1043.6	98.86	14.6	110.21	4199	3764	435
Газпром нефть	5110.4	99.83	2078.9	112.26	7013	6307	706
Арчинское	27.7	85.03	29.6	116.07	63	37	26
Газпром нефть	167.1	85.90	12.5	72.83	185	171	14
Газпром нефть Новый Порт	0.6				8		8
Газпром нефть Оренбург	138.3	156.45	189.7	115.61	196	178	18
Газпромнефть-Восток	154.1	89.55	23.3	95.40	161	151	10
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	1780.7	91.55	1166.1	120.89	3558	3147	411
Газпромнефть-Хантос	165.6	116.29	7.1	105.42	127	123	4
Живой исток	0.7	37.12	0.2	88.94	2	1	1
Заполярьефть	612.2	98.76	487.0	97.72	1005	858	147
МАГМА	79.4	116.07	8.1	116.35	92	82	10
Сибнефть-Югра	1902.1	106.71	127.1	106.32	1579	1528	51
ЦНТ	37.0	137.85	3.7	178.11	15	13	2
ЮУНГ	44.9	101.25	24.5	110.64	22	18	4

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Сургутнефтегаз	9923.1	99.16	1993.9	95.48	21253	19653	1600
Сургутнефтегаз (УФО)	8781.7	97.47	1882.0	94.69	20856	19275	1581
Сургутнефтегаз (Якутия)	1141.4	114.44	111.9	111.20	397	378	19
ТНК-ВР Холдинг	11542.6	97.36	2557.0	100.00	21153	16085	5068
Бугурасланнефть	270.9	107.77	6.6	119.99	423	359	64
Ваньеганнефть	207.4	87.43	191.8	100.72	395	319	76
Варьеганнефтегаз	269.1	92.11	288.5	103.70	1235	579	656
ВЧНГ	1215.1	115.48	172.6	100.74	205	160	45
Ермаковское	131.6	90.56	6.9	91.23	533	371	162
Кальчинское	87.0		4.9		118	112	6
Корп. Югранефть	58.7	90.42	7.3	131.56	184	152	32
ННП	421.6	86.42	40.5	83.89	976	875	101
Оренбургнефть	2953.8	96.35	530.8	101.52	2069	1815	254
Самотлорнефтегаз	2679.4	90.57	849.8	92.37	7997	6363	1634
Северо-Варьеганское	71.3	90.11	64.7	100.11	8	7	1
Сузун					6		6
Тагульское					5		5
ТНК-Нижневартовск	955.2	93.17	131.0	129.57	2331	2024	307
ТНК-Нягань	1054.4	94.18	221.4	109.36	4395	2690	1705
ТНК-Уват	1155.6	120.06	40.4	117.71	273	259	14
Тюменнефтегаз	11.5	10.05					
Татнефть	4260.6	99.07	148.7	99.46	22559	19221	3338
Абдулинскнефтегаз					3		3
Илекнефть	2.4	56.99	0.3	19.55	12	1	11
Калмтатнефть					4		4
Татнефть им. В.Д.Шашина	4209.0	98.93	147.3	100.41	22418	19119	3299
Татнефть-Самара	48.6	117.81	0.9	97.04	115	98	17
Татнефть-Северный	0.7	87.53	0.3	65.81	7	3	4
Башнефть	2515.2	99.98	99.7	108.31	16997	14482	2515
Башминерал	1.0	6.42	0.0	1.28	9	8	1
Башнефть	2497.6	100.72	98.4	110.08	16968	14458	2510
Геонефть	16.6	83.98	1.3	70.29	20	16	4
Славнефть	2788.0	94.29	178.4	95.51	4291	3608	683
Обънефтегазгеология	647.2	88.91	19.2	105.44	371	347	24
Обънефтегеология	76.5	95.96	5.6	121.84	105	70	35
Славнефть	95.4	77.67	6.0	77.78	64	55	9
Славнефть-Красноярскнефтегаз	1.6	37.51	0.3	37.55	11	4	7
Славнефть-Мегионнефтегаз	1512.8	93.43	123.4	94.63	3361	2789	572
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	85.1	76.96	8.1	119.90	89	80	9
Славнефть-Нижневартовск	346.7	129.94	14.2	83.69	236	215	21
Соболь	22.8	89.35	1.6	115.02	54	48	6
РуссНефть	2197.7	96.94	347.1	93.97	4616	4182	434
Аганнефтегазгеология	106.3	93.81	8.6	84.77	84	66	18
АКИ-ОТЪР	223.3	84.27	12.7	81.33	265	247	18
Белкамнефть	364.1	102.31	5.2	99.73	1250	1185	65
Белые ночи	330.5	108.38	111.0	115.66	420	356	64
Валюнинское	3.5	85.55	0.2	85.87	10	7	3
Варьеганнефть	178.2	96.26	95.3	82.90	812	726	86
Голойл	26.3	59.76	1.7	63.71	27	23	4
Западно-Малобалыкское	109.9	74.77	3.8	74.35	149	141	8
Камбарская ННК	0.8	97.69	0.0		3	3	
Мохтикнефть	55.8	82.70	2.9	81.98	31	29	2
Нефтеразведка	0.8	103.44	0.0	100.00	6	4	2
Ново-Аганское	11.1		1.3		8	7	1
Окуневское	2.0	102.32	0.0	110.00	2	2	
Регион-й нефтяной консорциум	194.8	102.22	2.5	96.13	365	343	22
РешНК	3.7	65.99	0.1	66.07	9	7	2

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Рябовское	40.7	156.69	0.6	156.06	51	47	4
Саратов-Бурение	5.7	53.29	4.5	81.01	21	19	2
Саратовнефтегаз	142.8	93.13	74.1	81.93	338	314	24
Севернефть-Ярайнер					5		5
Томская нефть	167.0	1778.90	19.3	1072.71	108	99	9
Удмуртгеология	19.7	96.92	0.2	96.14	57	55	2
Удмуртская ННК	18.2	102.42	0.2	101.79	84	82	2
Удмуртская нефтяная компания	41.9	66.26	0.4	71.50	68	65	3
Ульяновскнефть	125.5	175.37	1.0	141.28	257	231	26
Уральская нефть	5.1	85.43	0.1	85.32	115	64	51
Черногорское	19.6	117.95	1.3	111.99	71	60	11
Нефтяные компании, итого	71229.8	99.05	13983.6	102.44	151984	130148	21836
Газпром	2782.8	112.97	90911.0	97.69			
Газпром добыча Астрахань	706.1	98.58	2049.2	98.92			
Газпром добыча Иркутск	0.5	103.28	7.2	93.72			
Газпром добыча Краснодар	57.3	95.39	559.6	99.82			
Газпром добыча Надым	3.9	443.91	13270.1	132.42			
Газпром добыча Ноябрьск	8.1	111.46	9067.2	91.44			
Газпром добыча Оренбург	58.0	92.07	2662.4	94.33			
Газпром добыча Уренгой	885.1	103.97	18795.8	86.99			
Газпром добыча Ямбург	843.5	155.57	36920.1	96.95			
Газпром трансгаз Югорск			9.2	95.83			
Калмгаз			11.4	79.23			
ПУРГАЗ			2556.4	92.67			
Севернефтегазпром			4426.7	95.81			
Сервиснефтегаз	0.9	106.26	1.2	113.26			
Томскгазпром (Востокгазпром)	219.4	99.27	574.6	100.63			
НОВАТЭК	719.8	100.66	9088.5	104.01	77	49	28
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	255.4	105.02	2730.3	93.21	76	48	28
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	464.4	98.41	6358.2	109.46	1	1	
Прочие производители							
Восточносибирская Управл. компания	131.8	133.59	121.8	223.85	58	48	10
Дулисьма	131.8	133.59	121.8	223.85	58	48	10
Зарубежнефть	389.9	126.75	13.9	135.26	102	88	14
РУСВЬЕТПЕТРО	389.9	126.75	13.9	135.26	102	88	14
Юкола-нефть	34.0	116.30	1.5	135.60	32	25	7
Богородскнефть	27.2	107.89	1.1	119.16	24	24	
Поволжскнефть	6.9	167.94	0.4	216.30	8	1	7
Бурнефтегаз	5.5	247.61	0.2	300.00	14	6	8
Соровскнефть	5.4	244.82	0.2	291.46	13	6	7
Тортасинскнефть	0.1		0.0		1		1
Альянс	400.4	87.60	16.1	117.18	546	493	53
ВТК	71.9	116.26	4.1	146.89	77	74	3
Колвинское	94.6	64.28	2.0	63.08	37	24	13
Печоранефть	17.9	88.93	1.5	87.83	17	10	7
Санеко	85.7	95.67	5.3	232.79	56	45	11
Татнефтеотдача	80.0	110.85	1.1	111.65	298	287	11
Хвойное	50.4	75.97	2.2	77.08	61	53	8
Акмай	2.5	152.36	0.0	70.00	14	12	2
Алойл	45.2	99.08	1.5	101.26	190	188	2
АЛРОСА-Газ	1.3	103.86	68.6	103.79			
Альянснефтегаз	62.5	62.81	4.7	60.99	63	50	13
Арктикгаз	91.6	4881.66	671.1		9	9	
Арктикморнефтегазразведка	3.1	86.09	6.6	84.61	44	35	9
Арктикнефть	5.2	94.30	1.3	98.75	40	25	15
БайТекс	49.7	110.04	0.6	112.55	199	190	9
Бенталь	2.4	147.24	0.0	222.22	9	5	4

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Благодаров-Ойл	18.4	101.96	0.1	89.89	33	29	4
Богатовская Сервисная Компания					12		12
Братскэкогаз	0.1	100.88	1.3	104.47	3	2	1
Брендан	4.5	100.51	0.2	103.14	4	3	1
Булгарнефть	28.2	96.83	0.6	95.79	118	113	5
ВЕЛЛойл	0.7	89.67			15	9	6
Верхнеомринская нефть	0.1	15.37			10	1	9
Веселовское	1.9	140.71	0.3	140.38	4	3	1
Винка	0.0	79.55	0.0	100.00	5	3	2
Войвожнефть					11		11
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	2.2	78.47			4	4	
Вукошурнефть	1.0	96.63	7.4	37220.00	5	5	
ВУМН (Чишманефть)	28.7	97.19	0.2	95.35	102	95	7
Газнефтесервис	4.0	126.25	12.1	139.01	2	1	1
Геология	29.2	103.30	0.5	69.60	159	150	9
Геолого-разведочный иссл. центр	17.2	99.31	0.1	110.89	118	116	2
Геотех	19.8	89.48	0.4	45.61	69	65	4
Геотрансгаз			32.2	618.39			
Геотэкс	2.4	44.64	18.1	65.64			
Дальпромсинтез	5.7	308.87	0.0	0.30	5	5	
ДИАЛЛ АЛЬЯНС	7.6	150.60	70.3	89.73	19	7	12
Динью	9.9	79.77	0.7	87.03	17	16	1
Донгаздобыча			32.7				
Дружбанефть	3.6	98.11	0.0		30	28	2
Евро Альянс					2		2
ЕвроСибОйл	21.4	179.42	1.6	202.10	151	40	111
Елабуганефть	2.4	90.84	0.0	10.00	22	20	2
Енисей	77.2	89.09	6.7	86.21	45	39	6
ЕНЭС	2.7	77.80	0.2	81.90	11	11	
Западно-Новомолодежное	1.0		0.2		1	1	
Иделойл	27.5	98.44	0.2	98.88	211	195	16
Иджат	0.4	64.87			1	1	
ИНГА	33.3	104.66	4.0	104.73	51	10	41
Ингеохолдинг	1.6	130.61	0.1	130.26	2	2	
ИНК	415.8	124.71	174.6	180.85	72	58	14
ИНК-НефтеГазГеология	5.0	47.12	2.1	30.78	1		1
Институт РОСТЭК	0.4	117.72			2	2	
ИНТЭК-Западная Сибирь	6.2	427.47	0.1		3	3	
Иреляхнефть	7.0	36.93	0.8	20.35			
ИТАНЕФТЬ	0.5	97.85	0.0	100.00	8	5	3
Каббалкнефтетоппром	0.4	105.34	0.0	103.70			
Калининграднефть	2.0	79.29					
Калмпетрол	1.5	55.94	0.1	74.56	6	4	2
Камчатгазпром			82.5	117.23			
КанБайкал Резервсез Инк.	53.3	102.34	3.8	82.96	36	31	5
Кара-Алтын	84.6	100.88	0.5	96.34	411	398	13
Карбон	0.2	41.98	0.0	42.06	6	3	3
Карбон-Ойл	6.3	99.36			57	56	1
Каюм Нефть	85.2	133.33	13.3	277.05	38	30	8
Колванефть	102.7	147.34	15.4	147.34	20	13	7
Комнедра (УПК Недра)	96.2	104.76	10.5	101.36	26	19	7
Кондурчанефть	11.0	97.42	0.1	220.83	98	80	18
Кондурчанефть (Самара)	5.2	148.05	0.1	69.89	8	7	1
Косьюнефть	6.6	88.61	0.1	88.46	6	6	
Кумская нефть					1		1
Ленск-Газ	0.4	168.42	14.4	110.76			
МакОйл	2.7	100.64	0.0	100.00	32	32	

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
Матюшкинская вертикаль	34.1	96.83	3.3	176.58	61	55	6
МЕГАЛИТ	0.6	325.27			4	1	3
Меллянефть	11.8	88.83	0.0	60.56	66	51	15
Мессояханефтегаз	0.1						
МНКТ	19.5	95.39			97	93	4
НГК Горный	9.9	1346.05	0.1	1816.67	9	6	3
Негуснефть	61.7	78.78	18.0	77.74			
Недра-К	11.6	105.65	0.6	105.50	9	9	
Нефтебурсервис					14		14
Нефтегазопромысловые технологии	0.2	228.75					
НефтУС	44.7	187.42	6.7	187.44	9	5	4
Нефть (Саратовская обл.)	2.1	101.65					
Нефтьинвест	7.0	113.40	0.2	122.70	14	9	5
Нижеомринская нефть	2.1	96.59	0.0	10.53	94	30	64
Новосибирскнефтегаз	66.3	69.03	8.5	79.69	88	77	11
Нократойл	1.1	91.55	0.0	314.29	10	8	2
Норд Империл	12.2	92.23	4.7	74.04	38	25	13
Норильскгазпром	0.5	97.43	290.4	88.82			
Нортгаз	79.1	90.97	692.8	95.73			
Нурлатская нефтяная компания	0.3	169.61	0.0		8	4	4
Нэм Ойл	29.7	119.02	4.4	131.93	17	14	3
Ойлгазтэт	3.8	93.06	0.1	76.22	3	3	
Оренбургнефтеотдача	11.7	102.77	0.2	103.66	22	18	4
Охтин-Ойл	25.7	101.81	0.2	101.79	89	89	
Петросах	10.6	103.46	6.9	90.51			
Печоранефтегаз	30.1	86.60	0.8	88.02	74	67	7
Печорнефтегазгазпром	1.0	97.06	29.8	95.62			
Печорская энергетическая компания	6.7	96.76	0.3	113.57	17	12	5
Преображенскнефть	33.1	102.68	2.6	103.65	40	35	5
Прикаспийская Газовая Компания	7.8	110.58	0.2				
Пурнефть	14.2	74.58	11.4	186.37	29	22	7
Регион-Нефть	13.3	88.89	0.5	83.36	5	4	1
Регион-Сириус	0.2	63.16	0.0	50.00	3	3	
РедОйл	12.4	97.01	17.7	84.71	18	12	6
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	5.1	487.86	0.0	750.00	3	2	1
Речер-Коми	11.9	86.57	0.1	85.47	21	21	
Роспан Интернешнл	118.6	105.83	600.6	99.49			
РТП-Саратов	0.6	85.37	0.0		7	1	6
Руфьеганнефть	3.3	76.27	0.2	75.87	9	6	3
Садакойл	2.8	266.92	0.1	350.00	7	5	2
Салым Петролеум Дев. Н.В.	1150.6	87.65	46.9	92.50	525	475	50
Самараинвестнефть	27.1	111.70	0.3	113.97	61	54	7
Самара-Нафта	410.4	98.65	17.4	89.40	182	152	30
Саратовнефтегеофизика	7.2	117.04	0.4	147.79	12	11	1
Саратовнефтедобыча	4.0	558.97	0.3		1	1	
Сахалинская нефтяная компания			9.8	67.56			
Сахатранснефтегаз	0.1	113.85	1.4	107.11			
Севернефть-Уренгой	24.5	116.11	128.7	117.83			
Северное Сияние	11.0	74.82	0.8	52.54	13	8	5
Севернонефтегаз	28.4	104.14	3.9	99.75	10	9	1
Селена-Пермь	2.5	88.31	0.4	80.14	20	18	2
Селенгушнефть	1.5	88.40	0.6	32050.00	27	22	5
Сиаль	13.4	134.17	0.2	125.00	17	7	10
СибИнвестНафта					4	1	3
СИБИНТЭК	23.6	535.93	0.6	85.89	8	8	
Сибнефтегаз			1836.3	97.79			
Сибнефть-Чукотка			6.2	113.02			

Компания (предприятие)	Добыча нефти с газовым конденсатом		Добыча газа		Фонд нефтяных скважин, февраль 2013 г., кол-во		
	С начала 2013 г., тыс. тонн	% к соответств. периоду 2012 г.	С начала 2013 г., млн м ³	% к соответств. периоду 2012 г.	Эксп. фонд скважин, всего	Добывающих	Простаивающих
СМП-Нефтегаз	49.8	95.24	0.6	224.55	187	177	10
Средне-Васюганское	2.3	77.52	0.1	77.30	8	7	1
Стимул-Т	18.3	101.94	1.0	98.01	23	20	3
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	3.4	84.99	3.3		15	1	14
Таймыргаз	25.0	122.16	453.5	115.74			
ТАКС	0.1	125.56					
Тарховское	55.0	100.73	4.4	123.62	482	187	295
TATEX	73.5	96.70	1.0	102.96	424	419	5
Татнефтепром	41.7	98.53	0.3	69.77			
Татнефтепром-Зюзеенефть	54.9	90.66	0.5	91.19	245	237	8
Татнефть-Геология	27.0	100.46	0.6	80.44	67	62	5
Татойлгаз	66.5	102.45	1.7	106.19	384	354	30
Тевризнефтегаз	0.0		1.1	59.96			
ТЕРРИГЕН	0.2		0.0		9		9
Технефтьинвест	0.7	206.77	0.1	205.88	11	3	8
Тиман-Печора Эксплорэйшн	6.4	148.74	1.1	133.57	5	3	2
ТНГК-Развитие	38.2	96.83			126	120	6
ТНС-Развитие	12.1	169.72	0.2	169.60	8	8	
Томская нефтегазовая компания					6		6
Томскгеонефтегаз	4.7	89.11	0.3	118.98	4	4	
Томскнефть (ВНК)	1605.5	95.60	312.6	99.77	2947	2313	634
Трансойл	22.8	101.97	0.1	96.67	117	112	5
Транс-ойл	11.2	747.53	0.1		14	2	12
Троицкнефть	38.4	96.62	0.7	265.33	154	149	5
Ульяновскнефтегаз	3.7	108.70					
УНК-Пермь	8.7	116.24			29	29	
Уралнефтегазпром	8.5	77.36	53.5	92.86			
Уренгойская газовая компания	3.8	84.49	16.6	84.98			
Фроловское НГДУ	2.2	100.45	0.1	114.29	20	13	7
Ханты-Мансийская НК	1.9	108.13	0.2	109.04			
ХИТ Р	15.0	133.09	0.4	125.83	15	11	4
ЦНПСЭИ	7.4	81.84	0.6	85.11	17	16	1
Челеецкое НГДУ	5.6	81.72	0.1	81.31	34	33	1
ЧНД (Чумласнефтедобыча)	4.0	69.33	0.4	72.86	4	3	1
Шешмаойл	66.3	98.66	0.6	153.41	405	377	28
Энергетическая компания РИФ	1.1	84.75	0.2	45.10			
Южно-Аксютино	0.3	100.00	0.0	100.00	2	2	
Южно-Октеурское	11.4	88.13	0.9	92.38	19	11	8
Юпитер-А	3.1	71.28	0.1	70.80	15	12	3
Якутская ТЭК	24.7	107.37	475.9	107.15			
Ямал СПГ			5.4	28.86	2	1	1
Ямалтэк			3.4	106.67			
Ямбулойл	1.6	84.95	0.0	100.00			
Янгпур	21.2	83.41	19.7	89.36			
Яр-Ойл	0.2	48.71	0.0	50.00	1	1	
Прочие производители, итого	7231.3	100.18	6534.1	114.89	10957	9035	1922
Операторы СРП							
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	885.6	92.77	3252.6	99.51	25	16	9
Тоталь РРР	259.8	95.41	33.5	99.90			
Эксон НЛ (Сахалин-1) всего, в т.ч.	992.9	86.74	1550.2	100.76	45	30	15
Сахалин 1 (иностран. капитал)	794.3	86.74	1462.6	95.07	45	30	15
Роснефть	198.6	86.74	87.6				
Роснефть-Астра	84.4	86.74	37.2				
Сахалинморнефтегаз-Шельф	114.2	86.74	50.4				
Операторы СРП, итого	2138.3	90.16	4836.2	99.91	70	46	24
Всего	84101.9	99.32	125353.5	99.50	163088	139278	23810

Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов, январь-февраль 2013 г. (тыс. тонн)

Компания/завод	Первичная переработка нефти с начала 2013 г.	% к соответств. периоду 2012 г.	Производство основных видов нефтепродуктов			
			Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Керосин авиационный	Мазут топочный
Роснефть	8103.2	94.08	1002.4	2349.4	196.4	2779.5
Туапсинский НПЗ	628.1	83.06	0.0	198.7	0.0	273.4
Комсомольский НПЗ	1037.3	92.16	77.0	268.0	31.5	396.2
Куйбышевский НПЗ	1145.0	93.91	166.8	403.9	0.0	443.2
Сызранский НПЗ	1058.5	97.76	173.0	301.2	27.4	342.3
Новокуйбышевский НПЗ	1321.9	98.09	152.9	375.1	62.4	368.6
Ачинский НПЗ	1300.8	95.28	217.0	375.9	13.6	507.1
Ангарская НК	1611.6	93.88	215.7	426.6	61.5	448.7
Башнефть	3384.6	101.34	801.0	1168.6	22.0	485.6
Уфимский НПЗ	1052.4	112.41	252.8	358.6	0.0	297.2
Уфанефтехим	1314.1	94.83	291.0	531.8	0.0	69.6
Ново-Уфимский НПЗ	1018.1	100.00	257.2	278.2	22.0	118.8
Газпром нефтехим Салават	1267.7	112.26	128.4	423.1	0.0	264.2
Сургутнефтегаз	3426.5	97.74	333.7	864.5	114.2	1529.4
Киришинефтеоргсинтез	3426.5	97.74	333.7	864.5	114.2	1529.4
ЛУКОЙЛ	7467.1	99.73	1140.3	2105.8	390.3	1991.8
Волгограднефтепереработка	1867.5	102.73	255.3	527.9	161.9	236.0
Пермнефтеоргсинтез	2150.3	101.68	281.6	681.6	93.5	422.8
Утанефтепереработка	633.2	86.53	58.3	137.6	0.0	277.7
Нижегороднефтеоргсинтез	2816.1	99.77	545.1	758.7	134.9	1055.3
Группа Альянс	670.0	107.27	76.6	48.7	32.0	262.3
Хабаровский НПЗ	670.0	107.27	76.6	48.7	32.0	262.3
Славнефть	2450.9	94.42	396.1	703.9	105.5	861.8
Ярославнефтеоргсинтез	2450.9	94.42	396.1	703.9	105.5	861.8
Орскнефтеоргсинтез	910.7	101.13	135.1	271.5	42.2	336.0
ТНК-ВР Холдинг	3866.0	103.06	720.6	1035.3	186.6	1274.3
Рязанская НПК	2741.5	103.99	554.0	727.7	186.6	885.8
Саратовский НПЗ	1124.5	100.86	166.6	307.6	0.0	388.5
Газпром нефть	5053.5	102.81	1172.8	1519.5	310.4	857.1
Омский НПЗ	3372.7	104.38	791.2	1081.3	232.0	387.2
Московский НПЗ	1680.8	99.80	381.6	438.2	78.4	469.9
КраснодарЭкоНефть	454.8	104.22	0.0	117.7	25.4	201.1
ТАИФ-НК	1444.9	97.99	107.7	378.7	7.1	363.0
Газпром	1021.4	107.65	428.7	289.2	30.1	62.3
Новошахтинский ЗНП	324.2	91.84	0.0	0.0	0.0	179.5
Афипский НПЗ	830.6	116.41	0.0	312.9	0.0	365.3
ТАНЕКО	1177.8	130.63				287.5
Итого	41853.9	100.39	6443.4	11588.8	1462.2	12100.7
Мини-НПЗ	2146.3	107.13	41.9	347.3	10.9	723.6
Всего	44000.2	100.70	6485.3	11936.1	1473.1	12824.3

Экспорт нефти из России по транспортным направлениям (по системе АК «Транснефть»), январь-февраль 2013 г. (тыс. тонн)

Компания	С перевалкой в портах					По нефтепроводам							КТК	С начала года	
	Усть-Луга	Ново-росийск	Туапсе	Козьмино	Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия	Босния			Китай
Роснефть															10023.8
ЛУКОЙЛ															3218.0
Сургутнефтегаз															4559.8
ТНК-ВР Холдинг															4234.1
Газпром нефть															1471.9
Татнефть															1944.8
Башнефть															697.3
РуссНефть															747.1
Газпром															112.6
Операторы СРП															249.8
Прочие недропользователи															1882.5
КТК														199.7	199.7
Всего российские ресурсы														199.7	29341.3
Транзит Казахстана															3066.7
Транзит Азербайджана															251.7
Транзит Туркмении															0.0
Белоруссия															260.4
Всего,														199.7	32920.1
в том числе	Усть-Луга	Ново-росийск	Туапсе	Козьмино	Приморск	Германия	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия	Босния	Китай	КТК	С начала года
	2993.6	6052.7	0.0	3499.7	9687.0	3090.9	2484.4	0.0	585.0	865.0	819.9	129.6	2512.6	199.7	32920.1

Освоение капитальных вложений, январь-февраль 2013 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	20744.5	1304.5	10709.9	1937.4	6716.9	75.9
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	11911.4	534.5	6895.2	1092.5	3358.9	30.4
Когалымнефтегаз	2267.8	12.1	1531.8	247.4	446.0	30.4
Лангепаснефтегаз	2047.0	125.7	1275.1	208.1	438.1	
Повхнефтегаз	2038.7	20.0	1546.1	244.1	228.5	
Покачевнефтегаз	2452.1	44.9	1629.0	148.3	630.0	
Урайнефтегаз	1456.3	115.2	672.8	197.0	471.3	
Ямалнефтегаз	1649.6	216.6	240.4	47.6	1145.0	
ЛУКОЙЛ-АИК	379.5	0.0	268.8	22.8	87.9	
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	141.2	93.8	35.6	1.3	10.6	
ЛУКОЙЛ-Коми	4587.7	242.4	1780.0	559.4	2004.2	1.7
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	2104.1	401.8	900.2	121.3	637.0	43.8
ЛУКОЙЛ-Пермь	1620.6	32.0	830.1	140.2	618.3	
Роснефть	28325.0	376.0	13613.0	2530.0	11786.0	20.0
Ванкорнефть	11820.0	135.0	3507.0	274.0	7884.0	20.0
Востсибнефтегаз	444.0		233.0	28.0	183.0	
Грознефтегаз	90.0	89.0		1.0		
Дагнефтегаз	74.0	39.0	13.0	6.0	16.0	
РН-Дагнефть	22.0			22.0		
РН-Краснодарнефтегаз	136.0		4.0	59.0	73.0	
РН-Пурнефтегаз	964.0	17.0	667.0	171.0	109.0	
РН-Сахалинморнефтегаз	326.0		84.0	94.0	148.0	
РН-Северная нефть	436.0	40.0	125.0	178.0	93.0	
РН-Ставропольнефтегаз	235.0		160.0	58.0	17.0	
РН-Юганскнефтегаз	12670.0	22.0	8238.0	1383.0	3027.0	
Самаранефтегаз	1108.0	34.0	582.0	256.0	236.0	
Газпром нефть	3037.2	138.6	1328.4	928.3	641.9	
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	3037.2	138.6	1328.4	928.3	641.9	
Сургутнефтегаз	23044.7	2.4	11881.5	4148.5	6987.8	24.5
Сургутнефтегаз (УФО)	23044.7	2.4	11881.5	4148.5	6987.8	24.5
ТНК-ВР Холдинг	15872.3	505.1	7556.4	2645.3	5165.5	
Бугурусланнефть	156.0		73.0	52.0	31.0	
Ваньеганнефть	311.1		68.2	18.2	224.8	
Варьеганнефтегаз	792.7	22.5	318.2	85.0	367.0	
ВЧНГ	2329.0		1088.0	608.0	633.0	
Корпорация Югранефть	25.5			25.3	0.2	
ННП	389.9	45.1	120.9	60.1	163.9	
Оренбургнефть	3919.6	245.1	2242.6	468.4	963.5	
Самотлорнефтегаз	2261.7		1140.5	578.3	542.9	
ТНК-Нижневартовск	823.0	0.0	580.4	158.4	84.1	
ТНК-Нягань	1547.7	39.4	375.4	307.2	825.7	
ТНК-Уват	3311.4	151.9	1549.2	284.5	1325.9	
Тюменнефтегаз	4.7	1.0			3.7	
Татнефть им. В.Д.Шашина	1614.3	11.3	1131.0	85.0	272.4	114.6
Татнефть им. В.Д.Шашина	1614.3	11.3	1131.0	85.0	272.4	114.6
Башнефть	902.1	98.8	299.8	161.9	338.3	3.4
Башнефть	902.1	98.8	299.8	161.9	338.3	3.4
Славнефть	2472.0	167.0	1850.0		455.0	
Славнефть-Мегионнефтегаз	2472.0	167.0	1850.0		455.0	
РуссНефть	3707.7	148.9	1267.6	325.0	1966.2	
Аганнефтегазгеология	266.9		3.8	13.0	250.1	
АКИ-ОТЫР	508.5		228.8	19.9	259.8	
Белкамнефть	419.8	54.5	222.4	91.8	51.0	
Варьеганнефть	1589.9	86.6	341.9	58.2	1103.3	
Саратовнефтегаз	306.8		176.1	101.4	29.2	
Томская нефть	403.5		143.1	22.9	237.5	
Ульяновскнефть	212.4	7.8	151.6	17.8	35.2	
Нефтяные компании, итого	99719.8	2752.6	49637.6	12761.4	34329.9	238.3
Всего	99719.8	2752.6	49637.6	12761.4	34329.9	238.3



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ



Место проведения:
УФА-АРЕНА

г. Уфа, ул. Ленина, 114

21-24 МАЯ

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



ГАЗ. НЕФТЬ.



ТЕХНОЛОГИИ – 2013

сайт выставки: www.gntexpo.ru

- Научно-практическая конференция «Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе».
- Международная научно-практическая конференция «Нефтегазопереработка-2013».
- Круглый стол «Комплексное решение экологических проблем нефтегазовой отрасли»
- VII Научно-практическая конференция «Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах. Технический надзор, диагностика и экспертиза».
- XIX Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин».
- Международная научно-практическая конференция «Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа».
- Заседание Межотраслевой рабочей группы «Нефтекокс».

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА



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

Генеральный
информационный
спонсор

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

Генеральный
информационный
партнер

СФЕРА

Генеральный
интернет-спонсор

Neftgaz.RU

Национальный
информационный
спонсор



Информационный
стратегический
партнер

ЭКСПО-ЗУЩА
НЕФТЬ ГАЗ

Медиа-партнер
107.5 BUSINESS FM



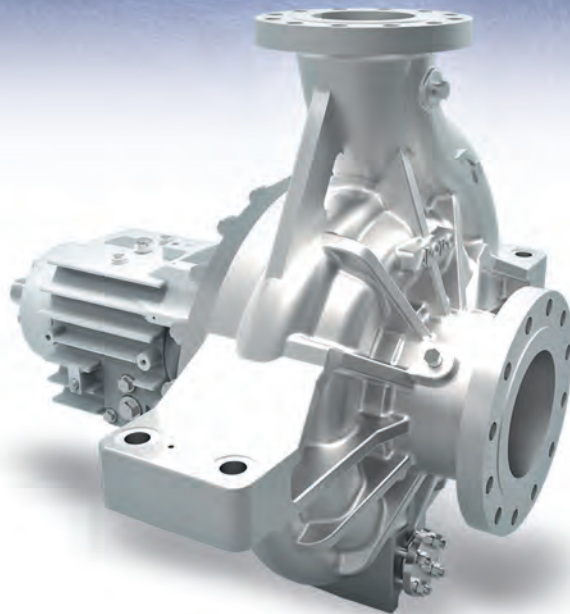
Комплексные решения для нефтегазовой отрасли:

- **РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА:**
 - **Насосного оборудования** для технологических процессов добычи нефти на суше и шельфе, транспорта и переработки нефти и газа, нефтехимических производств
 - **Компрессорных установок** для сжатия и транспортировки различных углеводородных, водородсодержащих и других технологических газов
 - **Нефтегазового оборудования:** блочно-модульного, нефтепромыслового, емкостного и измерительного оборудования
- **ПРОЕКТНЫЕ, СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ И ПУСКО-НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ**
- **ПРОЕКТЫ «ПОД КЛЮЧ» НА ОСНОВЕ EPC-КОНТРАКТОВ**

Группа ГМС предлагает надежные и высокотехнологичные решения в области поставки оборудования для нефтегазового комплекса, включая шельфовые нефтедобывающие платформы.

Инжиниринговые предприятия Группы имеют значительный опыт в проектировании объектов нефтегазовой инфраструктуры, в том числе в условиях многолетнемерзлых грунтов, а также реализации комплексных проектов «под ключ».

20 лет Группа ГМС объединяет лучший российский и зарубежный опыт на рынке машиностроения и инжиниринговых услуг. Научно-технический потенциал и производственные возможности позволяют нам разрабатывать и реализовывать решения — наиболее оптимальные с точки зрения достижения заказчиком поставленных целей.



ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС» —
объединенная торговая
и инжиниринговая
компания Группы ГМС

Россия, 125252, Москва,
ул. Авиаконструктора Микояна, 12
тел.: +7(495) 664 81 71
факс: +7(495) 664 81 72

www.grouphms.ru
www.hms.ru

