



ИННОВАЦИИ
В ТЭК

ПОТЕНЦИАЛ
ОТРАСЛИ



Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[11] 2012

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ГЛУБОКАЯ
НЕФТЕНЕДОРАБОТКА





НАШИ ПАРТНЕРЫ:

CAMERON Valves & Measurement

CITBA

LOG VALVE

ZAVERO

RMA GMBH & CO. KG

NORREXIM AG

ИСТОРИЯ КОМПАНИИ

Компания «NORREXIM AG» является швейцарской торговой компанией, находящейся в семейном владении, которая основана в 1945 г. д-ром экономических наук Уильямом ЛЮТИ (William LÜTHI). Деятельность компании главным образом направлена на страны Северной Европы.

- 1945–** Импорт и экспорт различной продукции и товаров между Швейцарией и скандинавскими странами (Финляндией, Швецией, Норвегией).
- 1960–** Начало деловых отношений с СССР. Появление в СССР представительств ведущих швейцарских и западно-германских компаний («Bühler», «Mettler», «Chemap», «Reifenhäuser», «Illig», «BASF», «Krupp» и др.). Обсуждение контрактов на предоставление готовых промышленных объектов, на техническое обслуживание и поставку запасных частей.
- 1969–** К компании присоединяется г-н Андрэ ХАСОФФ (André KHASOFF), дипломированный инженер Федерального института технологии в Цюрихе, гражданин Франции российского происхождения. Организация постоянного представительства в Москве (аккредитация уполномоченными органами СССР получена в 1971 г.). Расширение взаимодействия с крупными инженерными компаниями Франции, Германии и Швейцарии («Krebs», «Procofrance», «Rhône-Poulenc», «Sulzer», «G+F», «André & Cie» и др.). Предоставление готовых промышленных объектов «под ключ» для химической, нефтехимической, пищевой, текстильной и легкой промышленности. Сотрудничество с различными министерствами и исследовательскими институтами.
- 1971 г.** «Norrexim AG» переходит в полное распоряжение г-на Хасоффа, занявшего должность генерального директора. Оставаясь гражданином Франции, он назначает д-ра Зиннера (Zinner) на пост президента компании.
- 1978–** В связи с экономической и политической ситуацией в СССР/России в этот период, представительство в Москве было закрыто. Направление деятельности компании сохранилось, при этом список пополнился торгово-коммерческими операциями, география деятельности компании сместилась в сторону стран Ближнего Востока и Западной Африки. Г-н Хасофф получает гражданство Швейцарии и становится президентом компании.
- 1993 г.** Компания вновь сосредоточила свою деятельность на отношениях с Россией. Представительство в Москве. Активная деятельность в роли консультанта и поставщика промышленного и нефтехимического оборудования («ABB», «Lummus Global», «Chevron» и др.) для ведущих нефтеперерабатывающих компаний России («Лукойл», «Татнефть», «Сургутнефтегаз» и др.), а также торговля нефтепродуктами российского производства («Нижнекамскнефтехим», «Казаньоргсинтез», «Салават» и др.). Аутсорсинг торговой деятельности в 2002 г., учреждение новой компании «Nefit Trade Ltd», которая в настоящее время является мировым дилером нефтехимических продуктов российского производства.

Главными направлениями деятельности компании «Norrexim AG» на сегодня остаются консультационные услуги и поставка промышленного оборудования и запасных частей для российских компаний нефтегазового сектора («Газпром», «Сургутнефтегаз», «Роснефть» и др.).

С учетом 40-летнего опыта коммерческого сотрудничества с ведущими компаниями России, а также благодаря налаженным отношениям с важнейшими производителями Западной Европы, США и Японии, компания «NORREXIM AG», имеющая офисы в Цюрихе и Москве, является идеальным партнером для любых проектов, связанных с нефтегазовой и энергетической промышленностью.



Потенциал отрасли:

тенденции развития
российского
химпрома

12

Вопрос цены



36

Арктика:

обеспечение
гидрометеорологической
безопасности
освоения

58

Новое слово в запорной
арматуре для нефтегазовой
отрасли

64

ФОРМУЛА УСПЕХА: трубы
класса «Premium» в комплекте
с сервисом класса Lux

68

Хронограф
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

71

Техника ГРАЗ –
диалог с потребителем

72

Инновации в ТЭК: где найти драйвер развития?

46

Компания «ЭНЕРГАЗ»
(ENERPROJECT group) –
пять лет в России

76

НЕФТЬ И ГАЗ:
перспективные технологии
и подготовки и переработки

80

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Классификатор продукции
и услуг в НГК

90

Цитаты

96

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Газпром и BASF обменивают активы	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Фторполимеры и проблемы эффективности	18
Мировое производство и потребление полимерных волокон и нитей	22
Нетрадиционное УВ сырье: технологии переработки	30
Россия в заголовках	35



Глубокая нефтенедоработка

6

Технологии защиты подводных месторождений

50



Пора переходить
на техобслуживание
по техническому
состоянию

84

201 год назад

В 1811 году российский изобретатель Петр Соболевский создает и испытывает первую отечественную установку для получения искусственного газа – «термолампа».

177 лет назад

В 1835 году утвержден устав первой российской акционерной газовой компании «Общество для освещения Санкт-Петербурга газом».

153 года назад

В 1859 году в Москве учреждено «Общество сжатого газа».

133 года назад

В 1879 году образована одна из первых в России вертикально-интегрированных нефтяных компаний «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» – «Бранобель».

106 лет назад

В 1906 году построен первый в России нефтепровод от Баку до Батуми протяженностью 833 км.

101 год назад

В 1911 году создана первая российская компания по добыче и использованию природного газа «Ставропольское товарищество для исследования и эксплуатации недр земли».

88 лет назад

В 1924 году образован Гелиевый комитет, отвечавший за планомерные поиски газовых месторождений.

81 год назад

В 1931 году в Москве введен в эксплуатацию завод «Нефтегаз».

79 лет назад

В 1933 году приказом Наркомата тяжелой промышленности создано Управление газовой промышленности и промышленности искусственного жидкого топлива – Главгаз.

70 лет назад

В 1942 году впервые в мировой практике применен способ транспортировки нефтеналивных цистерн и металлических резервуаров на плаву по морю при помощи буксиров.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева

Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

Дизайн и верстка

Елена Валетова

Корректор

Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Александр Боднар

Дмитрий Аверьянов

Ольга Гусева

Борис Дармаев

Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей

Бродский Алексей

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
П/И №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Передача материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров



РОСНЕФТЬ

НА БЛАГО РОССИИ





ГЛУБОКАЯ НЕФТЕНЕДОРАБОТКА

Проблемы глубокой нефтепереработки неоднократно поднимались на самых разных уровнях, в то время как сама нефтепереработка продолжает опускаться, балансируя на грани первых переделов

Анна Павлихина

Проблемы глубокой нефтепереработки неоднократно поднимались на самых разных уровнях, в то время как сама нефтепереработка продолжает опускаться, балансируя на грани первых переделов.

Для государства, в котором нефть и газ является основным источником доходов, рациональное использование – переработка нефти, становится задачей номер один. Что мешает реализации этой задачи?

Основные фонды построены еще в кастандовские времена и на сегодняшний день физически и морально устарели, они изношены почти на 90%. Нефтехимические предприятия находятся в отдалении от источников сырья (этилена, этанола и др.), а также от предприятий-переработчиков, которые используют продукцию этих НПЗ как сырье для своих производств.

Все это привело к тому, что по ряду продуктов Россия стопроцентно зависит от экспорта, преодолеть который в ближайшее время не получится.

Углубление переработки нефти и газа и получение продуктов мирового уровня качества – две основные цели, которые должны озадачивать сегодня не только нефтеперерабатывающую, но и добывающую отрасль. Глубокая переработка – единственный путь экономии этого стратегического ресурса. Намного выгоднее продажи сырых углеводородов техническое



перевооружение и открытие крупнотоннажных производств того же этилена, полиэтилена, этанола.

Сегодня российский химический комплекс выпускает в основном продукцию базовой химии. Устаревшие мощности все в большей степени вступают в конкуренцию с продукцией стран Ближнего Востока, которые делают ставку на высокопроизводительные установки.

Модернизацию и создание импортозамещающих производств нужно начинать уже сегодня, пока цены на нефть достаточно высоки. В самой перерабатывающей отрасли основным фактором остается цена на газ. Производители жалуются, что она слишком высока. Но со временем цены будут только расти и единственный выход – менее потребляющие технологии, которые сами компании приобрести не могут, из-за недостаточно высокой прибыльности производства по причине высокой цены на газ. Этот замкнутый круг приведет к тому, что компании потеряют конкурентоспособность и в химической промышленности наступит стагнация.

Помимо того что российские мощности требуют серьезной модернизации, в стране практически не развита специальная химия, к которой западные компании относят широкий ряд продуктов с высокой добавленной стоимостью. Это инженерные пластики, композиты, лаки и краски последних поколений. Сегодня все они поставляются в Россию из-за рубежа.

Одна из главных опасностей, программирующих отставание российского химпрома, – низкая доля расходов на НИОКР. В РФ это 0,5%, а за рубежом – от 3%.

Иностранные компании могут не только скупать российское сырье, но и приходить в Россию с новыми технологиями на вполне выгодной и для себя основе.

Отрасль требует обновления, новых технологий, рынок ждет от нее современных конструктивных материалов. Всем этим обладают международные

Компании, которые идут в Россию весьма робко, они ждут – будут ли подвижки в сторону поддержки технологического перевооружения и инновационного обновления, создадутся ли условия для бизнеса. ●

ГАЗПРОМ И BASF ОБМЕНИВАЮТ АКТИВЫ

А.Миллер и глава BASF К.Бок подписали соглашение об обмене активами

Александр Власов

Wintershall (100% дочка BASF) получит акции в Ачимовских залежах Уренгойского НГКМ в Западной Сибири, Газпром – 100% в СП с Wintershall по торговле и хранению газа и 50% долю в компании Wintershall Noordzee B.V.

В результате обмена активов Wintershall выйдет из совместных с Газпромом торговых компаний – Wingas, WIEH и WIEE, а также оператора газовых хранилищ – Astora, владеющего ПХГ Реден и Емгум в Германии и Хайдах в Австрии.

Помимо этого Газпром получит 50% долю в Wintershall Noordzee BV, которая ведет разведку и добычу нефти и газа в южной части Северного моря. Wintershall получит 25% плюс 1 акцию в 4-м и 5-м блоках ачимовских залежей вместе с опционом на увеличение доли до 50%.

Таким образом заканчивается процесс, начатый в 2007 г., когда Газпром и BASF начали обмен активами.

Эксперты считают обмен неравноценным. Но это не так. Передача активов по хранению и продаже газа, вероятно, объясняется тем, что BASF утратила веру в доходность торговли и хранения российского газа. В Европе расширяется промышленная добыча сланцевого газа. Добавьте к этому требования 3-го энергопакета, с которыми придется столкнуться уже новому владельцу – Газпрому.

Газпрому, в свою очередь, активы по торговле газом и его хранению чрезвычайно важны для обеспечения реализации российского газа, поэтому он скорее вынужден их взять.

Налаженные связи дорогого стоят. Газпром всегда сможет изменить цены в зависимости от конъюнктуры, что делает его более гибким в отношении с поставщиками.

Поэтому, обе стороны довольны. Но, вероятно, более довольна BASF, которая избавилась от проблемного для нее в будущем актива. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Нужно ли развивать в России глубокую нефтепереработку? С первого взгляда ответ на этот вопрос кажется очевидным: не может страна с развитой экономикой, каковой Россия себя позиционирует, жить за счет импорта. И так считают 75% опрошенных. С ними согласны еще 10% респондентов, но, в качестве аргумента «за» они выдвигают не столько продуктовую безопасность страны, сколько прямую выгоду компаний. Столько же полагают, что развивать уж очень глубокую переработку, может и не нужно, но вот без продуктов первого передела точно не обойтись. И 5% из принимающих участие в опросе полагают, что купить в наше время можно все и ни о чем не стоит беспокоиться пока не закончилась нефть и газ.

Нужно ли развивать в России глубокую нефтепереработку?

10%

Нет, достаточно первых переделов

10%

Да, т.к. в перспективе они принесут большие прибыли

5%

Нет, все можно купить

75%

Да, только так можно обеспечить экономическую самостоятельность

Итак, по мнению наших респондентов, перерабатывать нефть и газ при любом количестве запасов последних, все-таки разумнее и выгоднее. Тогда почему в России глубокая нефтепереработка развивается плохо? Несмотря на то, что 18% участвующих в опросе считают продажу нефти и газа более выгодной, чем производство и продажу продуктов более высокого передела, большинство опрошенных – 67%, полагают, что в этом виноваты «стоящие у руля» отрасли и государства менеджеры и чиновники. 8% выразили уверенность, что нефтепереработка плохо развивается по причине долгой окупаемости инвестиций и столько же вообще не считают, что страна должна что-либо производить при наличии возможности купить это за рубежом.

Почему в России плохо развивается глубокая нефтепереработка?

18%

Выгоднее продавать сырые нефть и газ

8%

Вложенные в переработку инвестиции долго окупаются

67%

Стоящие у руля не думают о долгосрочной перспективе

8%

Незачем производить, если можно импортировать

RUSSIA POWER

Выставка и конференция

5 – 6 марта 2013

Экспоцентр, Москва, Россия

Совместно с:

HydroVision
RUSSIA

Russia
POWER
A POWER-GEN EVENT

Где отрасли соединяются

ДОБАВЬТЕ В ВАШ ЕЖЕДНЕВНИК

Спустя 10 лет с момента проведения первого мероприятия, Международная Выставка и Конференция Russia Power стала широко известна как центральное место встречи российских и международных экспертов электроэнергетической отрасли.

Многие из участников и спонсоров Russia Power помогли процессу трансформации российского энергетического сектора из государственной монополии в отрасль, работающую по законам рынка.

В процесс трансформации перед участниками рынка открылись не только новые возможности, но и целый ряд проблем, среди которых одной из важнейших является определение баланса между потребностью в новых мощностях и обеспечением окупаемости инвестиций.

В данной ситуации особенно важно, чтобы эксперты российского энергетического сектора хорошо осознавали, какие движущие силы определяют направление отрасли и как лучше всего справиться с проблемами, стоящими перед индустрией.

Огромное значение также имеет использование наиболее современных технологий, способных обеспечить повышение эффективности, надежности и экологической устойчивости.

Конференция Russia Power, проходящая на 2 языках, как и раньше, будет площадкой для обсуждения всех вышеназванных вопросов.

Следующая выставка Russia Power 2013, которая станет еще больше, обещает стать лучшей в своей истории. Присоединяйтесь к нам на Russia Power, месте, где отрасли соединяются.

Для получения дополнительной информации об участии и спонсорских возможностях на Russia Power 2013, пожалуйста, посетите www.russia-power.net или свяжитесь с:

Весь мир:

Гилберт Вейр Мл.
Менеджер по продажам
Т: +44 (0)1992 656 617
Ф: +44 (0)1992 656 700
E: Gilbertw@pennwell.com

Россия и СНГ:

Наталья Гайсенек
Т: +7 499 271 93 39
Ф: +7 499 271 93 39
nataliag@pennwell.com

www.russia-power.org

Собственник и
устроитель:



В партнерстве с:



При поддержке:



Представлено:



Персональ

Бударгин Суванов

Вихирев

Миллер

Семин

Аманбаев

Якунин

Дворкович

Чемезов

Александров

Миллер Алексей Борисович



В 1984 году окончил Ленинградский финансово-экономический институт им. Н. А. Вознесенского.

С 1991 по 1996 год работал в Комитете по внешним связям мэрии Санкт-Петербурга под руководством В. Путина.

С 2001 г. председатель правления Газпром.

заявил, что намерен обеспечить преемственность и усилить роль государства в компании.

В 2005 и 2006 годах имя А. Миллера часто звучало в связи с проектами строительства магистральных потоков нового уровня: сначала это был МГП Северный поток, а затем и МГП Южный поток. Когда Газпром, E.ON и BASF решили совместно строить Северо-Европейский газопровод, А. Миллер заявил, что Газпром готов рассмотреть предложения любой страны балтийского региона по строительству отводов. Первая нитка должна была быть введена в эксплуатацию в 2010 г., но долгосрочный бизнес-план не был готов и сроки сдвинулись и первая нитка была запущена 8 ноября 2011 г. Безусловно, А. Миллера можно назвать человеком месяца, потому что уже через год после этого события было подписано окончательное инвестиционное решение по проекту Южный поток.

14 ноября 2012 г. в Милане состоялось заседание Совета директоров South Stream Transport, а уже 15 ноября А. Миллер подписал окончательное инвестиционное решение с Болгарией.

В тот же день члены совета директоров, в число которых

входят представители Газпром, ENI, EDF и BASF SE приняли окончательное инвестиционное решение по морской части проекта Южный поток. После подписания окончательного положительного инвестиционного решения со Словенией, Газпром уже назвал точную дату начала строительства Южного потока – 7 декабря 2012 г. Последним штрихом перед подписанием была встреча А. Миллера и главы ENI П. Скарони 12 ноября 2012 г. Да, и обмен активами Газпрома и BASF, анонсированный 14 ноября 2012 г., тоже случайным не назовешь. Ранее, 1 ноября 2012 г. было принято положительное окончательное инвестиционное решение по строительству венгерского участка Южного потока, протяженность которого составит 229 км. Венгрия объявила о присоединении данному участку статуса проекта национального значения.

13 ноября 2012 г. было подписано окончательное инвестиционное решение по сухопутной части МГП Южный поток со Словенией. 15 ноября 2012 г. был подписан протокол об ОИР по сооружению МГП Южный поток на территории Болгарии. Теперь ничего не мешает началу строительства МГП Южный поток. ●

После того, как в 1996 г. команда Собчака покинула Смольный, А. Миллер перешел на работу в ОАО «Морской порт Санкт-Петербург» на должность директора по развитию и инвестициям.

В 2000 году стал заместителем министра энергетики России. В заслугу А. Миллеру ставят сохранение высоких цен на нефть на мировых рынках, благодаря сотрудничеству Минэнерго с ОПЕК.

По некоторым источникам А. Миллер сам отказался от предложенного ему министерского поста как от бесперспективного и 30 мая 2001 года А. Миллер был избран председателем правления Газпром сменив на этом посту Р. Вяхирева.

СМИ утверждали, что назначение «человека Путина» на место Р. Вяхирева оказалось для менеджмента «Газпрома» неожиданностью и означало, что В. Путин решил взять контроль над газовой империей в свои руки. Сам А. Миллер после назначения

Богучанская ТЭС

Поглощение компаний

ШР-У для Западно-Сибирского кластера

Южный поток

Торги на бирже

Новое назначение

Вторая ветка ВСМО

Процесса в лот

Цены на газ

Обвал рынка акций

СИБУР приступил к строительно-монтажным работам по возведению нового магистрального продуктопровода для транспортировки ШФЛУ по маршруту Пуровский завод по переработке конденсата – Тобольск-Нефтехим.

Продуктопровод разделен на 2 строительных участка: Пуровский ЗПК – Южно-Балыкская головная насосная станция с протяженностью 689 км и Южно-Балыкская ГНС – Тобольск-Нефтехим, составляющий 417 км. Плановая пропускная способность продуктопровода составит более 4 млн т/год на участке Пуровский ЗПК – Южно-Балыкская ГНС и до 8 млн т – на участке Южно-Балыкская ГНС – Тобольск-Нефтехим.

Генпроектировщиком строительства выступил НИПИгазпереработка. Труба будет изготовлена на Челябинском трубопрокатном заводе, а краны и соединительные отводы трубопроводов для одного из участков продуктопровода – на предприятиях Римеры – чешской MSA и челябинского СОТ. К реализации проекта привлечены НГСК, Стройтрансгаз М, НОВА, Нефтьмонтаж, Стройтрансгаз, СМУ-4, СПК СибЭнергоСтрой.

Пуровский ЗПК, начальная точка продуктопровода, расположен в ЯНАО вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения. Мощность Пуровского ЗПК (актив НОВАТЭК) составляет 5 млн т/год деэтанализованного газового конденсата.

На Тобольск-Нефтехиме продолжаются СМР по строительству новой газофракционирующей установки



по переработке до 2,8 млн т/год ШФЛУ. Мощность действующей установки составляет до 3,8 млн т/год ШФЛУ. Кроме того, в Тобольске завершаются СМР по возведению комплекса Тобольск-Полимер проектной мощностью 500 тыс т/год полипропилена. Еще в сентябре СИБУР ввел в эксплуатацию Вынгапуровский ГПЗ, который перерабатывает ПНГ с месторождений Газпром нефти с получением сухого отбензиненного газа и ШФЛУ.

На ШФЛУ претендует не только Западно-Сибирский, но и Поволжский нефтехимический кластер, который включает в себя такие крупные предприятия СИБУРа, как ПОЛИЭФ, СИБУР-Нефтехим, СИБУР-Кстово, Биакспен, Тольяттикаучук, Биакспен НК, Сибур-Химпром и Уралоргсинтез.

Нет, деликатно отвечает СИБУР, ШФЛУ, получаемые за счет переработки ПНГ и

газового конденсата Западной Сибири составят сырьевую базу новых производств в рамках формирования Западно-Сибирского нефтехимического кластера.

А дефицит этилена в объеме 200–400 тыс тн/год будет ликвидирован после реализации уже заявленных компаниями проектов создания пиролизных производств с использованием местной сырьевой базы.

Строительство нового продуктопровода на Тобольск-Нефтехиме, как ожидается, будет способствовать росту переработки ПНГ. Углубленная переработка углеводородного сырья на территории России с последующим производством полимеров способствует решению задачи по импортозамещению. ●

ПОТЕНЦИАЛ ОТРАСЛИ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО ХИМПРОМА



«До 1992 года достижения отечественной геологии по масштабу, новаторству, научной новизне стояли в одном ряду с достижениями космической, атомной и оборонной промышленности. Минерально-сырьевая база, созданная в годы Советской власти, обеспечила России возможность выстоять в кризисные 90-е годы и высокими темпами развиваться в 2000-е годы». Это отмечено в рекомендациях парламентских слушаний «О стратегии развития геологической отрасли на период до 2030 г.». А каково на сегодняшний день состояние минерально-сырьевой базы, и какие прогнозы делают эксперты отрасли?



Салават Аминев,
Генеральный директор,
ОАО Научно-исследовательский институт
технико-экономических
исследований (НИИТЭХИМ)

Сегодня можно смело утверждать, что уровень развития и использования продукции химической промышленности – это один из важнейших критериев инновационного развития России. Химическая продукция способствует обеспечению национальной конкурентоспособности, обороноспособности, достижению высоких темпов роста экономики и благосостояния, а также качества жизни населения (рис.1).

В ведущих странах мира химическая промышленность относится к числу базовых, ключевых отраслей, а по данным о доле конструкционных материалов в балансе пластмасс, синтетических волокон – в структуре текстильного сырья, синтетических каучуков – среди эластомеров, судят о степени технологической развитости национальных экономик. Особенно интенсивно химическое производство развивается в Китае

(в 2006–2010 гг. среднегодовой темп прироста производства – 20,2%), вследствие чего химическая промышленность по вкладу в ВВП занимает третье место – 10% против 1,6% в России. Сравнение этого показателя явно не в пользу России и невольно возникают вопросы: почему химическая промышленность так мало значима в нашей стране, что представляет собой отечественный химический комплекс, и каков потенциал отрасли для обеспечения спроса на химическую и нефтехимическую продукцию со стороны внутреннего рынка?

В настоящее время химический комплекс России включает в себя два укрупненных вида экономической деятельности: химическое производство и производство резиновых и пластмассовых изделий, соотношение между которыми по стоимостному показателю

РИС. 1. Роль химической промышленности в реализации важнейших социально-экономических программ



– 75 и 25% соответственно. Химические и нефтехимические предприятия (общим числом 1135) размещены во всех федеральных округах. Наибольшее развитие отрасль получила в Приволжском федеральном округе, где производится примерно 45% российской химической продукции.

Широкое развитие в химическом комплексе получили процессы территориальной концентрации производства. Крупнейшие химические узлы сформировались в Республиках Татарстан и Башкортостан, Алтайском, Пермском и Красноярском краях, Тульской, Тюменской, Ярославской, Нижегородской, Волгоградской, Самарской, Кемеровской и Иркутской областях, что в значительной степени способствовало и способствует развитию этих регионов.

Практически все химические и нефтехимические предприятия химического комплекса приватизированы, число работников в отрасли – почти 700 тысяч человек. За последние годы в отрасли сформировались крупные корпорации и холдинги,

влияющие на конкурентную среду не только на внутреннем, но и на внешнем рынках химических товаров. К ним относятся «Сибур Холдинг», «Татнефть», «ФосАгро», «ЕвроХим», «Акрон», «Уралкалий» и ряд других, на которых

сконцентрирован выпуск базовых видов химической продукции. При этом важно понимать, что химическая промышленность является не только производителем инновационной продукции, но и оказывает существенное воздействие на масштабы, направления и эффективность развития отраслей-потребителей, в совокупности представляющих практически все сферы экономики (рис.2).

Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 года определила инновационный вектор развития химического комплекса. Несмотря на негативное воздействие финансово-экономического кризиса процесс обновления отрасли за счет введения производств по выпуску химической продукции на основе современных технологий идет достаточно эффективно: на основе современных технологий введены в эксплуатацию производства по выпуску поликарбонатов, полистирола, полипропилена, полиэтилентерефталата, серной кислоты, полиамида, автомобильных шин и т.д., при этом многие из них являются импортозамещающими.

Динамика развития химического комплекса в целом положительная (рис. 3), при этом темпы расширения производства резиновых и пластмассовых изделий превышают

РИС. 2. Отраслевая структура спроса внутреннего рынка на химическую продукцию, %

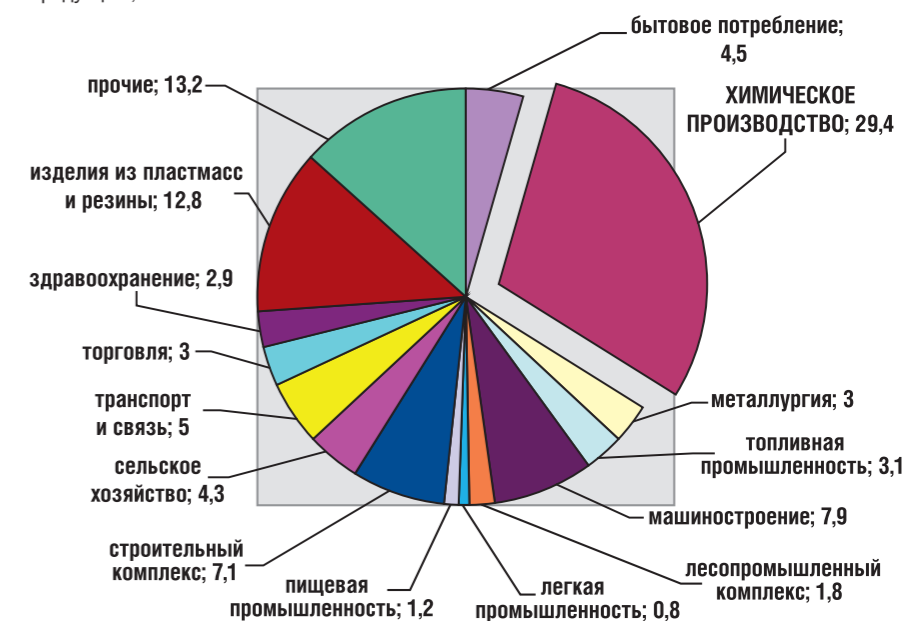
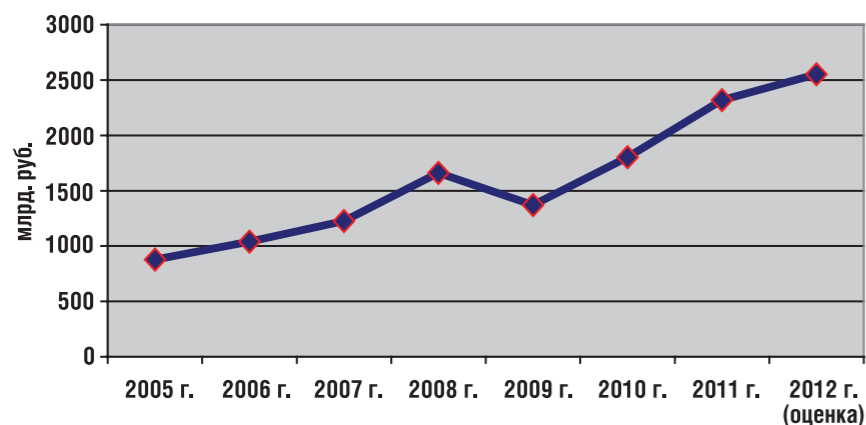


РИС. 2. Динамика развития химического комплекса в 2005–2012 гг.



соответствующий показатель в химическом производстве: в 2012 году – 114,6 и 108,6% соответственно. Опережающие темпы развития сектора резиновых и пластмассовых изделий определяются превалированием производств, вырабатывающих продукцию конечного назначения с высокой добавленной стоимостью.

Примерно 1/3 произведенной в России химической и нефтехимической продукции реализуется за рубежом, что приносит стране 5–6% валютной выручки. Однако высокая экспортная компонента не означает высокий экспортный потенциал отрасли, а отражает много лет доминирующую проблему конкурентоспособного формирования рынка химической продукции, обусловленного диспропорциями между развитием производственного потенциала и требованиями отраслей-потребителей. Наиболее ярко дисбаланс между внутренним спросом и предложением просматривается в секторе минеральных удобрений: в условиях ограниченного платежеспособного спроса на минеральные удобрения и при наличии крупного производственного потенциала по их выпуску, доставшегося России еще с советских времен, до 80% производимых минеральных удобрений реализуется за рубежом (в 2011 году – 27,6 млн.т), то есть для химиков – это вынужденный экспорт, но в результате отечественные земельные угодья недополучают минеральные вещества и урожайность зерновых культур в нашей стране в 1,5 раза ниже среднемирового уровня, в 3,6 раза ниже, чем в США, в 4 раза – ниже

по сравнению с Францией и в 1,6 раз ниже относительно Канады, имеющей практически одинаковые в России климатические условия.

Дисбаланс предложения минеральных удобрений и платежеспособного спроса со стороны их потребителей вывели производство минеральных удобрений в экспортоориентированный сектор химического комплекса. Однако в других секторах, напротив, просматривается зависимость от импорта, который из-за роста спроса (прежде всего со стороны таких отраслей как строительство и автомобилестроение) ежегодно растет: затраты на импорт химической и нефтехимической продукции составляют примерно 9% общероссийских затрат на импорт.

На рис. 4 показано, как расширяется зона импорта на наиболее важных рынках химической и нефтехимической продукции. Так, в 2011 году в промышленности химических волокон и нитей доля импортной продукции составила 65%, на рынке лакокрасочных материалов, пластмасс и синтетических смол – 40,4 и 34,6% по сравнению с 32 и 29% в 2005 году соответственно. Причем по отдельным позициям этих торговых групп, главным образом в высокоценовых секторах, зависимость от импорта еще выше. Например, на рынке АБС-пластика импорт достигает 74%, на рынке синтетических красителей – 53% и так далее.

Еще более уязвимым является сектор малой химии, в котором по целому ряду продукции, в том числе стратегического назначения (катализаторам, клеям и др.) почти 100%-ая зависимость от

зарубежных поставщиков. К сожалению, эта проблема является системной и из года в год зависимость малотоннажной химии от импорта практически не снижается.

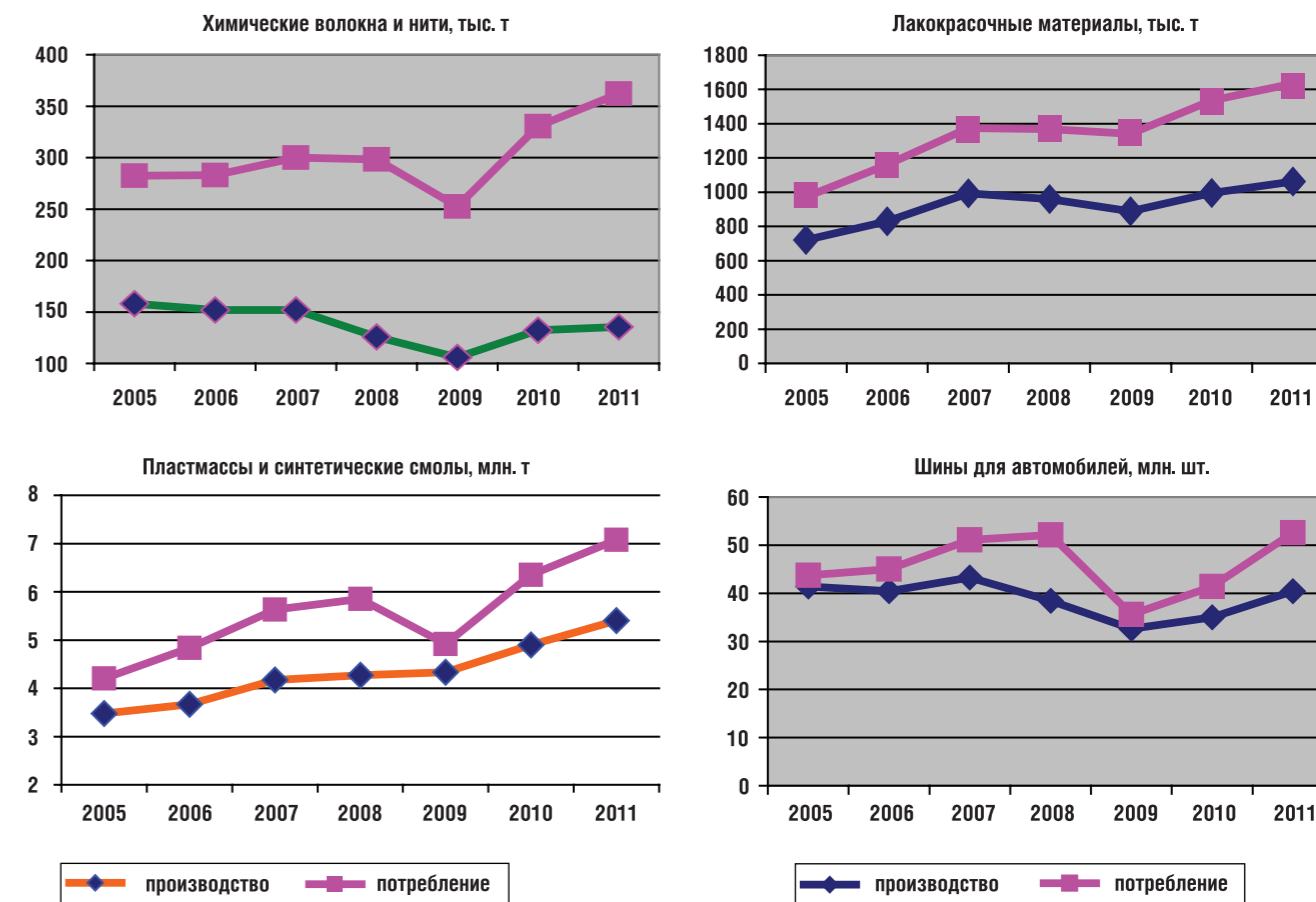
Чтобы дать объективную оценку развитию химического комплекса, следует особенно отметить тот факт, что отрасль работает в условиях высокого физического износа оборудования (в среднем около 50%, в отдельных производствах – приближается к 100%), преобладания морально устаревших технологий, дефицита средств на модернизацию. Однако справедливости ради следует признать, что эти проблемы тормозят развитие и других отраслей российской экономики, но химическое производство отягощено рядом дополнительных проблем специфического характера.

Во-первых, это проблема недостаточной обеспеченности углеводородным сырьем, что случается при предпочтении его поставок не на внутренний рынок, а за рубеж.

Во-вторых, это многоассортиментность производимой продукции, требующая постоянных обновлений в технологических циклах, что в условиях денежного дефицита труднодостижимо. Здесь же вполне уместно затронуть проблему резкого сокращения отраслевого научного потенциала вследствие варварской приватизации многих научных центров, при которой новых собственников интересовали исключительно недвижимые активы, щедро выделенные химикам в советские времена.

Отраслевая химическая наука как никакая другая динамична и специфична, поскольку не только формирует товарный рынок химической продукции, но и разрабатывает технологические циклы ее производства. Оскудение научной базы химического комплекса привело к тому, что сектор малотоннажной химии, представляющей 90% инновационных материалов, практически нивелирован, вследствие чего потребности внутреннего рынка в высокотехнологичной химической продукции в значительной степени удовлетворяются за счет импорта, а обновление основных

РИС. 4. Производство и рынок отдельных видов продукции химического комплекса



фондов в химическом комплексе осуществляется почти полностью путём закупки импортного оборудования и технологий.

Существует еще целый ряд специфических проблем, негативно влияющих на конкурентоспособность химической и нефтехимической продукции и тормозящих инновационное развитие химической промышленности. Но в данной статье хотелось бы перенести акцент на те возможности, которые заложены в самой сущности химических и нефтехимических процессов. В подтверждение значимости химической и нефтехимической продукции представляется вполне уместным вспомнить слова великого соотечественника М.В. Ломоносова: «Широко простирает химия руки свои в дела человеческие». Действительно, использование продукции химической индустрии имеет широкие горизонты и особенно перспективно в областях, когда химические товары заменяют более дорогостоящие

из других материалов. Яркий пример – замена в системе ЖКХ металлических труб, изношенность которых достигла опасного порога – 80%, на пластмассовые, жизненный цикл которых точно не установлен, но не менее 50 лет. Согласно расчетам, при замене чугунных труб диаметром 160 мм на полиэтиленовые экономия составит 130%, а стальных такого же диаметра – 165% (и это – без учета долговечности изделий из пластмасс!).

Важно выделить и так называемую «малую» химию, которая является высокотехнологичной и несет в себе инновационный потенциал развития других отраслей. В предвыборной статье «О наших экономических задачах» В.В.Путин выделил в качестве одного из приоритетов процесса преодоления технического отставания. В статье выдвинут следующий тезис: «Для возвращения технологического лидерства нам нужно тщательно выбрать приоритеты. Кандидатами являются

такие отрасли, как фармацевтика, высокотехнологичная химия, композитные и неметаллические материалы, авиационная промышленность, ИКТ, нанотехнологии». Включение Президентом России высокотехнологичной химии и неметаллических материалов в перечень приоритетов не случаен, поскольку их значимость в инновационных процессах подкреплена практикой развития многих стран мира. Так, в США, ЕС и Японии химическая индустрия является одной из определяющих конкурентоспособность страны и ориентирована главным образом на выпуск сложной наукоемкой продукции «верхних этажей».

Реализация возможностей химических и нефтехимических производств требует увеличения инвестиций, поступающих в отрасль. С августа 2012 года Россия стала полноправным членом ВТО, что должно усилить инвестиционный процесс за счет привлечения зарубежного капитала. Мировая практика свидетельствует

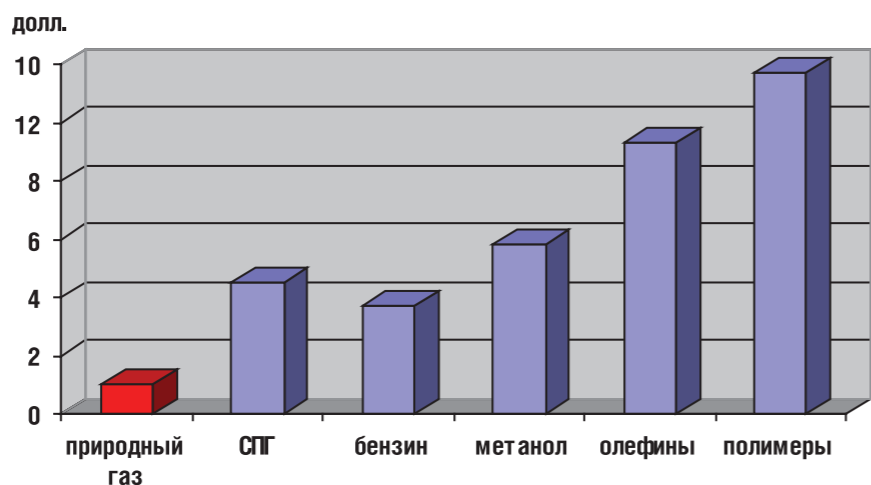
о том, что нефтегазохимическая отрасль высокоэффективна (как правило, рентабельность выше, чем в нефти – и газопереработке) и бизнес в этой области прибыльный. Однако в российский нефтехимический комплекс существенный приток иностранных вложений маловероятен по причине того, что большинство мировых мейнджеров уже вложились в химические и нефтехимические проекты Китая и Ближнего Востока. Поэтому основную активность следует проявлять российским инвесторам, руководствуясь тем, что прибыльность возрастает с глубиной переработки сырья.

Для иллюстрации выгоды переработки природного газа на рис. 5 представлена стоимость продукции, получаемой из 1 млн. БТЕ природного газа (в 1000 м газа – 35,8 млн. БТЕ).

Так же убедительно выглядит ценовая линейка продукции, получаемой на нефтяном сырье: цены производимой продукции в разы выше цены на нефть, а перечень продукции включает в себя пластмассы, каучуки, растворители, химические волокна, синтетические моющие средства и т.д.

Расширяющийся спрос на многие виды химической и нефтехимической продукции и более низкая цена на природный газ являются весомыми плюсами для инвестиционной

РИС. 5. Стоимость продукции, получаемой из 1 млн. БТЕ природного газа



деятельности в области химии, хотя нельзя не упомянуть высокую капиталоемкость химических и нефтехимических объектов и долгую окупаемость капиталовложений (6–7 лет и более). Поэтому масштабные проекты под силу только крупным компаниям, нередко с привлечением государства в формате частно-государственного партнерства, разрешенного правилами ВТО (государство обеспечивает главным образом инфраструктурные объекты).

Вместе с тем, в сфере малой химии (красители, добавки к пластмассовым и резиновым изделиям, катализаторы, эмульгаторы и др.) инвестиции

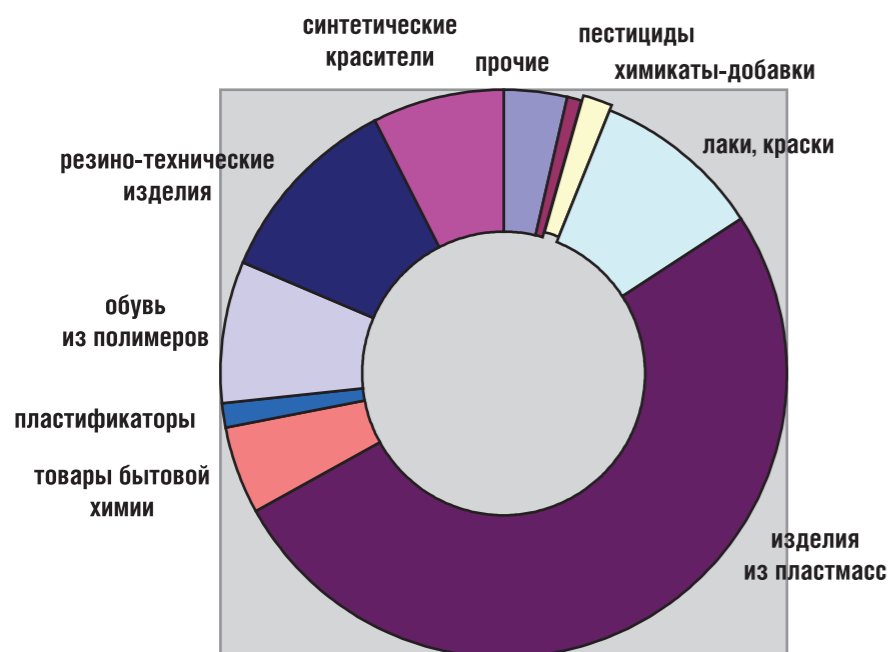
окупаются через 2–3 года, причем в этом секторе, как отмечалось выше, до настоящего времени внутренние потребности удовлетворяются в основном за счет импорта, то есть в стране уже сформировался внутренний рынок, но не хватает отечественных игроков.

Номенклатура импорта химической и нефтехимической продукции обширна, что создает широкие возможности для выбора объекта инвестирования. Коллектив ОАО «НИИТЭХИМ», обладающий уникальной информационной базой в области развития химических и нефтехимических производств в России и за рубежом, готов оказать содействие в выборе динамично развивающегося рынка химической и нефтехимической продукции в целях создания отечественного производства.

Импорт малотоннажной химической и нефтехимической продукции в 2011 году превысил 11 млрд. долл., из них более половины было затрачено на закупку изделий из пластмасс (эта товарная позиция традиционно является основной компонентой импорта химической и нефтехимической продукции), рис.7.

Итак, химики ждут инвесторов! Площадками для размещения производств по выпуску высокоприбыльной малотоннажной химической и нефтехимической продукции могут быть ОЭЗ и технопарки, которые уже есть в отрасли (технопарк «Химград» в Казани, ОЭЗ «Алабуха» в г. Елабуга, Татарстан) или только формируются (технопарк ОАО «Газпром нефтехим Салават» и др.). ●

РИС. 6. Товарная структура импорта продукции малой химии в 2011 году, %



21-24 МАЯ
г.УФА



XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



ГАЗ. НЕФТЬ.
ТЕХНОЛОГИИ – 2013



сайт выставки: www.gntexpo.ru

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

ФТОРПОЛИМЕРЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Борис Логинов,
эксперт

Организационные проблемы

Главная проблема нефтегазовой отрасли – избыточный контроль и регулирование со стороны государства, и как следствие – плохой инвестиционный климат.

По словам директора Института энергетики и финансов Владимира Фейгина, Россия сегодня перерабатывает всего 10–11% добытого газа. В то время как США – 78%, Канада, Иран – почти 100%. Доля России в мировом объеме нефтепереработки всего 6,3%,

Россия сегодня перерабатывает всего **10–11%** добытого газа. В то время как США – **78%**, Канада, Иран – почти **100%**



при этом глубина переработки нефти у нас позорно низка – 71%, а «выход» автобензинов всего 18%. Эти показатели в США – более 90 и 45% соответственно. Как результат – по уровню потребления продукции нефтегазохимии мы отстаем даже от развивающихся стран – таких как Китай, Южная Корея, Индия.

Об этом же говорил и директор Института геологии нефти и газа Алексей Конторович:

«**Нам жизненно необходимо увеличение глубины переработки, эффективное использование попутного газа и развитие нефтехимии на базе продуктов переработки жирного, свободного и попутного газа. Модернизация необходима и более того: она уже назрела настолько, что через несколько лет процесс устаревания технологий в целом по отрасли может быть полностью упущен из-под контроля. К 2017–2018 годам мы можем потерять 70–80 миллионов тонн добываемой нефти ежегодно по причине истощения легкодоступных месторождений. Нефтепереработку надо модернизировать по естественным причинам – идет рост потребления высокооктанового бензина.**»

Специалистам всех уровней понятно, что запустить модернизацию остро необходимо, и без участия государства это сделать невозможно.

Технические проблемы

При эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, транспортировки и переработки продуктов возникают технические сложности, нарушающие нормальную работу скважин, промышленного оборудования и транспортных систем. Порой это приводит к взрывам, возгораниям, выбросам углеводородного сырья, и наносит значительный экономический и экологический ущерб, а часто сопровождается человеческими жертвами.



1) В продукции скважин содержится сероводород, углекислый газ, углеводородный и водный конденсат, вызывающие значительное коррозионное разрушение промышленного оборудования. Химические методы защиты (ингибиторы и т.п.) не дают общего положительного эффекта, лишь сокращают скорость коррозии. Для решения указанной проблемы необходимо создание оборудования в коррозионностойком исполнении и контроль коррозии. Это касается как магистральных и промышленных нефте- и газопроводов, так и технологических аппаратов для первичной подготовки и переработки нефти и газа, скважинного оборудования, различных видов насосов и запорной арматуры.

2) Вторая проблема – солевые отложения в призабойной зоне скважины, в лифтах скважин, шлейфах и на стенках оборудования (преимущественно карбонатов и сульфатов кальция). В процессе эксплуатации появляется образование плотного осадка по всему тракту движения газожидкостного потока от скважин, соединительных трубопроводов до технологического оборудования.

Как отметил академик В.М. Бузник – «образуются тромбы». Имеющиеся способы введения реагентов, растворяющих неорганические отлагающиеся соли нетехнологичны

температурах. Он имеет наименьший коэффициент трения из всех известных материалов, высокую долговечность, исключительную электрическую

Необходимо создание оборудования в коррозионностойком исполнении и контроль коррозии

и имеют другие недостатки, в частности загрязнение нефти химикатами. 3) Освоение ряда месторождений потребовало решения проблемы борьбы с отложением парафинов в промышленном оборудовании. Применение депрессаторов и поверхностно-активных веществ (ПАВ) эту проблему решают лишь частично.

Фторполимеры: комплексное решение

Фторполимеры не смогут решить организационные проблемы отрасли. Здесь нужна воля Государства. Однако они способны помочь комплексному решению технических проблем нефтегазовой промышленности. Эти уникальные, созданные человеком продукты обеспечат защиту от коррозии и гидратообразований, от солевых отложений и парафинов.



Политетрафторэтилен (фторопласт-4) – великолепный полимер, который обладая прекрасной стойкостью к любой агрессивной среде, сохраняет свои свойства при низких (–200°C) и высоких (+250°C)

Благодаря самым высоким показателям среди всех известных полимеров фторопласты нашли широкое применение в химии и машиностроении, металлургии, электронике и энергетике, и прежде всего в военной и атомной промышленности, авиастроении и освоении космоса

и достаточную механическую прочность, невоспламеняемость и физиологическую безвредность. К нему ничто не прилипает, а технологи отлично знают как это важно в большинстве процессов.

Благодаря самым высоким показателям среди всех известных полимеров фторопласты нашли широкое применение в химии и машиностроении, металлургии, электронике и энергетике, и прежде всего в военной и атомной промышленности, авиастроении и освоении космоса. Остальные Российские отрасли, в том числе нефтегазовая промышленность находятся лишь на начальной стадии их применения. В отличие от России в развитых странах за последнее десятилетие практическое применение фторполимеров возросло в разы.

Российская фторполимерная индустрия выпускает:

ФТОРОПЛАСТ-4 (Ф-4) и его композиции оказались незаменимыми в качестве подшипников в подвижных опорах, нефте- газопроводов и мостов, других длинномерных сооружениях. Здесь они надёжно работают многие годы и не требуют ни замены, ни дополнительных затрат на обслуживание. В частности, начиная с 2008 года холдинг ОАО «ГалоПолимер», активно сотрудничал с предприятиями РОСНЕФТЬ и ВАНКОРНЕФТЬ. Поставляемые компанией скользящие элементы для строительства новых нефтепроводов, с успехом заменили дорогостоящие импортные аналоги.

Применение фторопластовых прокладок просто необходимо в сейсмостойком строительстве различных сооружений, на опорных конструкциях колонн под укладываемые балки перекрытий, в фундаментных узлах, где предполагаются свободные перемещения и т.п.



ФТОРОПЛАСТ Ф-2М

(поливинилиденфторид) отличается прочностью, жёсткостью, стойкостью к истиранию, радиационным и атмосферным воздействиям. Кроме того он не подвержен хладотеку. Применяется в качестве защитных покрытий, плёнок для защиты конструкций. Это позволяет увеличить срок службы сооружений более, чем на 30 лет без изменения свойств. Отличительная особенность Ф-2М при нагревании растворяться в некоторых органических растворителях, что позволяет применять его в лакокрасочных покрытиях. Благодаря тому, что покрытия из Ф-2М не притягивают пыль, их применение предпочтительно во внешней отделке зданий и сооружений, особенно в высотном строительстве.



Фторполимеры не смогут решить организационные проблемы отрасли. Здесь нужна воля Государства. Однако они способны помочь комплексному решению технических проблем нефтегазовой промышленности

Фторопласты Ф-4М и Ф-2М зарекомендовали себя, как лучшие материалы для защиты оборудования и трубопроводов. В нефтепереработке использование емкостей, колонн, теплообменников и других аппаратов с использованием покрытий из сополимеров ТФЭ высокоэффективно и экономически оправдано.

предотвратит образование отложений парафинов и солей, снизить гидравлическое сопротивление трубопроводов и насосного оборудования за счет уменьшения шероховатости и налипания, защитить оборудование от эрозионного и механического износа, обеспечить чистоту перекачиваемого продукта, повысить герметичность разъёмных

Отечественная промышленность предлагает высокотехнологичные и ресурсосберегающие технологии. Важной особенностью применения фторполимеров, в нефтегазовой промышленности является то, что они могут использоваться в самых разнообразных условиях

Фторполимерные покрытия позволяют снизить трудоемкость ремонта, уменьшить эксплуатационные затраты

эксплуатации и выполнять при этом многочисленные функции.

1) Главным направлением остаётся защита металла фторполимерными покрытиями. В результате оборудование и трубопроводы приобретают ценные свойства без существенного изменения конструкции. Правильно подобранные покрытия позволяют не только обеспечить защиту от коррозионного разрушения в агрессивных средах, но и

неподвижных соединений, уменьшить металлоемкость конструкций.

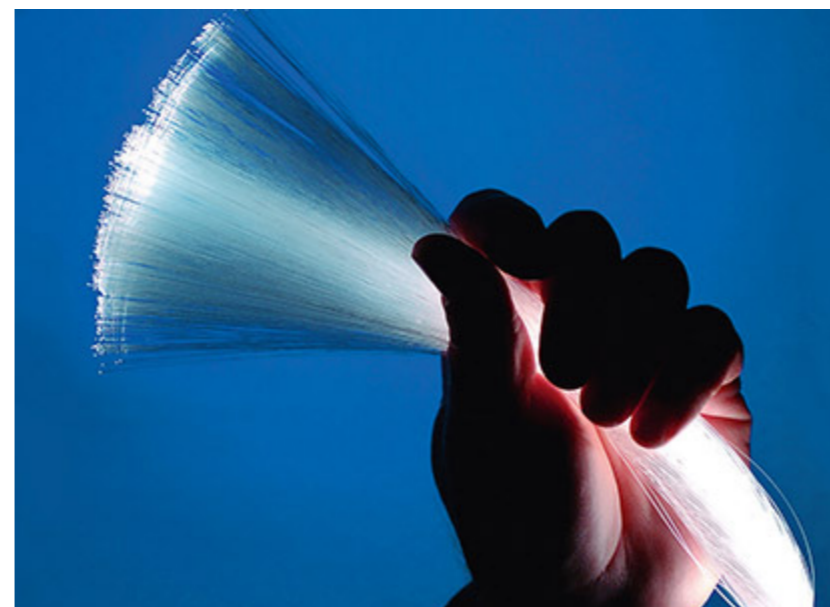
2) Новыми направлениями повышения коррозионной стойкости промышленных трубопроводов, емкостной аппаратуры являются:

- внедрение технологии прямого фторирования существующих, а также вновь монтируемых полимерных покрытий металла с целью значительного улучшения их защитных и антиприлипающих свойств;

- применение лёгких и прочных неметаллических материалов, в частности фторстекло- и фторуглепластиков для изготовления ёмкостного оборудования и трубопроводов, а также изделий сложных форм. Возможно изготовление сравнительно недорогих труб специально для нефтегазовой отрасли, сочетающих прочность и лёгкость с повышенной коррозионной стойкостью и отсутствием налипания. Эта тема остаётся нереализованной только лишь из-за отсутствия достойного инвестора.

3) Весьма полезно применение фторидных смазочных и герметизирующих материалов, обеспечивающих противокоррозионную защиту элементов конструкций (резьбовые соединения труб, затворы запорной арматуры и т.д.), а также значительно снижающие коэффициент трения в механизмах.

4) Для защиты газоходов, вентиляторов, вытяжных шкафов, ёмкостей, и другого оборудования работающего в агрессивной окружающей среде, а также, в качестве высококачественных электроизоляционных, антиадгезионных и термостойких покрытий, работающих в лёгких режимах, применяются покрытия из фторопластовых лаков или порошковых материалов, наносимых методом напыления в электростатическом поле. Интересно и экономически оправдано использование в этих случаях изобретённого



в лаборатории Института проблем химической физики под руководством д.т.н. Д.П.Кирюхина материала «Черфлона» – радиационно модифицированного ПТФЭ.

Современная технология формирования полимерных покрытий упростилась, что позволяет выполнять их как на заводах-изготовителях оборудования, так и на ремонтных предприятиях нефтегазодобывающих объединений. Благодаря этому можно многократно восстанавливать оборудование с покрытием при сравнительно небольших затратах на ремонт.

4) Широко известны ресурсосберегающие функции фторполимерных технологий, которые можно внедрять сегодня и получать от этого значительную экономию ресурсов. В энергозатратном нефтегазовом секторе комплексное применение технических масел с ультрадисперсными фторопластовыми порошками, например «Форум», может принести сотни миллионов рублей экономии.

6) Фильтрующий фторопластовый материал «Гритфтекс», полученный в

белорусском институте металлополимерных систем (ИММС НАНБ) с помощью лазерной технологии, обладает высокой пористостью (85% и более), развитой удельной поверхностью (3–6 м²/г) при сохранении теплофизических, химических и других свойств вышеуказанного фторопласта Ф-4. На базе его создана серия фильтров «Гриф», которые по заданию заказчика могут быть разработаны любой конфигурации и в случае заказа достаточных объёмов могут быть изготовлены на инновационных малых предприятиях России.

Установка фторполимерных фильтров в системе Российского трансгаза с его колоссальными потребностями весьма перспективна.

Для внедрения всего вышесказанного требуется совсем немного. Необходимо лишь желание акционеров и конструкторов в реализации новейших разработок. Оно появится тогда, когда возникнет



реальная законодательная поддержка и даже законодательное «понуждение» Государства, направленного на инновационное развитие нефтегазового сектора и всей Российской промышленности.

Ответ на экологический вопрос

Начав эксплуатацию месторождений нефти и газа, человек не задумывался о последствиях интенсивной добычи этих природных ресурсов. Теперь эта опасность стала реальностью. Большую опасность таит в себе не только использование нефти и газа в качестве топлива, но и наличие аварийных сбросов и выбросов при добыче и транспортировке нефти и природного газа. Как известно, при сгорании этих продуктов в атмосфере выделяются в больших количествах углекислый газ, различные сернистые соединения, оксид азота и т.д. Уменьшение количества кислорода и рост содержания углекислого газа в атмосфере, в свою очередь, влияют на изменение климата нашей планеты.

При ведении технологических процессов важен постоянно действующий автоматизированный непрерывный контроль с помощью современных приборов, разработанный под руководством одного из ведущих учёных фторполимерной отрасли академиком РАЕН д.т.н. З.Л.Баскиным. ●

МИРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ВОЛОКОН И НИТЕЙ

Сегодня Россия импортирует все виды полимерных волокон и нитей, в то время как объемы экспорта остаются минимальными. Суммарный объем производства в 2011 году составил 196,5 тыс. т, общий объем потребления – 416,1 тыс. т. Одним из ключевых факторов развития рынка полимерных волокон и нитей, как и любого другого рынка, является наличие сырья. Ситуация с сырьем для полипропиленовых и полиамидных волокон оценивается экспертами, как положительная, но положение дел для полиэфирного волокна – критическое. В России ни одно предприятие не производит ПЭТФ текстильного качества. Изменить ситуацию может запуск новых мощностей. Но единственный проект в ивановском текстильном кластере заработает не раньше 2017 г. Как обстоят дела на рынке полимерных волокон и нитей сегодня?

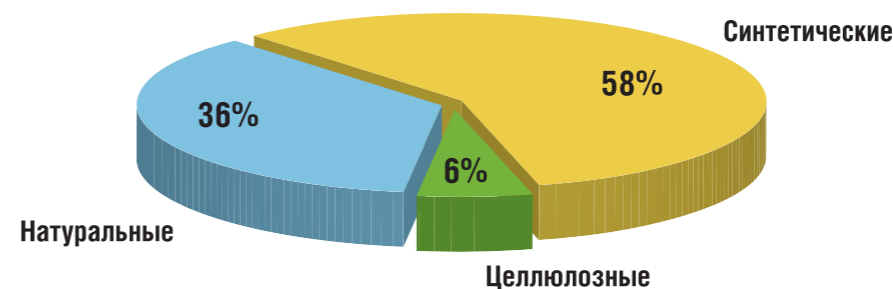


Эмиль Айзенштейн,
Доктор технических наук,
профессор,
заслуженный деятель
науки и техники России

Объем мирового производства всех видов текстильного сырья, по данным А.В. Энгельгардта – руководителя компании «Год волокон» (Швейцария) в 2011 г. вырос на 6,4% до 85,9 млн.тонн, в т.ч. натуральных волокон на 7,1% до 33,2 млн.т и химических – на 6,0% до 52,7 млн.т из них синтетических на 5,9% до 48 млн.т и целлюлозных на 6,3% до 4,7 млн.т. Потребление всех видов волокон при этом составило ок. 82 млн.т, что всего на 2,4% больше предыдущего года, в то время как за последние 10 лет ежегодные темпы прироста были не ниже 3,3%. Здесь нашли отражение и кризисный 2008 г., снижение экспортной деятельности ряда стран, например Японии, повышение цен на хлопок и т.п.

Тем не менее, бывший председатель правления объединенной компании «Глянцштофф» д-р Э.Витс, оказался прав, предсказывая еще в феврале 1966 г. динамичное развитие химических волокон в будущем. С того времени по сегодняшний день их потребление выросло более, чем в 10 раз (!) в мире и после 1997 г. они уверенно опережают по объему выпуска и темпам роста натуральные волокна. Среднедушевое потребление всех видов текстильного сырья в мире составило 11,8 кг и его рост во многом связан с удовлетворением требований современного хозяйства в изделиях промышленного и бытового назначения. Хочется развеять сомнения скептиков, особенно среди властных структур и бизнесменов, в части

Мировой рынок волокон в 2011 г.



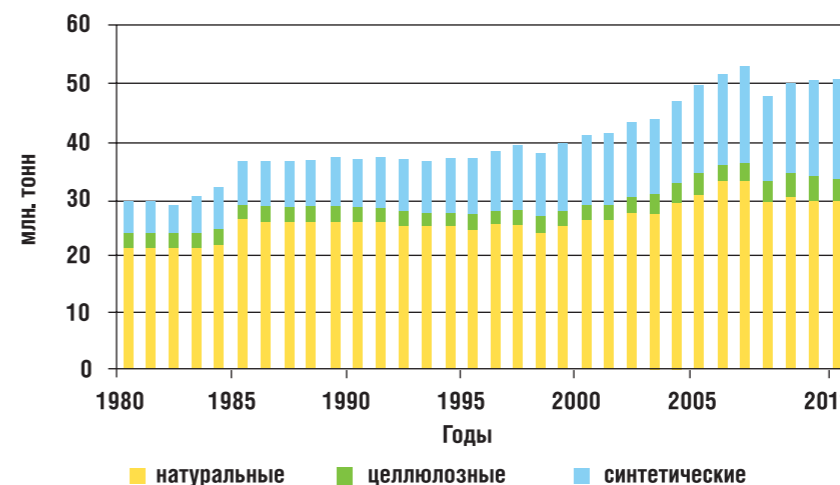
млн.т, т.е. немного ниже, чем в 2010 г., в основном из-за хлопка. В то же время для целлюлозного штапельного волокна рост оказался на 6,3% – до 4,3 млн.т., а для синтетического на 4,7% – до 17,1 млн.т. С 1980 г. ежегодный прирост последнего в среднем составлял 3,5%, в то время как целлюлозного 1,9%, а натурального ок. 1%.

В мировом производстве химических волокон безусловным лидером остается Китай, на долю которого падает 63%. На остальные передовые в этой области регионы, уступающие Китаю более чем в 10 раз, падает от 3 до 5%. Не во всех ведущих странах ситуация сложилась благополучно в 2011 году.

В частности, в Германии за последнее десятилетие постепенно снижается выпуск синтетических волокон, и, как следствие, химических в целом.

При этом небольшой прирост наблюдается для целлюлозных в связи с растущим интересом к комплексной нити для шинного корда.

Потребление штапельных волокон

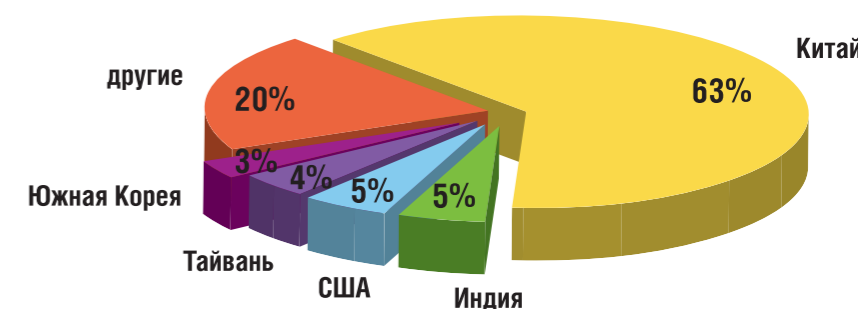


целесообразности возрождения химических волокон в России. Ведь натуральных волокон в нашей стране просто нет.

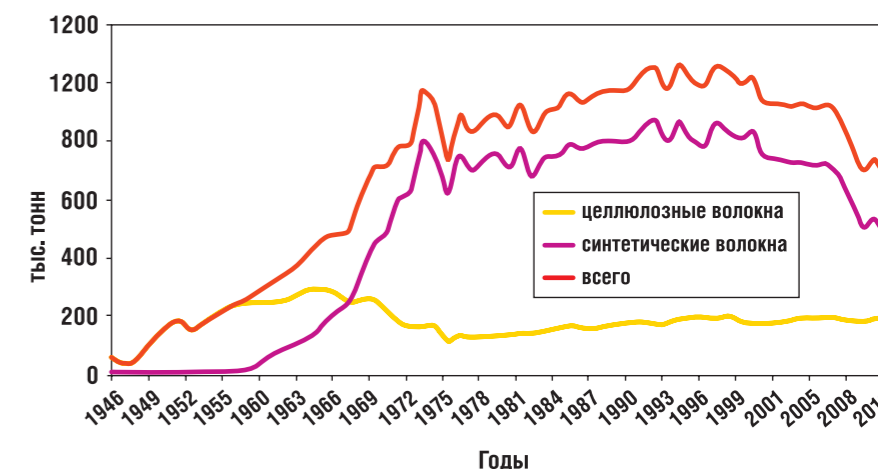
Треть мирового рынка волокон сформировавшегося в 2011 г., занимают натуральные волокна и 2/3 – химические, из которых 58% от общего количества приходится на синтетические. С 1995 г. потребление химических волокон по ассортиментам характеризуется опережающим ростом комплексных нитей (текстильных, технических, монокитей и др.) по сравнению со штапельным волокном и жгутом (сюда же входит и т.н. «волокно-наполнитель»). Среди всех видов штапельных волокон до настоящего времени на мировом рынке преобладают натуральные (хлопок, шерсть, лен и др.) и лишь в последние годы незначительно увеличивается доля синтетических, а целлюлозных (вискозных, лиоцелл) практически не меняется.

В абсолютном значении отметим, что потребление штапельных волокон было на уровне 50,2

Мировое производство химических волокон в 2011 г. по странам



Производство химических волокон в Германии



Мировой рынок (потребление) химических волокон

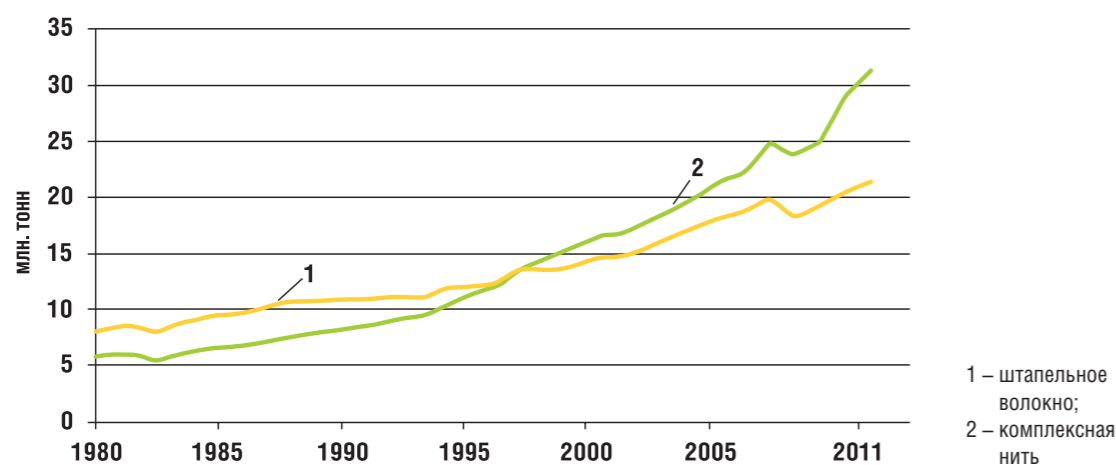


ТАБЛИЦА 1. Синтетические волокна в США в 2011 году¹

Вид волокна	Внутренние отгрузки		Импорт		Экспорт		Загрузка мощностей %
	тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%	
Полиэфирная текстильная нить	169	-4,5	43	+6	25	-14	82,5
Полиэфирная техническая нить	118	-8,4	68	-4	-	-	78,8
Полиэфирный ковровый жгут	222	+22,8	-	-	-	-	93,0
Полиэфирное штапельное волокно ²	583	-0,3	345	-9	95	+22	79,3
Полиамидная текстильная нить	28	-10,1	-	-	-	-	72,9
Полиамидная техническая нить	72	+12,3	50	+5	20	+15	85,4
Полиамидный ковровый жгут	443	-7,6	49	-13	27	+15	84,2
Полиамидное штапельное волокно	34	-20,5	8	+30	21	+8	71,1
Полиолефиновая комплексная нить ³	787	-6,7	-	-	-	-	67,6
Полиолефиновое штапельное волокно	182	-7,3	11	+60	23	+15	72,3
ИТОГО	2638	-3,3	574	-5	211	+16	-

¹ внутренние отгрузки и экспорт, исключая спандекс/эластановые нити, арамидные и другие синтетические волокна;

² включая техническое волокно-наполнитель;

³ включая комплексные и пленочные нити, спанбонд

Положение дел в США демонстрирует тот факт, что после заметного подъема производства и потребления синтетических волокон в 2010 г., в 2011 г. на 3,3% сократились внутренние отгрузки. Правда, по полиэфирному ковровому жгуту и полиамидной технической нити заметно возросло – на 22,8 и 12,3% соответственно. На 5% упал импорт, на 16% вырос экспорт, преимущественно полиэфирного штапельного волокна, полиамидных технической нити и коврового жгута.

Высокими темпами продолжает развиваться технический текстиль,

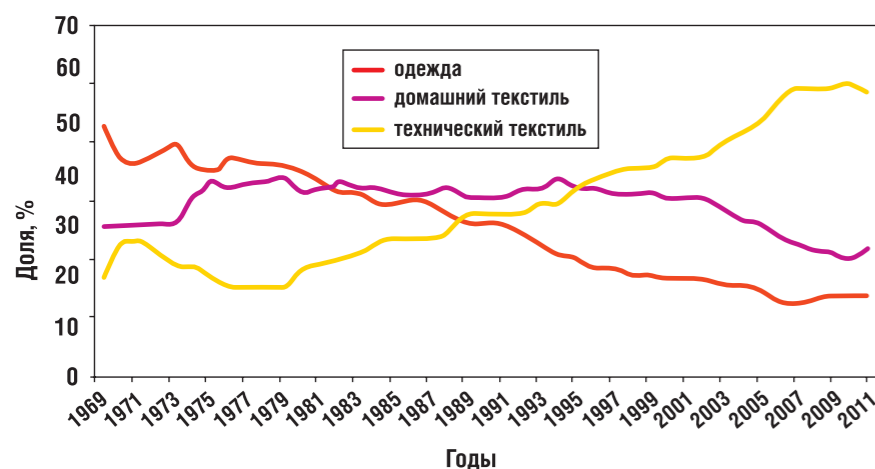
47% от мирового выпуска которого падает на азиатский регион, а на Китай приходится 11% экспорта этой продукции в мире. В самой стране планируется ежегодный рост потребления технического текстиля до 2015 г., равный 10%. В Германии доля технического текстиля, начиная с 90-х годов прошлого столетия, начала заметный рост и в настоящее время уверенно оставила позади сектора одежды и домашнего текстиля.

Среди химических волокон подавляющее развитие получили полиэфирные (ПЭФ), составляющие 74% мирового баланса. Если бы

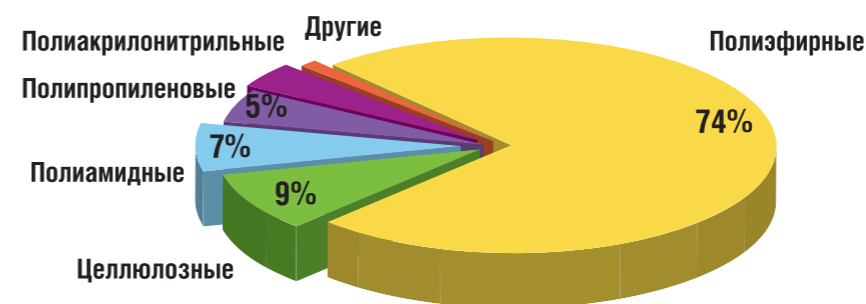
от полного объема производства полиэтилентерефталата (ПЭТ) и исходного сырья для него – терефталевая кислота (ТФК) и моноэтиленгликоль (МЭГ) – не отрывали на бесперспективное получение бутылок, эта цифра превышала бы 90%. С большим отрывом от ПЭФ волокон идут целлюлозные (Целл.), показывающие в последние годы заметный прирост, далее – полиамидные (ПА), полипропиленовые (ПП), полиакрилонитрильные (ПАН) и другие, в основном малотоннажные, например, спандекс, углеродные, арамидные и т.п.

Суммарно мировое производство ПЭФ волокон в 2011 г. достигло небывалого уровня – 38,8 млн.т, что на 8,1% выше уровня 2010 г., в т.ч. по штапельному волокну на 5,6% до 13,8 млн.т, текстильным нитям на 8,3% до 23,1 млн.т, техническим нитям на 9,7% до 1,7 млн.т и ковровому жгуту на 15,6% до 0,2 млн.т. Насколько это волокно значимо, говорит следующее: в 2010 г. 71 млн.т текстиля были проданы на мировом рынке с долей ПЭФ волокон 47%, а к 2015 г. их доля будет выше 50%. В целом мировое производство продукции из ПЭТ, где на ПЭФ волокно приходится 65–70%, к 2020 г. превысит 100млн.т, что подразумевает стабильные долгосрочные темпы роста около 6% в год.

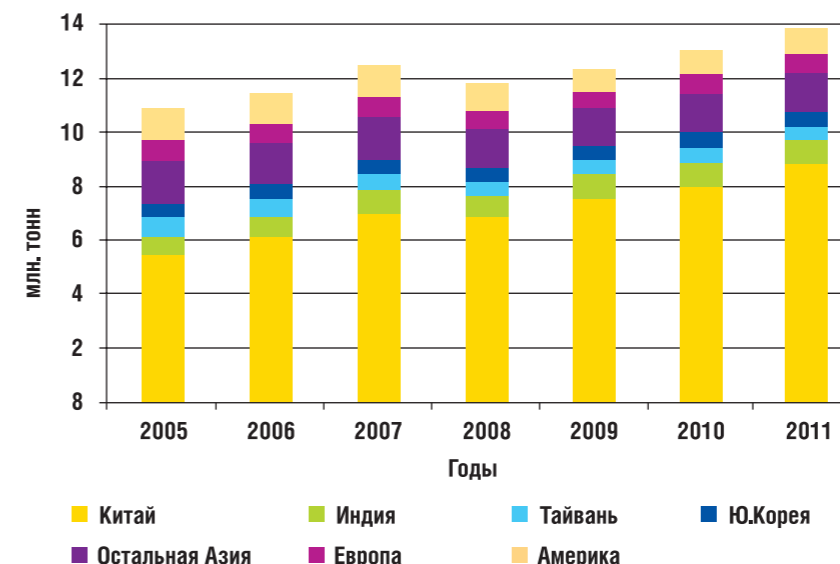
Переработка химических волокон в Германии в готовую продукцию



Мировое производство химических волокон в 2011 г.



Производство полиэфирного штапельного волокна по регионам



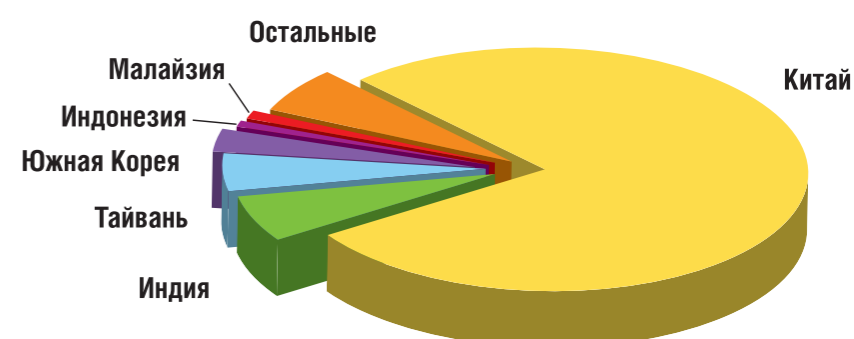
Сегодня ПЭФ штапельное волокно занимает 81% мирового выпуска синтетических штапельных волокон, к коим мы, в первую очередь, относим ПАН, ПП и ПА. В 2011 г. его производство выросло по сравнению с предыдущим годом на 5,6% и составило 13,8 млн.т, за последние 30 лет имело рекордные показатели среднегодового прироста на уровне 5,0%. Среди континентов доминирует здесь Азия (около 89%), далее идут Америка (6%) и Европа (5%).

Среди азиатских стран (и не только!) впереди Китай, добившийся за год роста на 10,3% до 8,8 млн.т, хотя в отдельные годы темпы были еще выше. Индия сократила выпуск на 3,0% до 0,9% млн.т. Т.о. указанные два государства держат в своих руках обе важные доминанты современного развития – текстиль и одежду, обеспечивая на эти цели 70% всего производимого в мире ПЭФ штапельного волокна. Важной предпосылкой к дальнейшему прогрессу является постепенное вытеснение хлопка

ввиду дороговизны последнего (на 20–30%) и сильной подверженности погодным катаклизмам.

В целом, выпуск ПЭФ комплексных нитей, включая текстильные (гладкие и текстурированные), технические и ковровый жгут, по сравнению с 2010 г. увеличился на 8,5% до 25 млн.т. Объем производства непосредственно текстильной нити вырос в 2011 г. на 2 млн.т (или на 8,3%) до 23,1

Производство полиэфирной текстильной нити по регионам



млн.т, из которых почти 97% сосредоточено в Азии, главным образом в Китае, где в течение последних пяти лет доля его в мировом производстве поднялась от 65 до 79%, достигнув абсолютного уровня более 18 млн.т.

В течение этого времени в стране непрерывно рос выпуск ПЭФ текстильной нити, которой, если бы не помешал кризис 2008 г., мог бы сегодня приблизиться к отметке 24 млн.т. Увеличение коэффициента загрузки мощностей относительно 2006 года с 65% до 76% позволило поднять уровень чистой прибыли в предыдущие два года на 6%. Если взять в расчет средний ежегодный прирост производства этой нити за последние пять лет, равным 9,2%, то к концу 2012 г. в мире ожидается прирост еще 2,2 млн.т ПЭФ текстильной нити.

В отличие от вышесказанного, в Европе Японии и США в области ПЭФ в меньшей степени стремятся к наращиванию мощностей на основе традиционных технологий, отдавая предпочтение развитию новых направлений, в частности, совершенствованию оборудования и процесса, модификации, рециклингу, получения полимера из биологического сырья. Например, японская фирма "Toray Industries" в конце 2012 г. планирует пуск нового производства с применением в качестве исходного сырья био-п-кислота. Поскольку ПЭТ составляет примерно 25% общей массы полимерных отходов и в настоящее время признан как самый перерабатываемый пластик в мире (поскольку легко гомогенизируется и не требует пластификации), в Европе, например, утилизация ПЭТ-бутылок включена в государственную программу, что дает уже ощутимый результат: в Германии перерабатывают – 80–85% отходов ПЭТ-бутылок, в

ТАБЛИЦА 2. Ассортимент продукции на основе полиэфирной технической нити в Китае

Наименование продукции	Годы, тыс. тонн				
	2008	2009	2010	2011	2012
Шинный корд	86	103	120	130	144
Рекламная ткань	28	34	50	80	120
Брезент, тентовая ткань для автомобилей	14	17	24	38	50
Нити, канаты, веревки, тканые ленты, тесьма	98	118	140	290	420
Геосинтетический материал	20	24	58	70	80
Конвейерные ленты	56	67	80	98	120
Обивочный материал	5	9	13	18	28
Продукция из тонких нитей	–	–	–	20	40
ВСЕГО	357	322	610	884	1182
Ежегодный прирост	33	21	41	45	34

ТАБЛИЦА 3. Полиэфирная техническая нить на рынке Китая

Показатели	Годы, тыс.тонн					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Мощности	1065	1300	1623	2050	2250	2450
Производство	860	1050	1300	1640	1800	1960
Потребность	610	884	1182	1502	1720	1970
Ежегодный прирост, %	41	22	24	26	12	9
Коэффициент загрузки мощностей, %	81	81	80	80	80	80

Швеции – 90–95% (самый высокий уровень в мире). Для информации – в России объем сбора этих бутылок около 10%, а объем переработки пластиковых бытовых отходов едва достигает 3%.

ПЭФ технические нити ныне наиболее привлекательный вид продукции из рассмотренных чуть выше, поскольку охватывает магистральные области технического текстиля. Судя по самому крупному в мире китайскому рынку ассортимент продукции на основе ПЭФ технической нити чрезвычайно широк и перспективен.

Его объем за 4 года увеличится в стране более чем в 3 раза при ежегодных темпах роста от 30 до 40%. Важно подчеркнуть, что заметно возрос объем реализации этой нити в автомобильной и резино-технической промышленности (более чем в 2 раза), в дорожном строительстве (в 4 раза) и др. Рынок ПЭФ технической нити в Китае будет бурно развиваться и впредь,

достигнув при замедленных темпах роста к 2015 г. оптимального баланса между спросом и предложением. Любопытно заметить в той же таблице, что загрузка мощностей на протяжении столь длительного периода остается на одном уровне – ок. 80%, что характеризует завидную стабильность в данном секторе экономики и не очень согласуется

Производство полиэфирной технической нити по регионам



с различными высказываниями по поводу стагнации в китайской промышленности.

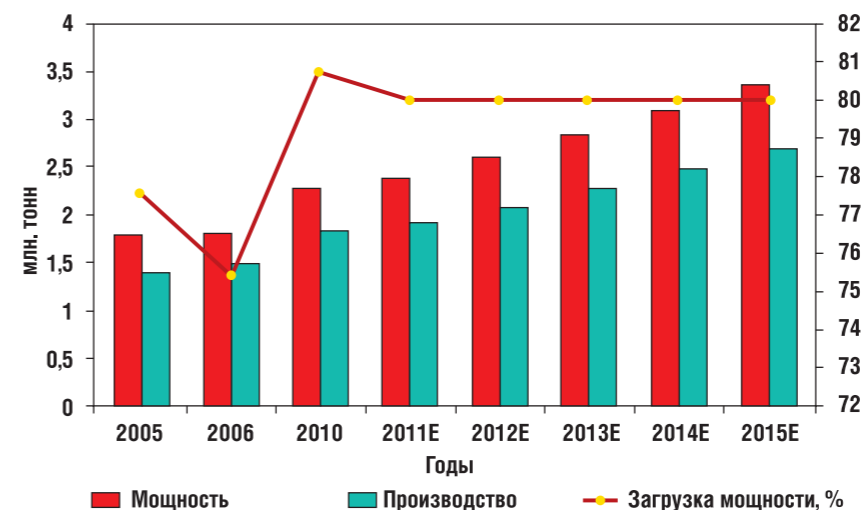
В целом на азиатский регион в 2011 г. приходилось более 80% мирового производства ПЭФ технической нити, где помимо Китая свою долю вносит Южная Корея, Вьетнам и другие страны. США в этот же период снизили объемы на 11,2%, в то время как Европа сохранила их неизменными. Тенденции развития мировых мощностей и производств ПЭФ технической нити вполне обнадеживающие: к 2015 г. мощности поднимутся до 3,4 млн.т, а производство до 2,7 млн. и, что очень схоже с Китаем, на протяжении 5 лет коэффициент загрузки мощностей сохранится практически постоянным – 80%.

Мировое производство ПА комплексной нити в 2011 г., вопреки радужным достижениям в 2010 г., сократилось на 2%, оставшись на отметке ниже 3,8 млн.т., в т.ч. текстильной – на 0,7% до 2 млн.т, технической (кордной) – на 3,9%, едва дотянув до 1 млн.т и коврового жгутика – на 2,4% до 0,75 млн.т.

Единственное существенное расширение их производства отмечено в Китае, в то время как в большинстве других стран оно оказалось либо ниже, либо близко к уровню 2010 г. По сравнению с ним доля ПА текстильных нитей и коврового жгутика в мировом балансе химических волокон снизилась на 8%. Азиатский регион остался доминирующим по этой продукции – 85%. Производство ее в Северной Америке, в основном в США, сократилось на 30% до 545 тыс.т, в т.ч. за счет вытеснения ПА ковровой пряжи полиэфирной.

Преобладающая сфера потребления ПА технической нити нынче –

Тенденции развития мировых мощностей и производств полиэфирной технической нити до 2015 года



автомобилестроение (шинный корд и подушки безопасности), на долю которых в 2011 г. приходилось 2/3 ее мирового производства. Доля Азии по сравнению с 2000 г. выросла от 1/2 до 2/3, в Северной Америке и Европе после затяжной серии сокращения объемов выпуска, в последние два года наступил умеренный подъем. Бесспорным лидером среди стран является Китай, где в настоящее время осваиваются несколько новых мощностей. Тем не менее, производство ПА технической нити в предыдущем году резко упало: на 15,7% до 332 тыс.т, в первую очередь нитей на основе ПА6 (типа капрон), в то время как из ПА66 (типа нейлон) продолжает расти. Эксперты предполагают, что данное снижение находится в преддверии нового китайского «взрыва» в производстве автомобильных шин, ожидаемого к 2015 г.

О ПА штапельном волокне не принято много говорить. Для его мирового производства характерно на протяжении многих лет непрерывное сокращение. И в 2011 г. оно упало на 13,3% до 162 тыс.т, в т.ч. в Западной Европе – 60 тыс.т, в Китае – 68 тыс.т (на 12,8% меньше, чем в 2010 г.). У единственного крупного производителя – США мощности по ПА штапельному волокну в 2011 г. равны четверти уровня конца 1980 г. Итог – не выдержало это волокно конкуренции со стороны ПЭФ, ПАН и ПП.

Сегодня промышленность ПП довольно многообразна: с одной стороны, отдельные компании расширяются и закрываются, с

другой успешно объединяются или приобретаются более состоятельными. Например, известная бразильская фирма “Braksen”, взявшая в 2010 г. под свое крыло производство ПП высокого качества, принадлежавшее “Sinoco Chemicals”, в последние годы приобрела две линии в США и две линии в Германии, основанные на ноу-хау “Dow Chemical”, общей мощностью ок. 1 млн.т. ПП штапельное волокно широко применяется для изготовления фильтровальных тканей, ковровых покрытий, геотекстиля, протирочных материалов, салфеток, продукции гигиены, изоляции и некоторых конструкций. В последнее время появляется много информации о применении ПП волокон для армирования бетона. В 2011 г. мировой выпуск ПП комплексных нитей, включая текстильные, технические и ковровый жгутик, имел прирост 0,8% до 1,7 млн.т. В указанный объем не включены спанбонд и мелтблун, монопнити, ленты, пленочные нити, волокна – наполнители «искусственная трава» и т.п. Текстильные нити из этого полимера используются для изготовления одежды, особенно спортивной, сверхлегкого белья, обладающего к тому же хорошим влагопереносом и эластичностью, что крайне важно при быстром движении. Высокопрочные и легкие технические нити из ПП традиционно применяются для канатов, сеток, шпагатов, швейных ниток, автомобилестроении, строительстве и т.д. ПП ковровый жгутик, несмотря на плавное падение его объемов, занимает

до сих пор довольно крупный производственный сектор, 60% которого охватывают США, Китай и Западная Европа.

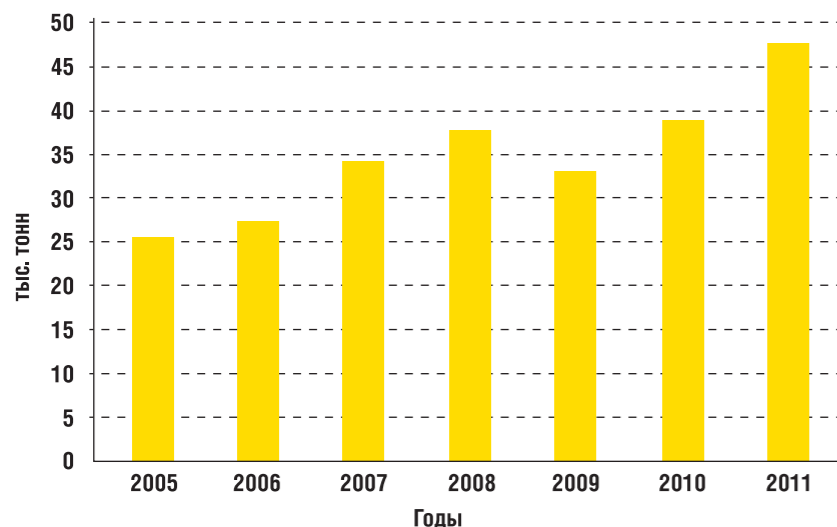
Рынок ПАН волокон вырос незначительно – на 1,4% до 2,0 млн.т, подтвердив свой уровень за последние 3 года, который оказался на 30% ниже рекордного значения 2002 г. Значительное увеличение объемов производства произошло в Китае, Египте, Японии, Таиланде и Турции, в то время как в Восточной Европе, Иране и Тайване показатели снижаются. В связи с остановом ряда заводов в Китае, коэффициент загрузки мощностей поднялся до 90%. К концу 2012 г. реконструкция должна завершиться.

Среди целлюлозных волокон наиболее широко представлены вискозное штапельное волокно и ацетатный сигаретный жгут. Выпуск целлюлозных волокон в целом в 2011 г. увеличился на 7,7% до 3,4 млн.т и ацетатного на 0,2% до 0,9 млн.т. Первое развивается преимущественно в азиатском регионе, особенно в Китае, Индии, Индонезии и Таиланде. Япония после закрытия 2х заводов пребывает на прежнем уровне. На Тайване объем неуклонно сокращается, в США и Бразилии потребление вискозного штапельного волокна урезано почти вдвое, в Европе – ближе к стагнации.

Распространена точка зрения, что вискозное штапельное волокно получит ощутимое развитие в будущем ввиду наступающего ограничения земельных площадей под посевы хлопка. Очевидно, речь идет о волокне, аналоге вискозному, но получаемому по т.н. «бессероуглеродному способу», широко известному под марками лиоцелл, тенцелл и т.п. В частности австрийская компания “Lenzing Group” планирует поднять его производство от 0,7 млн.т в 2010 г. до 1,1 млн.т к 2014 г. Одновременно с созданием новых мощностей по целлюлозе, в течение ближайших 5 лет появятся новые производства вискозного волокна в Китае, Индии (до 160 тыс.т), Турции (до 180 тыс.т), Индонезии (дополнительно 80 тыс.т) и др.

Мировой рынок целлюлозных комплексных нитей, охватывающий главным образом вискозные текстильные и технические и немного ацетатные и медноаммиачные, вырос по

Мировое производство углеродных волокон



сравнению с 2010 г. до небывалой цифры за последние 5 лет – на 10,5% до 400 тыс.т. Это произошло опять-таки благодаря Китаю, где собственное производство зафиксировало подъем на 22,9% до 222,5 тыс.т. Однако, эти цифры далеки от пикового уровня, достигнутого в 1969 г., когда мировое производство целлюлозных нитей превышало 1,4 млн.т и в дальнейшем они постепенно вытеснялись более дешевым синтетическим материалом: выпуск медноаммиачных сократился вдвое – до 15 тыс.т ацетатных, которые сегодня в мире производят менее чем 10 заводов, в 10 раз – с 400 до 40 тыс.т, вискозных – почти в 3,5 раза – с 1 млн.т до 350 тыс.т.

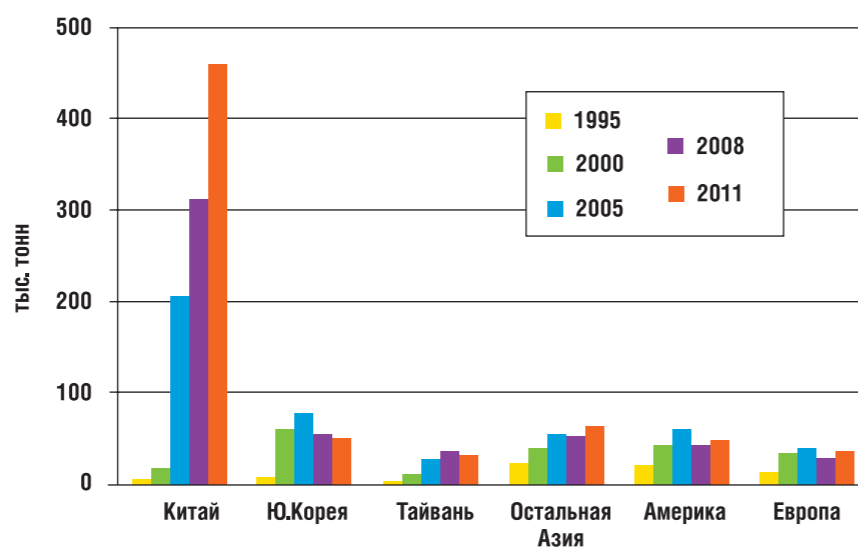
Отмеченный выше рост производства целлюлозных нитей во многом обусловлен растущим интересом к вискозным техническим нитям, используемым в качестве армирующего материала в автомобильных шинах, резинотехнических изделиях, исходного сырья (прекурсора) для получения углеродных волокон. Этим, наверное, и объясняется максимальная загрузка мощностей в Европе и Индии. В распределении доли производства целлюлозных нитей по регионам лидирует Азия (75%), затем идут Европа (18%) и Америка (остальное).

Обращаясь к так называемым малотоннажным химическим волокнам, к коим относятся углеродные, арамидные, спандекс и др., отметим, что их суммарный выпуск возрос в 2011 г. на 9,1% до 535 тыс.т. Самые высокие темпы ежегодного прироста имеют

углеродные волокна, настойчиво приближаясь к отметке 50 тыс.т, что во многом связано с развитием композиционных материалов промышленного и военного назначения.

В частности, на их основе создаются новые самолеты типа А-380, В 787, А400М и А350. Лидер мирового рынка углеродных волокон “Toray Industries” (Япония), имеющая мощности 17,9 тыс.т/год, собирается их довести с помощью дочерних компаний к 2013 г. до 21,1 тыс.т, а к 2015 г. – до 27,0 тыс.т. В этот же период ряд компаний, например, “Mitsubishi Royon”, “SGL Group”, “Hyosung”, “Kemrock”, “Taekwang”, “Hexel”, “Qifeng”, “Sabic”, “Daw-Chemical”, “Montefibre” и др. введут дополнительные мощности в Японии и др. В Германии на базе

Ввод основных мощностей по спандексу



“Saxon Textile Research Institute” (г. Хемниц) создан новый центр по рециклингу отработанных углеродных волокон, например, в нетканые материалы.

Арамидные волокна по прежнему выпускаются на основе двух структурных форм (конформаций) макромолекул ароматического полимера: пара-и мета. Пара-aramидные (типа кевлар) преимущественно используются как укрепляющий материал, мета-aramидные (типа номекс) – для повышения тепло- и огнестойкости. Японская компания “Teijin Techno Products” впервые в мире разработала м-aramидное нановолокно высокого качества с теплостойкостью до 3000С, планируемое к 2014г.

коммерческому применению для сепараторов в Li-батареях и объемных конденсаторов, для высокопроизводительных и теплостойких фильтров и мн.др. Мировое производство арамидных волокон составляет примерно 77 тыс.т/год, из них ок.10% приходится на две фирмы – “Du Pont” (США) и “Teijin Group” (Япония). Грандиозные планы у Китая: к 2015 г. “Bluestar Chengrand Chemical” увеличит мощность по этим волокнам с 1 до 10 тыс.т. Новый завод в Южной Каролине (США) расширит к концу 2013 г. свои мощности на 40%.

По мере продвижения высокоэластичной полиуретановой нити типа спандекс в сектор различных видов одежды, ее популярность в мире растет с каждым годом. Если в середине 1990-ых годов почти 2/3 мощностей

по спандексу сосредоточено было в США, Европе и Японии, то сейчас их суммарная доля не превышает 13%, а основные производители переместились в азиатский регион, главным образом в Китай.

Планы увеличения мощностей производства спандекса контрастируют с известными осложнениями на рынке продаж, вызванных относительно высокими ценами и падением (надеемся, временным) спроса на эту нить. Поэтому в настоящее время загрузка мощностей в Китае не превышает 60%. Тем не менее, компания “Indorama Ind.” планирует к концу 2012 г. закончить строительство нового производства спандекса в Индии, значительно повысив там мощности от 5 до 15 тыс.т/год.

Нетканые материалы (НМ), наверное, оказались самым эффективным и коротким переходом между химической и текстильной промышленностью. Они настолько их сблизили, что давно стало непринципиальным,

где делать НМ – на заводе химволокна или – текстильной фабрике. Например, НМ типа спанбонд – получение аналогично формованию синтетических нитей из расплава, применение – замена тканей и трикотажа. Объем мирового выпуска НМ в 2011 г. вырос на 6,2% до 8,6 млн.т. В м2 этот прирост выглядит еще веселее, поскольку появилось новое оборудование, позволяющее при тех же механических свойствах НМ снижать его поверхностную плотность, тем самым экономя сырье и извлекая более высокую прибыль.

Солидные инвестиции вкладывают в производство НМ типа спанбонд и спанлейс (гидроструйный способ), используемым прежде всего для получения геотекстиля, автомобильных фильтров, мебели, ковров и т.д. В мире по данному способу 150 предприятий на 260 технологических линиях выработали 819 тыс.т НМ с приростом против 2010 г., равным 9,5%. В Европе и Китае ежегодный рост

производства спанлейса до 2016 г. сохранится на уровне 8,2%. Подъем спанбонда наиболее впечатляющий: ежегодный рост в последние годы в среднем 9,2%, достигнув объема где-то 3,7 млн.т, а к 2013 г. приблизится к отметке 4,3 млн.т/год, т.е. ок. 50% от всех НМ. Мировым лидером в области потребления НМ типа айрлайд (аэродинамический способ укладки волокна) к 2013 г. должна стать “Glatfelter Group”, организующая переработку на своих территориях в Канаде и Германии, где основной продукцией будут предметы гигиены, специальные салфетки, упаковка пищевых продуктов и т.п. Крупнейшая финская фирма “Ahlstrom” собирается продвигать свой бизнес в ряде стран Европы, Америки и Азии в области НМ для фильтров, настенных и напольных покрытий, этикеток и мн.др. Сегодня для НМ применяют практически все виды полимеров и волокон, темпы их развития одни из самых высоких в мире, в т.ч. и в России. Поэтому от них во многом зависит продвижение химии и текстиля в будущем. ●

КОМИТЕКС
www.komitex.ru

ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru



НЕТРАДИЦИОННОЕ УВ СЫРЬЕ: ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ

История развития мировой нефтяной промышленности связана преимущественно с добычей легкой малосернистой нефти из месторождений с благоприятными географическими и геологическими условиями залегания. Освоение подобных месторождений определяло как темпы добычи углеводородов из доступных источников при минимальной себестоимости, так и направление развития переработки, нацеленное на максимальное производство моторных топлив. Качественное изменение сырьевой базы нефтепереработки требует разработки новых и совершенствования существующих технологий для максимально эффективного использования ресурсов сверхвязких нефтей и природных битумов. Какие технологии их переработки существуют сегодня?



Александр Копылов,
Заведующий лабораторией
технологии производства
и переработки УВС,
ОАО «Волжский научно-
исследовательский институт
углеводородного сырья»

ОБ АВТОРЕ

Копылов Александр Юрьевич в 1998 г. окончил Казанский Государственный Технологический Университет, факультет нефти и нефтехимии. С 2000 г. – кандидат технических наук по специальности «Нефтехимия». 2008 г. – лауреат Государственной Премии РФ в области науки и техники. 2010 г. – доктор технических наук по специальности «Нефтехимия». Автор более 80 научных трудов в Российских и международных изданиях в области нефтегазопереработки и нефтехимии, имеет 11 патентов.

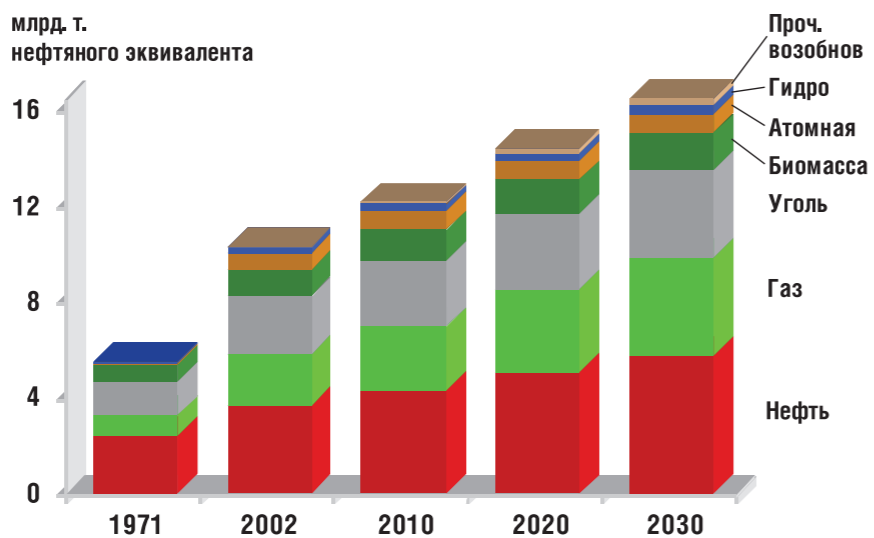
Несмотря на значительные усилия, прилагаемые развитыми странами для сокращения зависимости энергетики от невозобновляемого сырья, именно нефть и газ продолжают доминировать на мировом энергетическом рынке. По оценкам Международного энергетического агентства, недавний экономический кризис и последующее повышение цен на нефть не остановили растущий мировой спрос на нее, лишь незначительно замедлив в 2012 году темпы роста.

Альтернативная энергетика развивается, но не станет в обозримом будущем реальной заменой традиционному топливу без революционных преобразований в области производства, трансформации и использования возобновляемых энергоресурсов, таких как солнечная, ветровая энергия.

В то же время существует более реальная возможность удовлетворить растущий уровень потребления нефти – обратиться к ресурсам нетрадиционного углеводородного сырья. К таковым относят высоковязкие, сверхвязкие нефти и природные битумы.

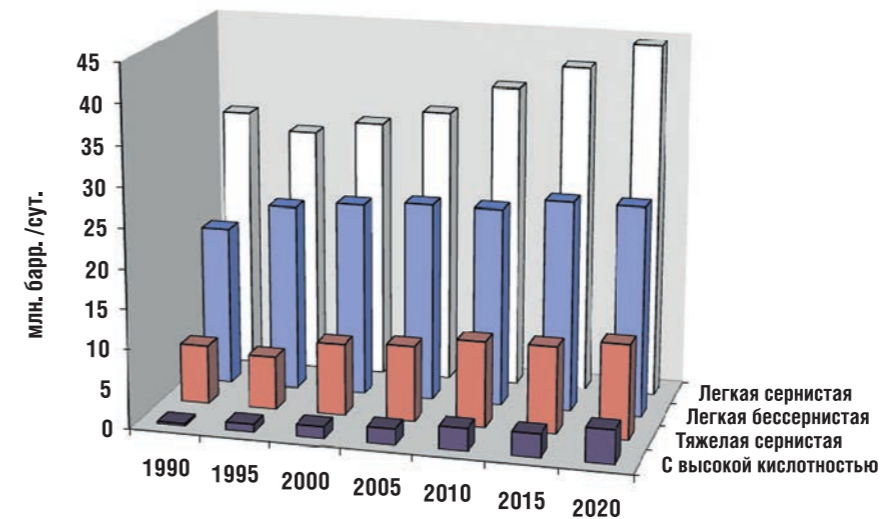
Ситуация с дефицитом углеводородного сырья осложняется снижением доли запасов легких бессернистых нефтей и газоконденсатов. Данная тенденция находит отражение и в Российской Федерации, являющейся крупнейшим мировым экспортером нефти и газа. Поэтому вовлечение в эффективную переработку нетрадиционных ресурсов углеводородов, доля которых в структуре нефтедобычи возрастает (рис. 2), становится важнейшей задачей, что отражено в Энергетической стратегии РФ в период до 2030 года.

РИС. 1. Динамика изменения мирового спроса на энергоносители



Источник: Международное энергетическое агентство

РИС. 2. Динамика изменения качества добываемой нефти с прогнозом до 2020 года



Источник: Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2020. Report #: DOE/EIA-0383

Природные битумы (ПБ) представляют собой органическое углеводородное полезное ископаемое, сформированное в процессе био- и термодеградации нефтей в пластовых условиях. ПБ залегают в недрах в различном состоянии – от вязко-пластичного до твердого. ПБ характеризуются высокой плотностью, вязкостью и содержанием смолисто-асфальтеновых соединений до 75%. Существуют различные классификации тяжелого нефтяного сырья, по которым нетрадиционные нефти относят к тяжелым, сверхвязким и битумам. Согласно принятой на XII Нефтяном мировом конгрессе (Хьюстон, 1987 г.) схема классификации нефти и природных битумов выглядит так:

легкие нефти	плотностью менее 870,3 кг/м ³
средние нефти	плотность 870,3–920,0 кг/м ³
тяжелые нефти	плотность 920,0–1000 кг/м ³
сверхтяжелые нефти	плотность более 1000 кг/м ³ , вязкость менее 10000 мПа·с
природные битумы	плотность более 1000 кг/м ³ , вязкость свыше 10000 мПа·с

Такое разделение тяжелого сырья в известной степени формализовано, однако в зависимости от показателей плотности и вязкости сырья применяют различные методы добычи. На сегодняшний

день в различных регионах мира успешно внедрены разнообразные технологии добычи такого сырья: карьерная разработка, внутрислоевого горения, парогравитационный дренаж, циклическая закачка пара, парагаза и др.

Однако решение задачи извлечения сверхтяжелых нефтей на поверхность – это только половина дела. С увеличением объема добычи возникают проблемы с транспортом и переработкой. Практически отсутствие текучести при температуре ниже 40–50°C делает невозможным трубопроводный транспорт природного битума, сверхтяжелых вязких нефтей.

Для таких нефтей первоочередной задачей является облагораживание на месте добычи для удаления высоковязких и склонных к осаждению на внутренней поверхности трубопровода компонентов (асфальтенов). Это необходимо для решения проблемы транспорта по нефтепроводу такой нефти до объектов переработки. При этом процессы облагораживания должны учитывать низкий порог термической стабильности тяжелых нефтей и битумов и возможность образования сероводорода при температуре менее 200°C в результате термического разложения гетероатомных соединений и асфальто-смолистых компонентов. Низкая термическая стабильность при высоком содержании серы (до 5%) является

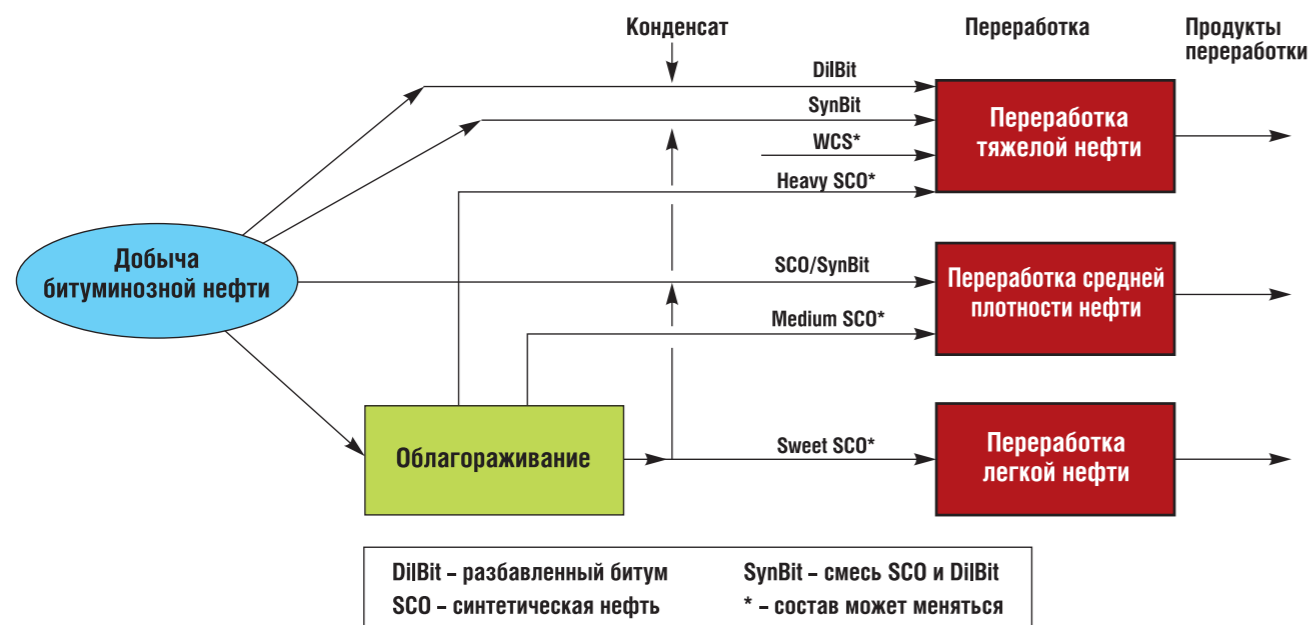
серьезной проблемой для НПЗ, перерабатывающих тяжелые сернистые нефти, поскольку образующийся сероводород вызывает интенсивную коррозию оборудования.

Опыт за рубежом

В Канаде и Венесуэле, обладающих наиболее крупными запасами сверхвязких нефтей и природного битума, освоение ресурсов тяжелого нефтяного сырья решается различными способами: строительством крупных комплексов глубокой переработки тяжелого сырья в синтетическую нефть (Syn crude) или ассортимент товарных нефтепродуктов на месте их добычи; транспортом до НПЗ сырья, разбавленного дистиллятными фракциями, конденсатом (Dilbits) или транспортом в виде водонефтяных эмульсий для последующего использования в качестве котельного топлива (Oremulsion, Венесуэла). Понятие «синтетическая нефть» не имеет точного определения и появилось для обозначения смеси дистиллятов и продуктов с температурой кипения до 565°C (без тяжелого остатка). Этот термин используется с 1967 г., когда компания Suncoг начала производить подобную смесь на установке замедленного коксования битуминозного сырья Канады. Несмотря на то, что малосернистые синтетические смеси составляют основную долю синтетических нефтей, имеются также и высокосернистые смеси. Ряд таких нефтей содержит остаточный компонент (гудрон). Каждый из вышеуказанных видов «синтетической нефти» существенно отличается от другого и поэтому перерабатывается на различных НПЗ (рис.3.).

Структура нефтепереработки в Канаде представлена 19 нефте- и битумперерабатывающими предприятиями, часть из которых производит синтетическую или полусинтетическую нефть из природного битума для экспорта своему соседу – США, где находятся 148 НПЗ. Таким образом, облагораживание природных битумов в Канаде решает важную задачу реализации экспортируемого сырья улучшенного качества по стоимости, близкой к цене нефти Brent.

РИС. 3. Варианты переработки битуминозной нефти за рубежом



Источник: материалы «Hydrocarbon processing» и технологической платформы «ГПУР»

Принципиально технологическая схема облагораживания и производства синтетической нефти из природного битума или сверхвязкой нефти (СВН) базируется на двух видах процессов – гидрооблагораживания за счет введения водорода извне и удаления асфальтенов путем их концентрирования в остаточном продукте (кокс или асфальтит). Существует большое число процессов, которые могут входить в схему получения синтетической нефти. К таким процессам относятся как традиционные технологии переработки остатков обычной нефти, так и новые процессы и их комбинации, разработанные специально для повышения эффективности переработки битуминозного сырья. На рис. 4 приведена схема ряда процессов, которые применяются или могут быть использованы для углубленной переработки тяжелого нефтяного сырья.

Увеличение доли тяжелых нефтей, вовлекаемых в переработку, приводит к росту объема нефтяных остатков (мазатов и гудронов) в материальном балансе НПЗ. Поэтому задача углубления переработки становится чрезвычайно актуальной. Классические технологии коксования, каталитического и гидрокрекинга развиваются в направлении интеграции процессов переработки труднокрекируемых

видов остаточного сырья, получаемого из сверхвязких нефтей.

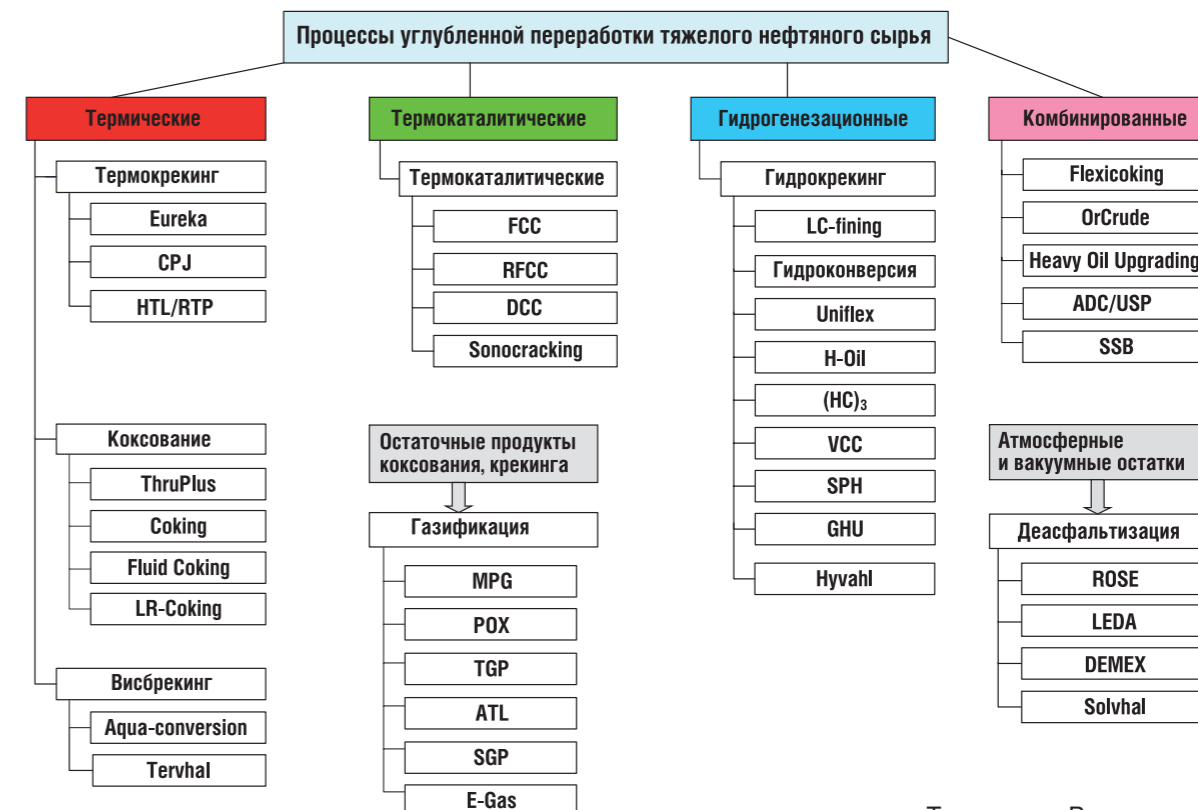
Безусловно, одним из основных перспективных процессов глубокой переработки нефтяных остатков является гидрокрекинг. Этот процесс входит в схемы производства синтетической нефти из природного битума и весьма широко внедряется на традиционных НПЗ. Однако высокие капитальные и эксплуатационные затраты заставляют искать пути снижения давления и температуры процесса при сохранении высокой степени конверсии остаточного сырья. В этой связи наиболее прогрессивной является технология гидрогенизации тяжелых нефтяных остатков (процесс гидроконверсии), разработанная в Институте нефтехимического синтеза РАН под руководством академика С.Н. Хаджиева. Процесс отработан на пилотных установках на остатках перегонки западно-сибирской и тяжелой битуминозной нефти. В основе процесса лежит использование эмульсионной каталитической наноразмерной молибденсодержащей добавки в составе сырья, что позволяет интенсифицировать процесс, достигнув конверсии остатка до 80–90% при пониженном давлении (не выше 7 МПа). Применение рециркулята повышает конверсию и снижает расход каталитической добавки.

Усовершенствованный процесс Veba Combi Cracker (VCC) является вариантом гидропереработки без использования катализатора (применяется дисперсная добавка на основе активированного угля) при высоком расходе и давлении водорода около 20–25 МПа. Этот процесс, основы которого были заложены еще в начале прошлого века, сейчас лицензируется компаниями BP и KBR. Первая промышленная установка запланирована в Татарстане на НПЗ ОАО «ТАИФ».

В состав комплексов глубокой переработки утяжеленных нефтей входит процесс газификации остатков коксования и деасфальтизации. Одним из вариантов данного процесса является технология ATL (Asphalt-to-liquids), разработанная компанией «NEDO» (Япония). Газификация асфальтита осуществляется при температуре около 1000°C, в результате последующей конверсии в газовой фазе при 200–300°C и давлении до 4 МПа получают синтез-газ, который затем подают в реактор Фишера-Тропша со стационарным катализатором для получения жидких углеводородов.

Приведенные сведения дают общее представление о том, что за рубежом технологии глубокой конверсии активно внедряются, позволяя природному битуму стать полноправным источником

РИС. 4. Процессы углубленной переработки тяжелого нефтяного сырья



сырья нефтепереработки. Как же складывается ситуация с переработкой СВН в нашей стране?

Российский опыт

Одним из наиболее богатых регионов РФ по запасам СВН и природного битума является Республика Татарстан, где проблемой освоения нетрадиционных ресурсов нефти занимаются более 30 лет. За это время накоплен уникальный опыт в технологиях добычи, сформирован научный потенциал и разработаны различные программы освоения ресурсов тяжелой нефти и схемы ее переработки. «Золотой век» освоения знаменитого Ромашкинского месторождения остался в прошлом, и сегодня нефтяники Татарстана успешно решают задачу добычи СВН.

Татарстан начал разрабатывать сверхвязкие нефти с середины 70-х годов на Мордово-Кармальском месторождении, где интегрально за годы разработки добыто свыше 200 тысяч тонн. На Ашальчинском месторождении СВН добывается в промышленном масштабе с использованием парогравитационного метода с 2006 года. На сегодня там

добыто около 150 тыс. тонн нефти, которая пока смешивается с карбоновыми нефтями ближайших месторождений. Снижение расходов на добычу и значительное сокращение пошлин и налогов впервые за многие годы сделало освоение ресурсов тяжелых битуминозных нефтей рентабельным.

Опыт ОАО «Татнефть» показал, что на выбор технологии подготовки СВН к транспорту и дальнейшей ее переработки оказывают влияние состав сырья, технология добычи, геолого-географические условия месторождений, существующая инфраструктура нефтепроводного транспорта.

Для Татарстана характерно большое количество относительно небольших по запасам месторождений с объемом добычи тяжелого сырья в среднем 1–3 млн. т/год на период 10–15 лет. Ресурсные ограничения привели к тому, что крупнейшие нефтяные компании Shell, Total и Chevron, активно участвуя в переговорах с ОАО «Татнефть» в 2006–2008 годах, не смогли предложить приемлемых для наших условий и рентабельных технологий переработки сверхтяжелых нефтей

Татарстана. Рост темпов освоения Ашальчинского месторождения актуализирует разработку технологий облагораживания СВН и природных битумов в регионе.

Ограничения масштабов разработки битумных месторождений в РФ связано также с неготовностью к транспорту и полноценной переработке такого сырья. Решение проблемы облагораживания на месторождении обеспечит возможность смешения подготовленных сверхвязких нефтей, природных битумов с карбоновой и легкой девонской нефтью для экспорта и глубокой переработки без существенного снижения качества такой смеси.

При выборе технологии переработки СВН и природных битумов на месте добычи одним из главных факторов является количество производимого облагороженного продукта пониженной вязкости, а также возможность получения других ценных продуктов из этого уникального сырья. С этих позиций наиболее перспективен процесс экстракционной деасфальтизации.

Понятие «экстракция» в общем виде означает процесс распределения вещества между несмешивающимися фазами. Особенностью процесса экстракции применительно к



разделению углеводородных систем является отсутствие явлений термодеструкции и необходимости введения водорода, что позволяет значительно снизить капитальные и эксплуатационные затраты на переработку по сравнению с термическими и гидрогенизационными способами. Применение экстракционных процессов дает возможность подготавливать сырье с учетом особенностей его состава. Деасфальтизация является одним из вариантов экстракционного разделения и решает основную задачу облагораживания СВН – доставить сырье минимальной вязкостью с максимальным потенциалом для переработки на НПЗ. Повышение выхода деасфальтата может быть достигнуто изменением режима процесса, состава сырья и изменением состава растворителя (как правило, применяются легкие углеводородные растворители – пропан, бутан, пентан).

Основными процессами деасфальтизации являются LEDA, ROSE, DEMEX. Наибольшее распространение получил процесс LEDA, предназначенный для получения остаточных базовых масел и сырья для каталитического крекинга. Процесс удаления асфальтенов проходит при давлении до 3,5 МПа; соотношение растворителя к сырью составляет от 4:1 до 13:1. Одним из современных вариантов процесса деасфальтизации является

процесс ROSE, отличающийся регенерацией растворителя в сверхкритических условиях. В процессе деасфальтизации DEMEX применяется пентан; давление около 3 МПа.

В Академии наук Татарстана разработана новая экстракционная технология для облагораживания СВН и ПБ на месторождении. В этой технологии, в отличие от классической деасфальтизации, используется неуглеводородный органический растворитель. Разработанная сольватная технология направлена на одновременное получение двух ценных продуктов: облегченной нефти с вязкостью в десятки раз ниже, чем у СВН, и неокисленных дорожных битумов. Внедрение этого процесса позволит обеспечить транспортировку добываемого СВН и ПБ без использования разбавителей-дистиллятов до перерабатывающих заводов Республики Татарстан, расположенных в г. Нижнекамск. В условиях планируемого повышения добычи тяжелых сверхвязких нефтей и перспективы развития перерабатывающих мощностей в РТ до 21 млн. тонн в год первичное облагораживание на месторождении решает не только проблему транспорта нового нефтяного сырья, но и смягчит от негативного воздействия НПЗ благодаря снижению содержания серы, металлов и асфальтенов. При поддержке инвестиционного венчурного фонда РТ начато

строительство опытной установки сольватной переработки ПБ и нефтяных остатков.

Задачи и перспективы

При всем многообразии имеющихся методов переработки следует подчеркнуть, что тяжелое нефтяное сырье может быть переработано с высокой эффективностью при внедрении процессов, разработанных с учетом особенностей состава СВН и направленных на максимальное использование его потенциала для производства новых видов ценной продукции. Для рентабельного освоения нетрадиционных нефтяных ресурсов Татарстана важна интеграция и поэтапное согласованное развитие системы «добыча-транспорт-переработка». Разработка в Татарстане битумных месторождений, несмотря на длительную историю, все же находится пока на начальной стадии. Компания «Татнефть» одна из первых в России начала освоение ресурсов сверхвязкой нефти и битумов. На Ашальчинском месторождении современные технологии и оборудование позволили добыть 100 тысяч тонн за 5 лет его разработки.

Перед нефтяниками Татарстана стоит задача увеличения добычи сверхвязкой нефти до 1,5 – 2 млн. тонн в год, и для решения этой задачи уже сегодня нужно находить и внедрять эффективные, рациональные варианты переработки этого ценного нефтяного сырья. ●

РОССИЙСКАЯ АЭС В СЕРДЦЕ ЕВРОПЫ

il legno storto

Маттео Каццулани

Строительство атомной электростанции в Калининградской области, расположенной между Польшей и Литвой, может рассматриваться как шаг к сближению между Москвой и Центральной Европой, но в действительности эта АЭС влечет за собой серьезные геополитические последствия.

Начало строительства Балтийской АЭС российским РОСАТОМом, контролируемым Кремлем, позволяет России укрепить ее позицию в сфере энергетики в Северной и Центральной Европе.

Вопрос о строительстве Балтийской АЭС в Калининградской области связан с другим звеном в энергетических отношениях между Европейским Союзом и Россией, а именно – со снабжением газом.



Строительство Россией атомной электростанции в Калининградской области, которая будет производить достаточно энергии для удовлетворения нужд Центральной Европы, сделает излишним и сооружение дорогостоящих регазификаторов в Померании и в Клайпеде. В итоге это позволит Газпрому удерживать монополию на продажу газа в Европе.

КОНФЕТЫ ИЛИ СМЕРТЬ



Ивона Трусевиц

В середине ноября глава Газпрома колядовал в нескольких европейских странах. Его



песни сочли там настолько убедительными, что все наградили его конфетами в виде подписанных соглашений об участии в новой масштабной газовой инвестиции.

Болгария, Словакия, Венгрия, а до этого Сербия согласились не только на заключение долгосрочных договоров о поставке газа по новому маршруту (огигающему Украину), но и на ненавистное Европе правило «take or pay» (бери или плати).

Любопытно, почему эти страны решили впрячься в такое ярмо?

На 1-й взгляд бизнес в России функционирует независимо от политики, но это работает лишь до той грани, пока это выгодно Кремлю, который в любой момент может выбрать не «конфеты», а «смерть», и тогда западные фирмы заплещут под его дудку.

Впрочем, некоторые из них уже это делают.

ГАЗОВЫЙ ИМПЕРИАЛИЗМ

Nasz Dziennik

Збигнев Кузьмюк

Чуть более 2-х лет назад Россия успешно «присмотрела» за президентскими выборами на Украине. Сейчас же, судя по всему, Москва также присмотрела за грузинскими парламентскими выборами.

Осенью 2011 г премьер В. Путин предложил Украине присоединиться к зоне свободной торговли, в которую в итоге вошли Россия, Украина, Белоруссия, Казахстан, Армения, Киргизия, Молдавия, Таджикистан, а совсем недавно также Узбекистан. В качестве стимула Украине были предложены более выгодные цены на газ. Сейчас россияне заманивает украинцев скидками: новые льготные цены могут принести этой стране большую экономию.



Взамен россияне, разумеется, хотят взять под свой контроль украинские нефте- и газопроводы, а также ожидают, что украинские предприятия снизят ставку транзита российского газа через территорию этой страны на запад и юг Европы. ●

ВОПРОС ЦЕНЫ

Влияние типа рынка сжиженных углеводородных газов для нефтехимии на ценообразование



Ольга Маслова,
заведующая отделом экономики переработки углеводородов Центра экономики сырьевой базы, добычи и переработки углеводородов, ООО «НИИГазэкономика»

В зависимости от направления использования в рамках общего рынка сжиженных углеводородных газов (СУГ) выделяют четыре сегмента: коммунально-бытовой сектор, промышленность (для энергетических нужд), автотранспорт и предприятия нефтехимии.

ТАБЛИЦА 1. Доля СУГ, используемых в нефтехимии, в общем объеме потребления СУГ на внутреннем рынке РФ

Вид СУГ	2006	2007	2008	2009	2010	2011
бутан	82%	81%	91%	85%	67%	70%
СПБТ	17%	19%	17%	14%	24%	19%
Пропан	4%	7%	6%	13%	28%	25%
В среднем по рынку СУГ	49%	48%	50%	49%	47%	45%

Источник: оценка ООО «Газпром развитие»

ТАБЛИЦА 2. Структура нефтехимической переработки СУГ по фракциям, %

виды СУГ	2006	2007	2008	2009	2010	2011
бутан	85%	81%	83%	85%	74%	76%
СПБТ	14%	17%	16%	13%	18%	15%
пропан	1%	1%	1%	2%	8%	9%
всего	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Источник: оценка ООО «Газпром развитие»

Нефтехимический сектор занимает около 50% в общем объеме потребления сжиженных углеводородных газов в России (таблица 1). Преимущественно на нефтехимических предприятиях используется бутановая фракция, и незначительная доля приходится на пропан (таблица 2).

ТАБЛИЦА 3. Типы отраслевых рынков

		Количество продавцов		
		один	несколько	много
Количество покупателей	один	Двусторонняя монополия	Ограниченная монополия	Монополия
	несколько	Ограниченная монополия	Двусторонняя олигополия	Олигополия
	много	Чистая монополия	Олигополия продавца	Двусторонняя полиполия (чистая или монополистическая конкуренция в зависимости от характеристик товара)



независимостью в принятии ценовых решений на рынках чистой конкуренции. Равновесной цене соответствует оптимальный (максимально возможный) объем выпуска продукции, обеспечивающий получение нормальной прибыли компаниями со средними издержками. К рынку свободной конкуренции

максимальные цены, какие только может принять рынок, сдерживая рост выпуска продукции и получая экономическую (сверх) прибыль. В странах с развитой рыночной экономикой при регулируемой частной монополии государство разрешает компании установить такие расценки и тарифы, которые обеспечат ей «справедливую доходность инвестиций» и позволят поддерживать и расширять производство. Примерами компаний-монополистов являются газораспределительные, энергогенерирующие компании.

На рынках с одним покупателем или ограниченным числом покупателей, последние также имеют возможность влиять на цену.

В случае двусторонней монополии уровень цены зависит от способности сторон отстаивать свои интересы при достижении соглашения. Ценовое лидерство при двусторонней монополии ведет к ограничению выпуска и росту цен. Взаимозависимость продавца и покупателя при двусторонней монополии может способствовать достижению стабильных взаимоотношений, и созданию вертикальной интеграции успешно функционирующих звеньев производства в единую цепочку.

В случае двусторонней олигополии сильные покупатели могут ограничивать власть олигополии продавцов. Наибольшее влияние на цены могут оказывать компании, участвующие в так называемой конической интеграции (компания сами производят часть материалов и деталей для собственных нужд, а остальные потребности восполняют за счет сторонних поставщиков). При увеличении спроса не только загружаются по возможности полностью мощностные внутреннего производства, но привлекаются

Сектор СУГ для нефтехимии существенно отличается от других секторов рынка СУГ (коммунально-бытового потребления, использования в промышленности, автогаза) по количеству покупателей, и по процессу ценообразования на нем.

Как влияет тип отраслевого рынка на ценообразование? В теории отраслевых рынков в зависимости от количества продавцов и покупателей выделяют девять типов рынка (таблица 3).

Для каждого типа рынка характерно специфическое поведение продавцов и покупателей, воздействующих на цену товара.

На рынке чистой конкуренции отдельные покупатели или продавцы не могут оказать большого влияния на текущую рыночную цену. Фактически компании не обладают

можно отнести международные рынки нефтепродуктов, в том числе СУГ.

На рынках монополистической конкуренции товары дифференцированы и продаются с использованием определенного ценового диапазона, компании выпускают объем продукции меньше оптимального.

На олигополистическом рынке ценовые решения, как правило, принимаются согласовано всеми основными участниками, а более мелкие компании следуют за лидерами. Компании-олигополисты могут устанавливать цены выше предельных издержек и извлекать экономическую прибыль (или «сверхприбыль»), при этом объем выпуска продукции меньше оптимального.

На рынке нерегулируемой частной монополии компания устанавливает

РИСУНОК 1. Структура производства бутана в РФ в 2006–2011 гг.

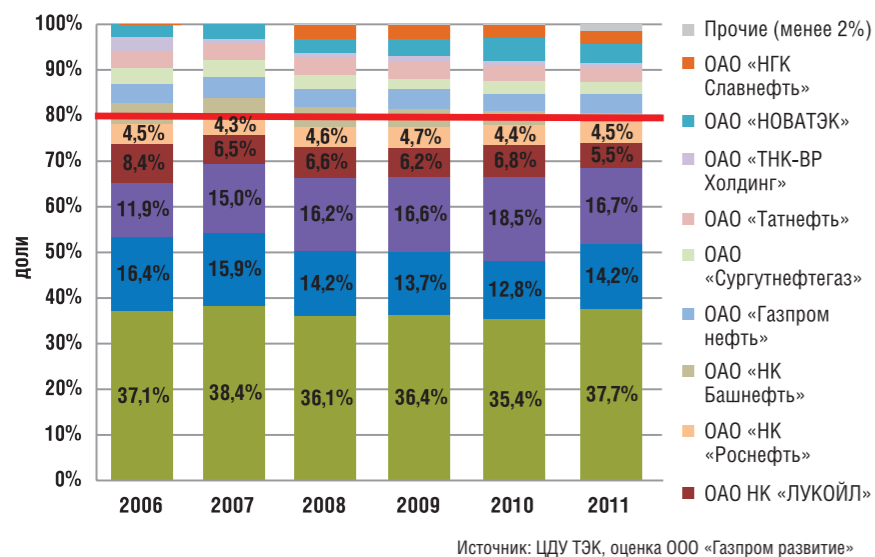


РИСУНОК 2. Структура производства СПБТ в РФ в 2006–2011 гг.

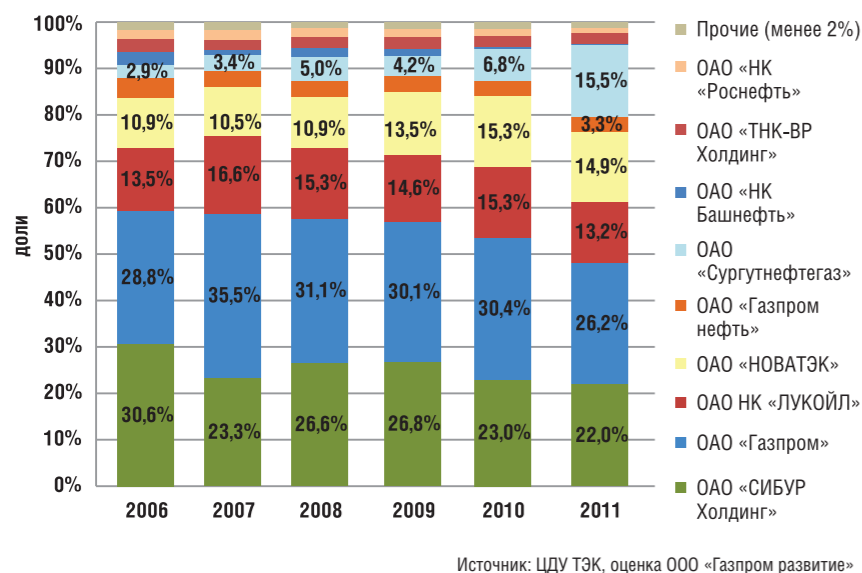
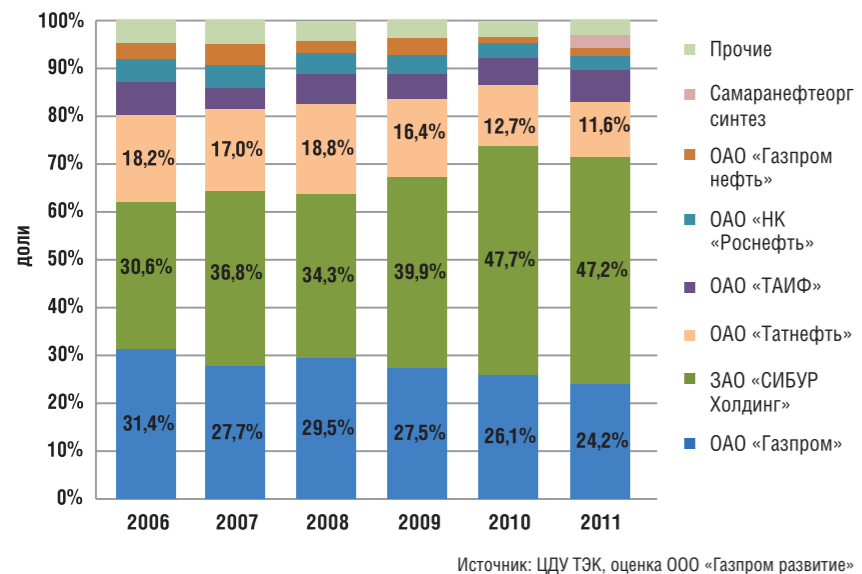


РИСУНОК 3. Структура производства пропана в РФ в 2006–2011 гг.



и другие производители, а при падении спроса закупки их продукции резко сокращаются.

Определение типа рынков СУГ (СПБТ, пропана и бутана) осуществляется на основе анализа структуры производства и потребления.

Поскольку российские предприятия, выпускающие СУГ, принадлежат вертикально-интегрированным группам, для которых характерно проведение единой ценовой политики, структура выпуска СУГ рассматривается в разрезе вертикально-интегрированных групп, владеющих нефте- и газоперерабатывающими предприятиями, выпускающими СУГ (рис. 1–3).

Структура поставок СПБТ, бутана, пропана по компаниям-производителям за период с 2006 г. по 2011 г., показывает, что на каждом сегменте 3–5 крупнейших производителя обеспечивают около 80% от общего объема выпуска СУГ (т.е. они занимают доминирующее положение), что свидетельствует о наличии олигополии продавцов.

Крупнейшие производители бутана:

- **ОАО «СИБУР Холдинг»** (от 35,4 до 38,4% от общего объема производства),
- **ОАО «Газпром»** (от 12,8 до 16,4% от общего объема производства),
- **ОАО «ТАИФ»** (от 11,9% до 18,5% от общего объема производства).

Крупнейшие производители СПБТ:

- **ОАО «Газпром»** (от 26,2 до 35,5% от общего объема производства),
- **ОАО «СИБУР Холдинг»** (от 22% до 30,6% от общего объема производства),
- **ОАО НК «ЛУКОЙЛ»** (от 13,2 до 16,6% от общего объема производства),
- **ОАО «НОВАТЭК»** (от 10,5 до 15,3% от общего объема производства).

Крупнейшие производители пропана:

- **ОАО «СИБУР Холдинг»** (от 30,6 до 47,7% от общего объема производства),

- **ОАО «Газпром»** (от 24,2 до 31,4% от общего объема производства),
- **ОАО «Татнефть»** (от 11,6% до 18,8% от общего объема производства).

Степень концентрации рынка можно определить на основе индекса Херфиндаля–Хиршмана (ИХ). С 1982 г. индекс Херфиндаля–Хиршмана стал основным ориентиром антимонопольной политики в США в отношении оценки допустимости разного рода слияний. Если ИХ превышает 1800, рынок считается высококонцентрированным. Если ИХ больше 1000, но меньше 1800 рынок рассматривается как умеренно концентрированный.

В соответствии с Приказом ФАС России от 28.04.2010 N 220 (п.7.2) выделяются следующие уровни концентрации товарного рынка:

- **высокий** при $2000 \leq ИХ \leq 10000$;
- **умеренный** при $1000 \leq ИХ < 2000$;
- **низкий** при $ИХ < 1000$.

В анализируемом периоде (2006–2011 гг.) индекс Херфиндаля–Хиршмана рынка пропана – увеличился с 2341 до 3016, рынка бутана – изменялся от 1958 до 2020, рынка СПБТ – снизился с 2110 до 1824 (таблица 4), что свидетельствует о высоком уровне концентрации производства на этих рынках.

В тоже время, для таких сегментов рынка СУГ как коммунально-бытовой сектор, промышленность (для энергетических нужд), автотранспорт характерно значительное количество покупателей. Поэтому эти сегменты рынка сжиженных углеводородных газов могут быть охарактеризованы как олигополия.

Структура поставок и потребления сжиженных углеводородных газов на нефтехимических предприятиях по фракциям отражена на рисунках 4–9.

Структура поставок сжиженных углеводородных газов на нефтехимические предприятия показывает, что в период с 2006 г. по 2011 г. 4–6 крупнейших поставщиков обеспечивали более 80% поставок СУГ на нефтехимические предприятия.

ТАБЛИЦА 4. Индекс Херфиндаля–Хиршмана рынков СУГ

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
пропан	2341,4	2478,8	2473,3	2670,5	3166,2	3016,0
бутан	1958,2	2088,7	1907,5	1924,6	1903,5	2020,0
СПБТ	2110,4	2227,6	2078,7	2061,4	1990,1	1824,5
всего	2484,6	2399,9	2380,7	2365,5	2516,3	2677,5

РИСУНОК 4. Структура поставок бутана на нефтехимические предприятия по компаниям-поставщикам в 2006–2011 гг.

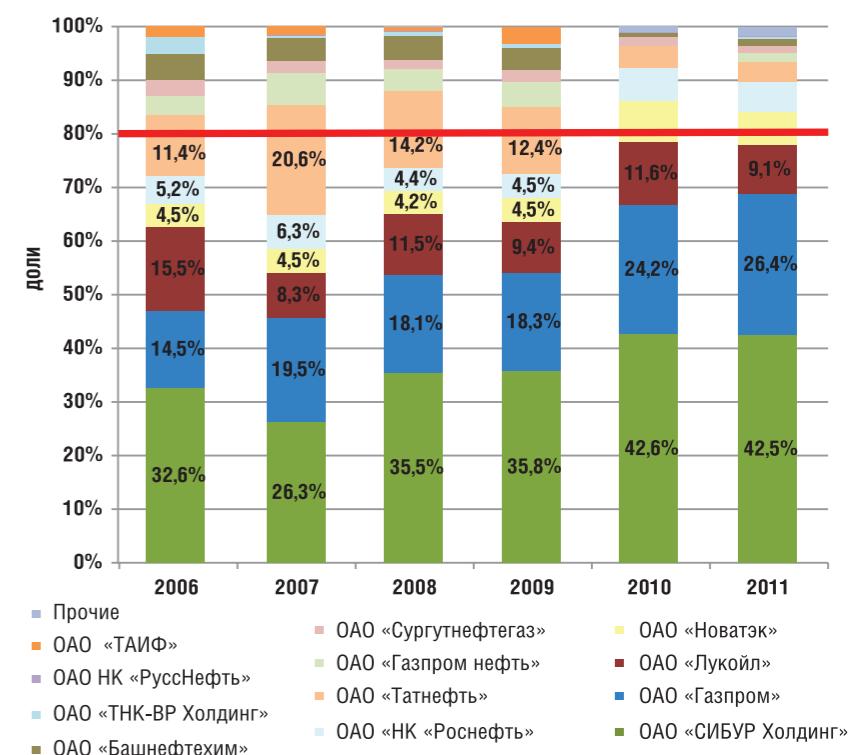


РИСУНОК 5. Структура потребления бутана нефтехимическими компаниями в 2006–2011 гг.

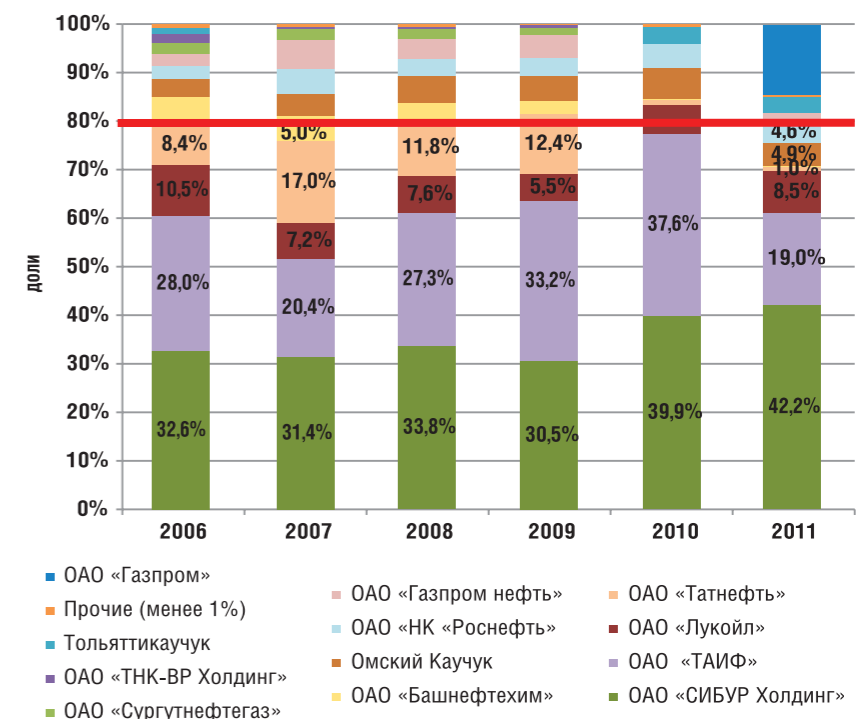
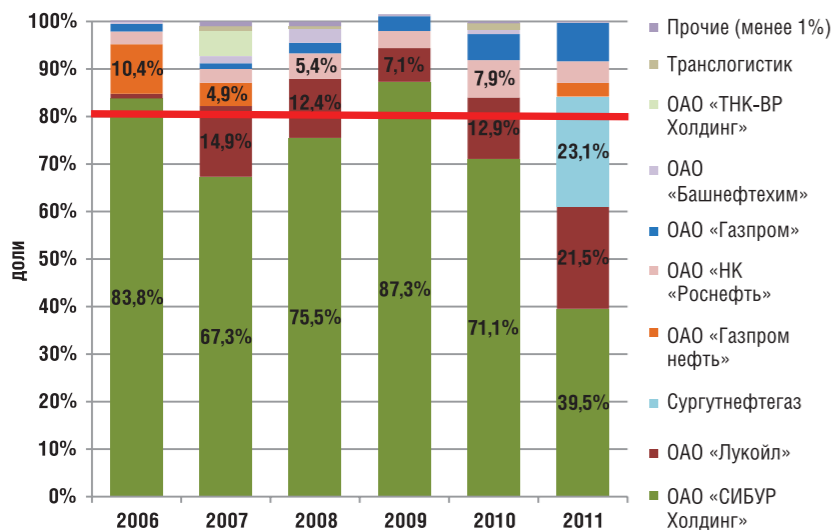
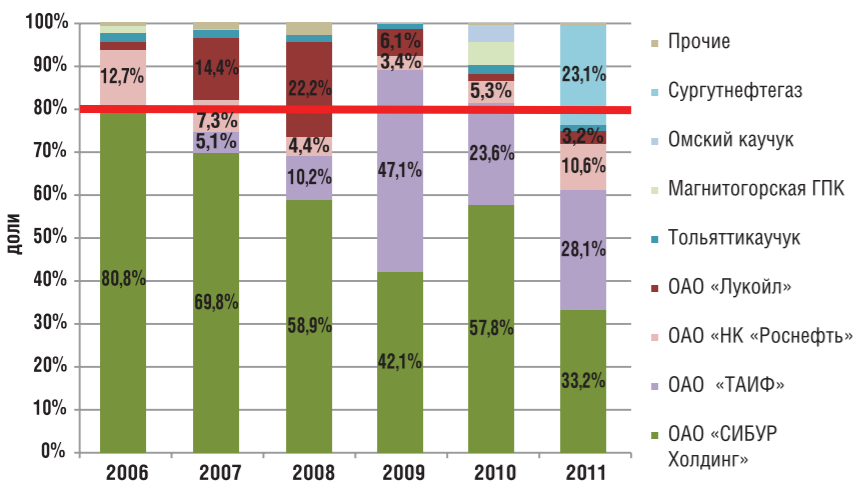


РИСУНОК 6. Структура поставок СПБТ на нефтехимические предприятия по компаниям-поставщикам в 2006–2011 гг.



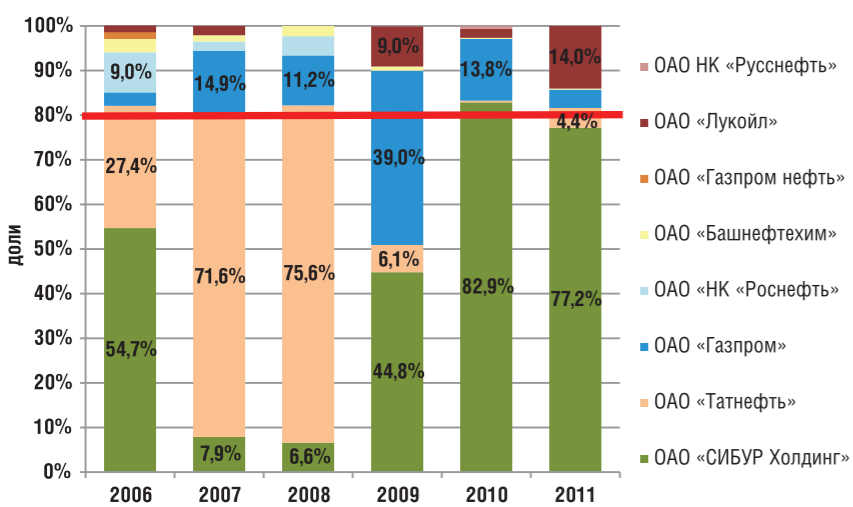
Источник: ЦДУ ТЭК, оценка ООО «Газпром развитие»

РИСУНОК 7. Структура потребления СПБТ нефтехимическими компаниями в 2006–2011 гг.



Источник: ЦДУ ТЭК, оценка ООО «Газпром развитие»

РИСУНОК 8. Структура поставок пропана на нефтехимические предприятия по компаниям-поставщикам в 2006–2011 гг.



Источник: ЦДУ ТЭК, оценка ООО «Газпром развитие»

Крупнейшими поставщиками являются:

- **бутана** – ОАО «СИБУР Холдинг», ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл»;
- **СПБТ** – ОАО «СИБУР Холдинг», ОАО НК «Лукойл», в 2011 г. – ОАО «Сургутнефтегаз» (доминирующее положение занимает ОАО «СИБУР Холдинг»: его доля достигала 87,3% в 2009 г.);

- **пропана** – «СИБУР Холдинг», в 2007–2008 гг. – ОАО «Татнефть».

Структура поставок СУГ на нефтехимические предприятия показывает также показывает, что доля 4–6 крупнейших потребителей превышает 80% общего объема поставок СУГ.

Крупнейшими потребителями являются:

- **бутана** – ОАО «СИБУР Холдинг», ГК «ТАИФ», ОАО «Татнефть», ОАО «Лукойл»;
- **СПБТ** – ОАО «СИБУР Холдинг», ГК «ТАИФ», ОАО «Роснефть»;
- **пропана** – ГК «ТАИФ», «СИБУР Холдинг»;

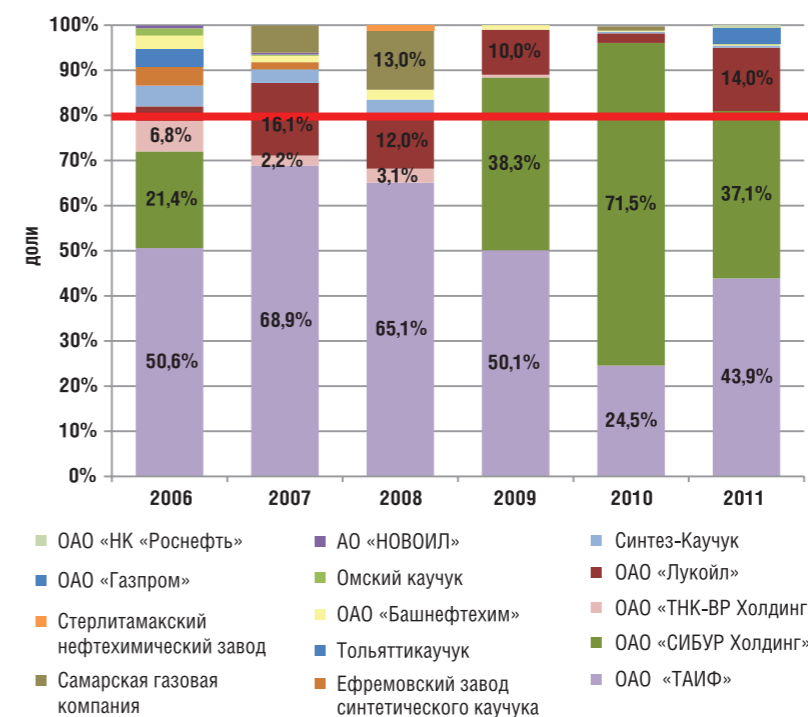
Ограниченное число потребителей и ограниченное количество поставщиков сжиженных углеводородных газов для нефтехимии свидетельствуют о наличии двусторонней олигополии.

Как видно из перечней компаний-производителей и компаний-потребителей, часть сжиженных углеводородных газов поставляется между предприятиями, входящими в одни и те же вертикально-интегрированные компании, что оказывает влияние на ценообразование в данном сегменте рынка. В связи с этим, рассмотрим долю и структуру поставок СУГ в разрезе поставок вне вертикально-интегрированных групп (компаний) (таблица 5, рисунки 10–12).

Доля поставок бутана вне вертикально-интегрированных групп составляла менее половины общего объема бутана, используемого в нефтехимии. В структуре поставок бутана «вне Группы» лидирующие позиции занимали в рассматриваемом периоде ОАО «Газпром» (36,4%–57,1%), ОАО «НОВАТЭК» (9,5%–21,5%), ОАО «СИБУР Холдинг» (4,3%–18,5%) и ОАО НК «ЛУКОЙЛ» (до 14,7%).

Предприятия двух компаний осуществляли поставки только вне

РИСУНОК 9. Структура потребления пропана нефтехимическими компаниями в 2006–2011 гг.



Источник: оценка ООО «Газпром развитие»

ТАБЛИЦА 5. Структура поставок бутана внутри и вне вертикально-интегрированных групп (компаний)

	Внутризаводская переработка	Поставки внутригрупповые	Поставки «вне Группы»	Итого
бутан				
2006	52,9%	5,3%	41,8%	100%
2007	63,9%	3,3%	32,8%	100%
2008	59,4%	3,1%	37,5%	100%
2009	58,6%	6,4%	35,0%	100%
2010	38,4%	17,1%	44,5%	100%
2011	58,3%	12,3%	29,3%	100%
СПБТ				
2006	61,2%	16,5%	22,3%	100%
2007	64,3%	17,5%	18,2%	100%
2008	58,9%	11,7%	29,5%	100%
2009	42,0%	9,5%	48,5%	100%
2010	53,6%	22,7%	23,7%	100%
2011	40,8%	18,1%	41,1%	100%
пропан				
	Поставки внутри-групповые	Поставка «вне Группы»	Итого	
2006	25,1%	74,9%	100%	
2007	1,8%	98,2%	100%	
2008	2,1%	97,9%	100%	
2009	16,3%	83,7%	100%	
2010	60,6%	39,4%	100%	
2011	54,9%	45,1%	100%	

Источник: ЦДУ ТЭК, оценка ООО «Газпром развитие»

своих групп: «Газпром» (до 2011 г.) и «НОВАТЭК», поэтому их доля в объемах поставок бутана вне вертикально-интегрированных групп существенно выше, чем их доля в общем объеме бутана, поставляемого на переработку.

Значительный объем вырабатываемого бутана на предприятиях «СИБУР Холдинг» используются для внутривозвратной переработки. Доля предприятий, принадлежащих «СИБУР Холдинг» в объемах поставок бутана вне вертикально-интегрированных групп существенно ниже, чем их доля в общем объеме бутана, поставляемого на переработку. Это свидетельствует о конической интеграции указанной компании, которая является крупным производителем и потребителем бутана одновременно.

Доля поставок СПБТ вне вертикально-интегрированных групп составляла от 18,2% в 2007 г. до 48,5% в 2009 г., то есть менее половины общего объема СПБТ, используемого в нефтехимии.

В структуре поставок СПБТ вне вертикально-интегрированных групп можно отметить, что лидирующие позиции занимали:

- в 2006 г. – ОАО «Газпром нефть»,
- в 2007 г. – ОАО «ТНК-ВР Холдинг»,
- в 2008–2010 гг. – ОАО «СИБУР Холдинг»,
- в 2011 г. – ОАО «Лукойл».

Структура поставок пропана нефтехимическим предприятиям в рассматриваемом периоде постоянно изменялась: доля поставок «вне группы» увеличилась с 75% в 2006 г. до 98% в 2008 г., затем снизилась до 39,4% в 2010 г., и увеличилась до 45% в 2011 г.

В структуре поставок пропана «вне Группы» наибольшую долю в разные годы занимали либо ОАО «СИБУР Холдинг» (63,0% в 2006 г., 89% в 2011 г.), либо ГК «ТАИФ» (44,3% в 2008 г.), либо ОАО «Газпром» (41,1% в 2007 г.).

Итак, наличие на нефтехимическом сегменте рынков СУГ (бутана, СПБТ, пропана) компаний, которые являются крупным производителем и потребителем СУГ одновременно (ОАО «СИБУР Холдинг», ОАО «ГК «ТАИФ»)),

РИСУНОК 10. Структура поставок бутана вне вертикально-интегрированных групп по производителям за 2006–2011гг.

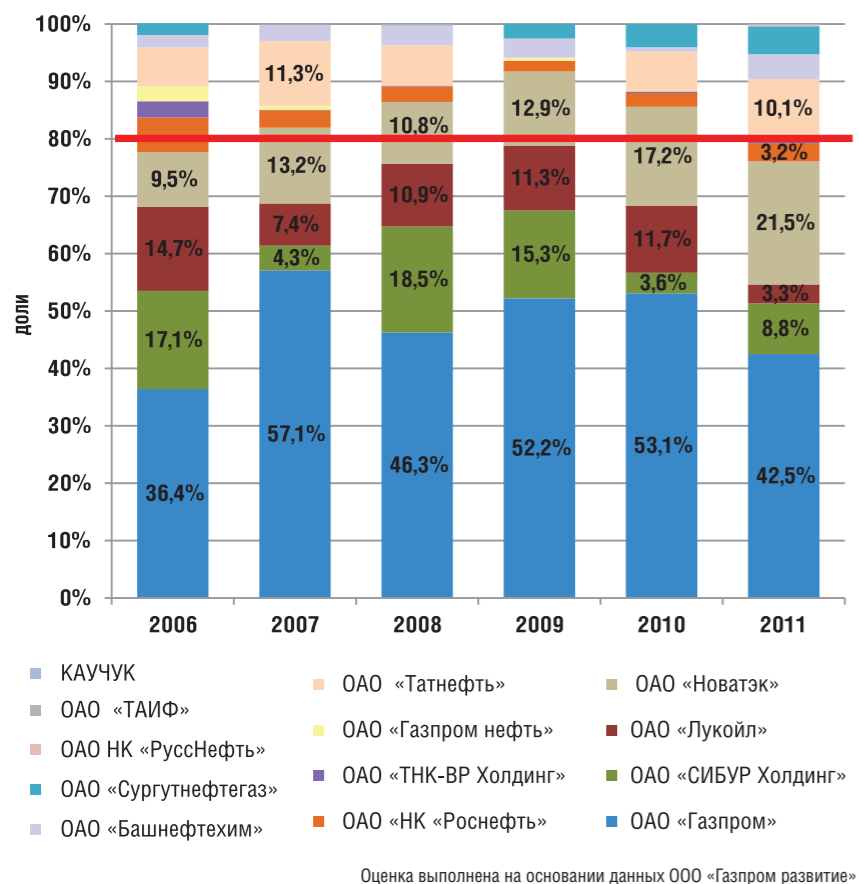
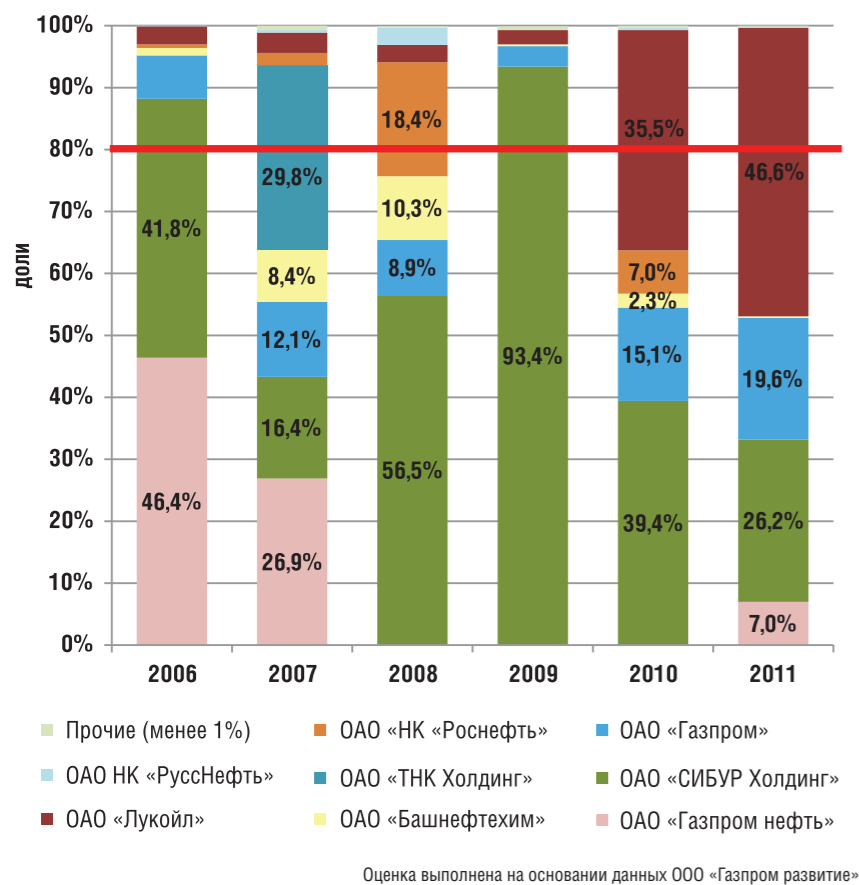


РИСУНОК 11. Структура поставок СПБТ вне вертикально-интегрированных групп по производителям за 2006–2011гг.



свидетельствует о конической интеграции, благодаря которой эти компании имеют возможность оказывать существенное влияние на формирование цен на СУГ как нефтехимическое сырье.

Оценка степени концентрации не только производства, но и потребления бутана, СПБТ и пропана с использованием индекса Херфиндала-Хиршмана (таблица 6) показывает, что:

во-первых, степень концентрации потребления бутана в нефтехимии выше, чем степень концентрации производства бутана для нефтехимии, то есть покупатели могут оказывать влияние на цену в большей степени, чем поставщики; рынок бутана для нефтехимии с точки зрения концентрации поставщиков в 2006 г., 2007 г. и 2009 г. может быть охарактеризован как умеренно концентрированный, а в 2008 г., 2009–2010 гг. – как высококонцентрированный;

во-вторых, степень концентрации производства и потребления СПБТ в нефтехимии существенно выше 2000, поэтому данный сегмент рынка сжиженных углеводородных газов может быть охарактеризован как высококонцентрированный. Степень концентрации потребления СПБТ в 2011 г. снизилась за счет снижения доли потребления СПБТ на предприятиях ОАО «СИБУР Холдинг»;

в-третьих, степень концентрации производства и потребления пропана в нефтехимии существенно выше 3000, поэтому данный сегмент рынка СУГ, (незначительный по объемам относительно других секторов рынка СУГ), может быть охарактеризован как высококонцентрированный; при этом концентрация компаний-производителей выше, чем концентрация компаний-потребителей, что позволяет сделать предположение о том, что на цену пропана в наибольшей степени могут оказывать влияние компании-продавцы.

Итак, анализ структуры реализации СУГ на внутреннем рынке показал, что в условиях двусторонней олигополии в нефтехимическом секторе рынка СУГ наибольшая возможность влиять на цену принадлежит 1–2 компаниям, являющимся крупными покупателями, и, одновременно, производителями СУГ.

ТАБЛИЦА 6. Уровень концентрации производства и потребления СУГ в нефтехимии

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
бутан						
ННН поставки бутана нефтехимическим предприятиям по компаниям-производителям	1742,4	1682,0	2003,6	1945,7	2657,0	2675,4
ННН потребления бутана нефтехимическими компаниями	2093,2	1856,3	2160,5	2284,1	3119,7	2271,6
СПБТ						
ННН поставки СПБТ нефтехимическим предприятиям по компаниям-производителям	7141,7	4817,4	5897,7	7694,3	5310,8	2120,6
ННН потребления СПБТ нефтехимическими компаниями	6700,7	5163,1	4091,1	4041,0	3975,5	2550,7
пропан						
ННН поставки пропана нефтехимическим предприятиям по компаниям-производителям	3846,4	5421,8	5908,1	3647,1	7062,1	6193,6
ННН потребления пропана нефтехимическими компаниями	3140,8	5061,0	4577,8	4078,3	5721,8	3499,2

РИСУНОК 12. Структура поставок пропана вне вертикально-интегрированных групп по производителям за 2006–2011гг.

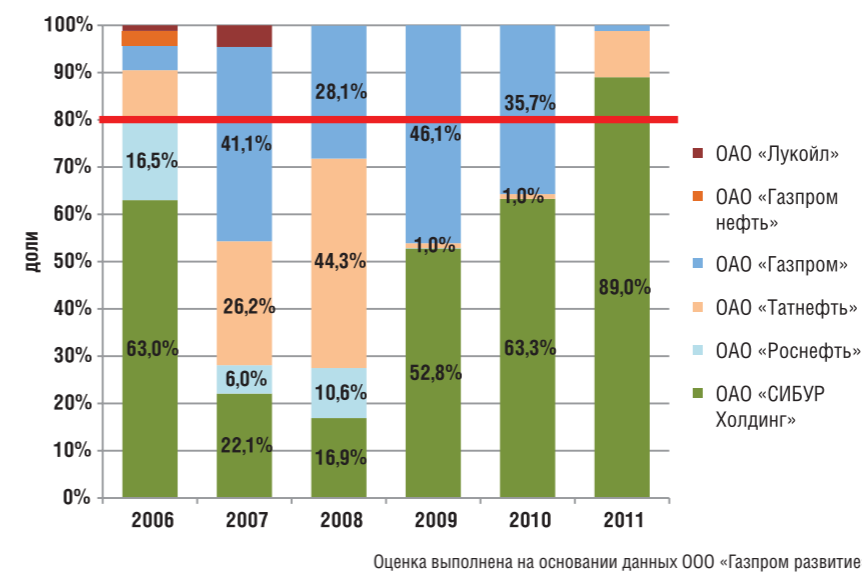
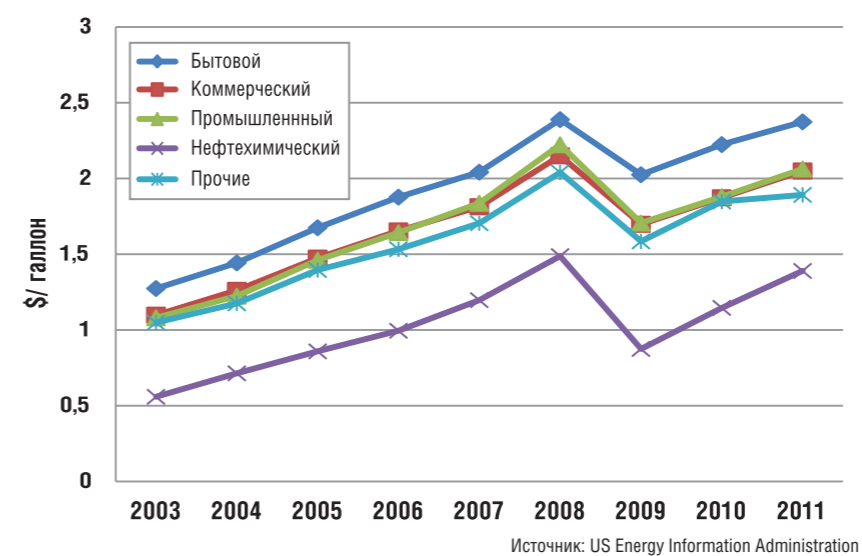


РИСУНОК 13. Динамика цен на пропан на внутреннем рынке США



При этом цены на СУГ для нефтехимии зависят от многих факторов:

- от цен на СУГ в других сегментах рынка (для энергетических нужд, автогаз, экспорт): поставщики будут направлять СУГ на те сегменты рынка, где возможно получение более высокого дохода;
- от цен на конкурирующие виды сырья (нафта, ШФЛУ): нефтехимические предприятия могут замещать дорогое сырье более дешевым;
- от цен на продукцию, получаемую из СУГ: опосредовано, через увеличение спроса на сырье.

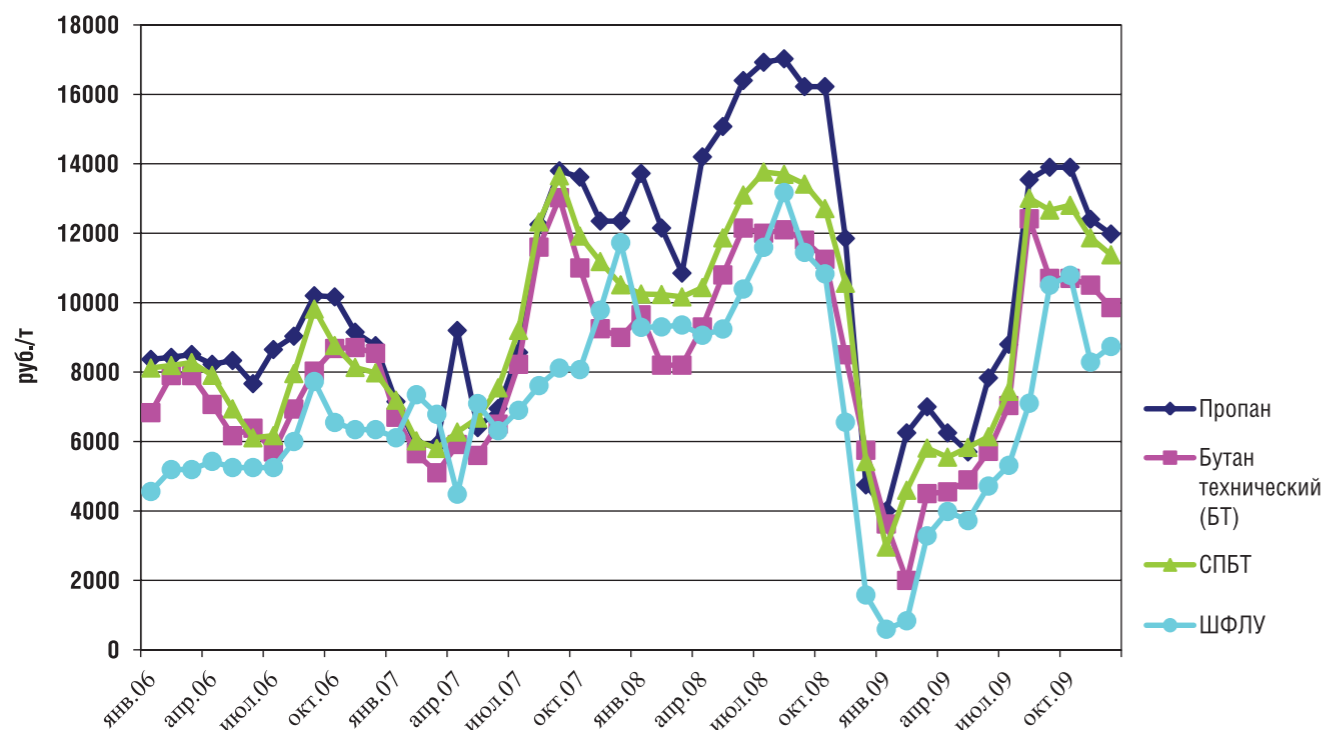
Цены на СУГ в нефтехимическом секторе ниже, чем цены на СУГ, используемые для энергетических нужд, как на российском рынке, так и в других странах.

Например, в США цена пропана, реализуемого нефтехимическим предприятиям, существенно ниже цены пропана в других секторах рынка (рисунок 11).

На российском рынке в период с 2006 по 2011 г. цена бутана, реализуемого преимущественно нефтехимическим предприятиям, ниже, чем цена пропана, используемого преимущественно для энергетических нужд или для автотранспорта (рисунок 12).

В качестве одного из объяснений можно привести тот факт, что СУГ для нефтехимии, как правило, продается по остаточному принципу. Кроме того, предъявляются

РИСУНОК 14. Динамика изменения рыночных цен на СУГ и ШФЛУ в России за период 2006–2011 гг.



Источник: данные ООО «Газпром развитие»

различные требования к уровню качества СУГ, поставляемого для нефтехимии и для других сегментов рынка (в частности, для автогаза).

На наш взгляд, различия в уровне цен на СУГ определяются также различиями в типах рынка: если нехимический сектор рынка сжиженных углеводородных газов является олигополией продавца, где цены определяются несколькими компаниями-лидерами на относительно высоком уровне, то нефтехимический сектор – двусторонняя олигополия, на котором основное влияние на цену имеют компании, участвующие в конечной интеграции, и имеющие возможность занижать цену.

В нефтехимическом секторе преобладают срочные контракты на поставку СУГ.

Для заключения срочных контрактов необходимы ценовые индикаторы, а именно, биржевые цены, а также ценовые котировки и индексы независимых ценовых агентств.

Предполагалось, что биржевая торговля СУГ, которая была организована в 2010 г., позволит повысить прозрачность рынка и сформировать в России объективный индикатор цен

на СУГ. Очевидно, что при ограниченном количестве поставщиков и покупателей на нефтехимическом секторе рынка СУГ, они не будут активными участниками биржевых торгов.

В связи с относительно небольшими объемами СУГ, реализуемыми на бирже (в 2011 г. – 57,85 тыс. т, или около 0,5% от общего объема выпуска СУГ, и менее 2% СУГ, поставленных на нефтехимические предприятия), биржевая цена не стала таким индикатором.

Участники рынка сжиженных углеводородных газов используют информацию о котировках внутреннего рынка, предоставляемую агентствами «КОРТЕС» и Argus Media, но эти котировки отражают цены на СУГ спотовых контрактов для энергетических нужд и для автотранспорта.

При торговле на мировых рынках по срочным контрактам, с применением формул цен, также используются котировки и индексы СУГ, публикуемые международными ценовыми агентствами: Argus Media, Platts и др. (но не биржевые цены).

Тип рынка сжиженных углеводородных газов для

нефтехимии – двусторонняя олигополия, определяет, что основным ценовым индикатором для заключения срочных контрактов на поставку СУГ для нефтехимических предприятий, являются не внутренние, а экспортные цены, поскольку внешний рынок является более конкурентным.

Преимущества на рынке двусторонней олигополии имеет компания, участвующая в конечной интеграции. Если нефте- и газодобывающие вертикально-интегрированные группы начнут создавать собственные нефтегазохимические предприятия, перерабатывающие СУГ, а также этан, нефть, вырабатываемые на нефтегазоперерабатывающих предприятиях, входящих в эти группы, они получат дополнительные рыночные преимущества.

При этом стоит отметить, что структура рынка СУГ не станет более конкурентной, внутророссийский рынок сжиженных углеводородных газов сохранит олигополистическую структуру. Поэтому ориентация на цены мирового рынка СУГ при заключении срочных контрактов сохранится. ●

Стильный поселок на берегу большого озера

Аренда коттеджей на длительный срок

Единый архитектурный стиль «Casa tizolese»

Развитая инфраструктура Надежная охрана

Дома с мебелью полностью готовы для проживания

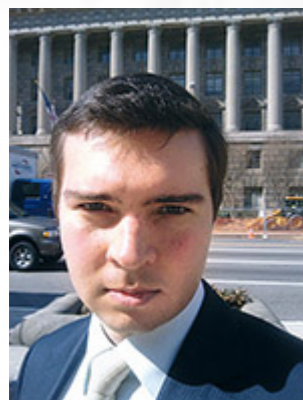
26 километров от МКАД по Дмитровскому шоссе

РЕСТОРАН • СУПЕРМАРКЕТ • ДЕТСКИЙ САД • ДАЙВИНГ • РЫБАЛКА



ИННОВАЦИИ В ТЭК: ГДЕ НАЙТИ ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ?

За последнее время на федеральном уровне был предпринят ряд шагов для развития механизмов частно-государственного партнерства в инновационной сфере. В 2010–2011 годах Президентом и Правительством Российской Федерации были приняты решения, направленные на увеличение инновационной активности крупнейших компаний с государственным участием, в это же время начали формироваться технологические платформы. В 2012 году был дан старт программе по поддержке территориальных инновационных кластеров. Все эти инициативы в числе прочего, призваны, оказать влияние и на развитие топливно-энергетического комплекса. Как работают механизмы частно-государственного партнерства?



Михаил Голанд,
заведующий отделом
частно-государственного
партнерства
в инновационной
сфере ИСИЭЗ НИУ ВШЭ

В целях повышения своей конкурентоспособности и во исполнение поручений органов государственной власти ряд крупнейших государственных компаний разработали программы инновационного развития и приступили к их реализации.

Подготовили такие программы и государственные компании топливно-энергетического комплекса: в 2011 г. – ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть», в 2012 г. – ОАО «Газпром нефть» (Программа инновационного развития ОАО «Газпром нефть» по состоянию на 1 ноября

2012 г. разработана, но еще не согласована федеральными органами исполнительной власти и не утверждена советом директоров компании. Ожидается, что программа будет утверждена до конца 2012 г.) и ОАО «Зарубежнефть».

В рамках программ планируется значительно увеличить расходы как на инновационную деятельность в целом, так и на исследование и разработки. По данным Минэкономразвития России, в целом госкомпаниям планируют довести объем НИОКР к 2013 г. до 357,5 млрд. руб. (в 2010 г.

ТАБЛИЦА 1. Объем финансирования основных направлений НИОКР ОАО «НК «Роснефть» (Паспорт программы инновационного развития ОАО «НК «Роснефть»)

Основные направления НИОКР	Объем финансирования, млн. руб.					
	2011	2012	2013	2014	2015	Итого
Разведка и добыча	5 330	5 170	5 986	6 486	7 069	30 041
Нефтепереработка	2 021	2 240	2 593	2 810	3 062	12 725
Инновации в управлении	1 201	1 630	1 887	2 045	2 229	8 992
Альтернативная энергетика	0	120	139	151	164	574
Итого	8 552	9 160	10 604	11 491	12 523	52 330

ТАБЛИЦА 2. Затраты на НИОКР, млн. руб., Группа Газпром (Программа инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 г.)

Годы				
2011	2012	2013	2014	2015
8 310	7 710	7 870	11 200	15 730

ТАБЛИЦА 3. Объем финансирования НИОКР ОАО «Зарубежнефть» (паспорт программы инновационного развития ОАО «Зарубежнефть»)

Период финансирования	2013	2014	2015
	млн. руб.		
Объем финансирования НИОКР, запланированных в программе	136	160	185
Всего за период 2013–2015 гг.	481		
Объем финансирования НИОКР, выполняемых вузами по заказу Общества	5,5%	8,5%	11,5%
	7,5	13,6	21,3
Всего за период 2013–2015 гг.	42,4		

было 216,8 млрд. руб.), при этом расходы на реализацию программ инновационного развития в 2011 году составили 663 млрд. рублей, в 2012 году составят 950 млрд. рублей и 1 441 млрд. рублей – в 2013 году (прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014–2015 годов). Существенная часть этих расходов придется на компании топливно-энергетического комплекса.

Одной из целей реализации этих программ является активизация взаимодействия с внешним окружением, что представляется чрезвычайно важным с учетом традиционной закрытости компаний отрасли. В рамках программ инновационного развития компании указали конкретные мероприятия и взяли на себя четкие обязательства по взаимодействию с научными организациями, высшими учебными заведениями, малым и средним бизнесом. Эти обязательства зафиксированы в ключевых показателях эффективности программ, которые связаны с получаемым менеджментом вознаграждением.

Кроме того, в программах указаны технологии, на разработку и внедрение которых компании планируют сделать акцент в среднесрочном периоде, а также инновационные товары и услуги, которые компании планируют потреблять/производить. Эта

информация чрезвычайно важна для всех организаций, которые планируют взаимодействовать с госкомпаниями топливно-энергетического комплекса в инновационной сфере.

Получить доступ можно не ко всем программам инновационного развития, так как они могут содержать коммерческую тайну, хотя, например, программа инновационного развития ОАО «Газпром» размещена на сайте компании. Но все компании разработали публично доступные паспорта программ инновационного

развития, в которых содержатся наиболее важная для внешних пользователей информация.

Одно из важных направлений программ инновационного развития – взаимодействие с технологическими платформами. Технологические платформы – относительно новый для России инструмент инновационной политики. В соответствии с определением, предложенным Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям (Протокол от 3 августа 2010 г. № 4), под технологической платформой следует понимать коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, образования, государства, гражданского общества), совершенствование нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития.

Всего в России существует 30 технологических платформ, из них две – в топливно-энергетическом комплексе: «Технологии добычи и использования углеводородов» (координатор – РГУ нефти и газа им. Губкина) и «Глубокая переработка углеводородных ресурсов» (координатор – ОАО «ВНИПИнефть»).



Основными целями технологических платформ являются:

- усиление влияния потребностей бизнеса и общества на реализацию важнейших направлений научно-технологического развития;
- выявление новых научно-технологических возможностей модернизации существующих секторов и формирование новых секторов экономики;
- определение принципиальных направлений совершенствования отраслевого регулирования для быстрого распространения перспективных технологий;
- стимулирование инноваций, поддержка научно-технической деятельности и процессов модернизации предприятий с учетом специфики и вариантов развития отраслей и секторов экономики;
- расширение научно-производственной кооперации и формирование новых партнерств в инновационной сфере;
- совершенствование нормативно-правового регулирования в области научного, научно-технического и инновационного развития.

Для решения указанных задач необходимо формирование стратегических программ исследований и технологических дорожных карт достижения поставленных целей. Хотел бы отметить, что Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ) оказывает содействие технологической платформе «Глубокая переработка углеводородных ресурсов» в разработке данных документов. В ближайшее время начнется процесс оценки технологических платформ. Такой мониторинг необходим, так как около половины технологических платформ не проявляют должной активности в своей сфере деятельности, соответственно, в них могут смениться организация-координатор либо они и вовсе могут быть ликвидированы. По просьбе ряда федеральных министерств НИУ ВШЭ были подготовлены экспертные оценки деятельности всех технологических платформ и обе платформы, действующие в топливно-энергетическом комплексе, получили весьма

ТАБЛИЦА 4. Целевые показатели «Нижегородского индустриального инновационного кластера в области автомобилестроения и нефтехимии» (презентация программы развития «Нижегородского индустриального инновационного кластера в области автомобилестроения и нефтехимии» на Рабочей группе по развитию частно-государственного партнерства в инновационной сфере Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям)

Наименование показателя	Ед. измерения	2011	2016 БЕЗ господдержки	2016 С учетом господдержки
Выручка кластера	Млрд. руб.	175	395	465
Инвестиции в научные исследования и разработки	Млрд. руб.	0,350	1,090	1,150
Количество рабочих мест	Чел.	68 650	78 600	85 236
Производительность труда	Тыс. руб./год.	2 545	5 025	455
Доля инновационной продукции	%	7%	40%	58%

ТАБЛИЦА 5. Целевые показатели «Камского инновационного территориально-производственного кластера Республики Татарстан» (презентация программы развития «Камского инновационного территориально-производственного кластера Республики Татарстан» на Рабочей группе по развитию частно-государственного партнерства в инновационной сфере Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям)

Наименование показателя	Ед. измерения	2011	2015	2020	Темп роста (2020/2011), раз
Валовой территориальный продукт	млрд. руб.	333,0	641,2	1568,5	5
Объем промышленной продукции	млрд. руб.	600,0	970,8	1996,0	3
Доля инновационной продукции	%	22,3	33,6	44,7	2
Среднемесячная заработная плата	тыс. руб.	21,8	44,8	73,0	3
Численность занятых	чел.	200000	245000	264000	1,3
Количество высокопроизводительных рабочих мест	ед.	23111	60111	89198	4

высокие баллы. Это означает, что они на самом деле смогли консолидировать научную общественность, бизнес и государство для решения важнейших проблем отрасли.

На 2013 г. запланирована финансовая поддержка технологических платформ со стороны государства в размере 300 млн. руб. Планируется и выделение средств по линии различных федеральных целевых программ (ФЦП), в первую очередь, ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы» Минобрнауки России.

Если технологические платформы объединяют бизнес, науку и государство на основе единства отраслевой специализации, то территориальные инновационные кластеры – на основе территориальной близости. В 2012 г. был проведен конкурс на вхождение в соответствующий перечень, было отобрано 25 кластеров. Некоторые из них объединяют предприятия топливно-энергетического комплекса, в частности, «Камский инновационный территориально-производственный кластер Республики Татарстан» (ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Татнефть»), «Нижегородский индустриальный инновационный кластер в области

ТАБЛИЦА 6. Целевые показатели кластера «Комплексная переработка угля и техногенных отходов в Кемеровской области»

	2013	2014	2015	2016	2020
Совокупный объем выручки предприятий – резидентов кластера, млрд. рублей	90	140	160	220	275
Уровень инвестиций в основные фонды на предприятиях кластера, млрд. рублей (накопленным итогом)	30	70	120	180	250
Уровень инвестиций в исследования и ОКР на предприятиях кластера, млрд. руб. накопленным итогом	1,1	2,6	4,4	6,6	11
Количество создаваемых рабочих мест на предприятиях кластера, тыс. (накопленным итогом)	15	25	35	50	75

ТАБЛИЦА 7. Целевые показатели «Нефтехимического территориального кластера Республики Башкортостан» (программа развития «Нефтехимического территориального кластера Республики Башкортостан»)

	2011	2016
объем совокупной выручки предприятий-участников кластера от продаж несырьевой продукции на внутреннем и внешнем рынке, млрд. руб.	200,46	316,8
доля продукции кластера в объеме мирового рынка, %	0,4%	0,45
общее число рабочих мест на предприятиях и организациях-участниках кластера с уровнем заработной платы, превышающим на 100% средний уровень в регионе базирования кластера, ед.	3910	5120
выработка на одного работника в среднем по предприятиям и организациям-участникам кластера, тыс. руб./чел. в год	7328,36	9945,38

автомобилестроения и нефтехимии» (ОАО «Сибур», «Нефтехимический территориальный кластер Республики Башкортостан» (ОАО «Газпром нефтехим Салават», ОАО «Каустик», ОАО «Стерлитамакский нефтехимический завод»), «Комплексная переработка угля и техногенных отходов в Кемеровской области» (ОАО «СУЭК», ОАО «Кокс»).

При этом под кластером в этом случае понимается совокупность размещенных на ограниченной территории предприятий и организаций (участников кластера), которая характеризуется наличием объединяющей участников кластера научно-производственной цепочки в одной или нескольких отраслях (ключевых видах экономической деятельности);

механизма координации деятельности и кооперации участников кластера; синергетического эффекта, выраженного в повышении экономической эффективности и результативности деятельности каждого предприятия или организации за счет высокой степени их концентрации и кооперации.

Отобранные кластеры будут поддерживаться с привлечением различных механизмов, в том числе за счет федеральных целевых программ, а также за счет федеральной субсидии на реализации наиболее приоритетных кластерных проектов (на 2013 г. выделено 1,3 млрд. руб., рассматривается возможность увеличения финансирования до 5 млрд. руб.).

Таким образом, представляется, что за последние годы государством был предпринят целый ряд мер, которые могут быть использованы для инновационного развития топливно-энергетического комплекса. Задача заключается в том, чтобы превратить хорошо работающие в теории механизмы в реальные инструменты модернизации и развития отрасли. ●



ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Дилижан Мирзоев,
ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»

Возможными источниками опасных внешних воздействий на объекты подводного обустройства являются рыболовные сети, траловое оборудование, якоря или якорные цепи, ледяные гряды, торосы и айсберги, которые могут привести к выводу из строя подводного оборудования. Нежелательным последствием такого воздействия может быть неконтролируемый выброс нефти или газа, что нанесет значительный ущерб окружающей среде. Даже с надлежащими очистными работами неблагоприятные последствия от подводной утечки нефти могут надолго сохраниться. Поэтому, если необязательной, то желательной становится практика установки защитных сооружений для обеспечения безопасности работы подводных скважин. Какие технологии применяют сегодня?



Виталий Назёров,
ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»

Более двадцати лет подводные технологии добычи и подготовки углеводородов развивались и рассматривались как наиболее многообещающие направления в освоении морских месторождений углеводородов. Поэтому в настоящее время применение подводных промыслов является наиболее перспективным направлением при освоении месторождений, как в условиях замерзающих, так и незамерзающих морей, с использованием оборудования для подготовки и нагнетания флюидов в подводном исполнении, в том числе многофазных насосов, сепараторов, компрессорных агрегатов.

закладывают сети, тралы и якоря, что может вызвать повреждение подводных объектов.

Сети при опутывании устья могут, сильно повредить его (изогнуть) или, по меньшей мере, причинить легкие повреждения элементам устьевого оборудования. Несмотря на то, что устьевое оборудование обладает достаточной прочностью, однако при воздействии резких тяговых усилий отдельные его элементы могут быть разрушены. Другой источник возможных опасностей – якоря или якорные цепи. Спускаемый якорь может буквально раздробить фонтанную арматуру устья, тем самым вызвать опасную утечку газа и нефти в море. Такие утечки не только дорогие с точки зрения потери продукта, но и могут нанести значительный ущерб окружающей среде. Тяжелые якорные цепи, в свою очередь, могут застопорить или, по меньшей мере, намотаться вокруг элементов устьевого оборудования и при их извлечении деформировать или даже разрушить его.

В этой связи следует отметить, что правительствами некоторых стран определены требования к установке защитных ограждений для подводных добычных систем, манифольдов, фонтанных арматур и другого устьевого оборудования. Так, в Норвегии установка



Искендер Ибрагимов,
ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»

Подводные нефтегазодобывающие промыслы могут быть полностью автономными, а также применяться в сочетании со стационарными или плавучими технологическими платформами, причем при разработке морских месторождений объекты подводного обустройства могут быть размещены в местах нахождения промысла водных биоресурсов, где с рыбодобывающих судов

РИС. 1. Стальная конструкция для защиты подводных устьев скважин



а – защитная конструкция до установки



б – подводный модуль с защитной конструкцией на дне моря

защитных сооружений для устья скважины и трубопроводов регламентирована правилами Norsok (Standard U-002, Subsea Structures and Piping System) для подводных объектов в норвежском секторе Северного моря.

Поэтому, если необязательной, то желательной становится практика разработки защитных конструкций и их установки для предотвращения или ограничения разрушающего воздействия на открытое устьевое оборудование подводных скважин движущимися предметами. На рисунке 1 приведена стальная конструкция, используемая в качестве защиты устьев подводных скважин, которая помогает предотвратить ущерб от нежелательного влияния падающих предметов, а также снижает вероятность воздействия сетей, тралов и цепей на оборудование.

При разработке морских месторождений, в зависимости от природно-климатических условий в месте установки подводного оборудования, устьевое оборудование подводных скважин (особенно на мелководье замерзающего шельфа) может быть заглублено в грунт дна полностью или частично. Так, при размещении подводного устья на мелководье замерзающего шельфа (например, в Обской и Тазовской губах, море Beaufort, Карского моря) существует ряд опасных факторов в виде дрейфующего льда, который имеет тенденцию к аккумуляции. Этот дрейфующий лед может формироваться в ледяные гребни, которые не только накапливаются над водой, но также образуют существенные погруженные в воду участки. Эти ледяные гряды

и айсберги, стремясь дрейфовать на мелководье, могут вспахать морское дно на значительную глубину.

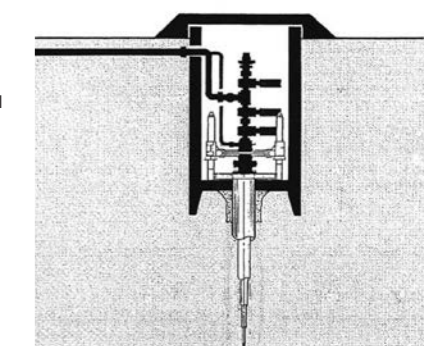
В ряде научных публикаций и патентов приведены конструкции и технические решения по защите устьев скважин при подводном обустройстве посредством их размещения внутри защитных конструкций (кессонов), заглубленных в толщу грунта.

Например, для условий мелководной части моря Beaufort предлагается размещение устья одиночной скважины в заглубленном в грунт дна цилиндрическом кессоне, несколько верхних секций которого расположены на легко разрушаемых узлах соединения друг с другом. Предполагается, что при воздействии кия тороса (такое событие считается возможным, но относительно маловероятным) одна или несколько верхних секций будут повреждены или разрушены, но нижняя часть кессона, защищающая устьевое оборудование, останется неповрежденной и недеформированной.

Необходимая глубина для размещения кессона обеспечивается выемкой грунта до глубины ниже уровня известного эрозионного воздействия, вызванного айсбергами или ледовыми грядами. Надо отметить, что вышеприведенный способ является чрезвычайно дорогим и требует выемки большого количества грунта с использованием драги с высокой производительностью, или землесосного снаряжения с воздушным лифтом, работающего в комбинации с буровым судном.

Во второй половине 1980-х гг. рассматривались варианты подводного обустройства месторождений, расположенных на шельфе Нидерландов (Северное море) на акватории с глубиной менее 20 м. Хотя лед на акватории отсутствует, использование подводных технологий диктовалось ограничениями другого характера – район находился в зоне морского артиллерийского полигона. Отмечалось, что возможным является размещение устьев скважин в открытых котлованах, но по причине интенсивного отложения осадков предпочтительным является решение с использованием заглубленного кессона с защитной крышкой (рис. 2).

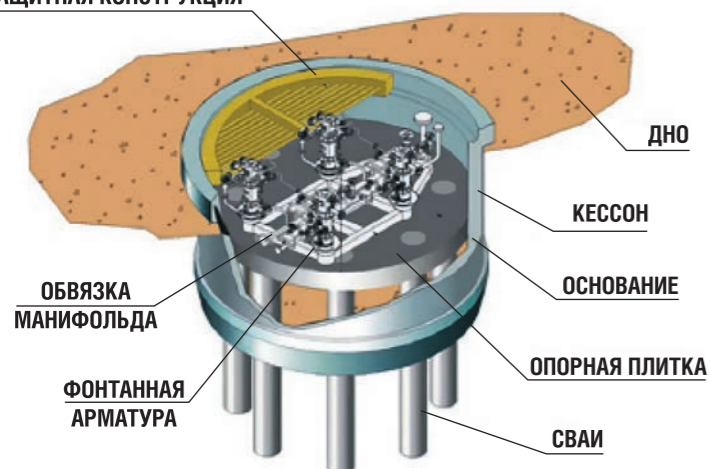
РИС. 2. Концепция размещения устья одной скважины внутри защитного кессона



Аналогичные решения были представлены в международной заявке фирмы FMC Kongsberg Subsea AS, где также предлагается использование специальной конструкции, в которой размещается оборудование устьев скважин, а вся конструкция устанавливается ниже уровня дна

РИС. 3. Концепция размещения устьев 4 скважин ниже уровня дна моря

ЗАЩИТНАЯ КОНСТРУКЦИЯ



моря и закрывается защитной крышкой (рис. 3). Однако, в развитие ранее выдвинутых идей, в указанном патенте реализуется способ установки внутри защитного корпуса интегрированной донной опорной плиты, рассчитанной на бурение нескольких скважин. Таким образом, предложено решение для заглубленного обустройства куста скважин.

Кессон состоит из цилиндрической закрепленной стенки, имеющей полую внутреннюю часть с кольцевыми отверстиями на верхнем и нижнем концах. На внутренней поверхности закрепленной стенки расположены вертикальные направляющие, а в области их нижних концов – установлен опорный элемент (или элементы). Для спуска кессона на морское дно предусмотрены средства подсоединения верхнего конца закрепленной стенки к соответствующему крану на плавучем судне. Модуль для выемки грунта включает цилиндрический корпус, размещенный в кессоне, и приспособленный к вертикальному перемещению по направляющим до опорного элемента (элементов). В цилиндрическом корпусе, закрытом сверху и снизу, расположен внутренний отсек с источником энергии. От нижней части корпуса отходит вниз вращающееся подводное устройство для выемки грунта, функционально соединенное с источником энергии.

Устройство для выемки грунта разрыхляет донный материал, находящийся в нижней части кессона и модуля для выемки

грунта. Для удаления на морское дно разрыхленного донного материала из устройства для выемки грунта предусмотрены трубопроводы, а также источник энергии и средства управления модулем для выемки грунта, которые подсоединены к плавучему судну. Имеются средства крепления верхней части модуля к крану на плавучем судне.

В этой системе эксплуатация модуля для выемки грунта осуществляется во время его нахождения внутри кессона; после создания выемки в морском дне до требуемой глубины, в которой расположены кессон и модуль для выемки грунта, модуль для выемки грунта извлекают из кессона на плавучее средство для его применения в другом месте.

За счет исключения использования дорогостоящих драг или буровых установок эта система значительно снижает стоимость установки защитного кессона; не требует для поддержки других установок, помимо судов снабжения, и значительно снижает количество транспортируемого материала.

Кессонные (бункерные) системы, рассмотренные выше, могут быть установлены с соответствующими крышками и посадочными фланцами так, чтобы немного возвышаться над морским дном. В этой конфигурации устьевое оборудование, находящееся внутри кессона, полностью защищено от ударов различными предметами, движущимися в воде в окрестностях скважины. Устьевое оборудование также отделено и защищено от воздействия неустойчивого

материала морского дна, такого как песок, ил, и наносов, которые могут накапливаться на оборудовании.

Кроме того, ингибиторы коррозии и морской жизнедеятельности, закачиваемые в кессон, предотвращают повреждение и износ устьевого оборудования от этих двух источников опасности. Кессонные системы пригодны для ограждения и защиты подводных скважин при обычных условиях эксплуатации. Но как показывает практика эксплуатации подводных скважин, возможно появление утечек из устьевого оборудования, а рассмотренные выше системы не могут предотвратить их проникновение в окружающую морскую среду.

Еще одним аспектом защиты подводных скважин является экологический аспект – это предотвращение утечек нефтепродуктов в окружающую среду. Так, предложена система защиты, которая приспособлена для сбора утечек из устьевого оборудования для последующего их извлечения или транспортировки на поверхность.

Устройство представляет собой герметичную камеру (кессон) для подводного устьевого оборудования, которая включает основной корпус, установленный в морском дне и закрытый герметизированной крышкой. К камере через трубопровод с регулятором давления подсоединен надувной, растягивающийся, эластичный резервуар для сбора и хранения утечек, так называемый, «дракон».

«Дракон» подсоединен к трубопроводу с помощью быстроразъемного соединения и запорного клапана, которые позволяют быстро его присоединять, извлекать или заменять. В обычных условиях «дракон» находится в спущенном состоянии и закреплен к морскому дну. При наличии утечки в подводном устьевом оборудовании избыток жидкости за счет повышенного давления в камере выходит и заполняет «дракон». После этого он может быть отсоединен от трубопровода, освобожден от якоря и извлечен на поверхность для удаления находящейся в нем жидкости. По существу, во время извлечения или процесса переустановки «дракона» ни скважинная или камерная жидкости не попадают в море. Выпускную крышку и трубопровод монтируют наверху камеры.

На месторождении White Rose на дне океана на глубине 120 м при строительстве трех котлованов была проведена выемка грунта. Каждый котлован прямоугольной формы, длиной 30 м, шириной 20 м и глубиной 11 м; угол наклона стенок – 3:1 (рисунок 4а). При выемке грунта использовались как драга и грейфер, так и землесосный снаряд. В каждом из трех котлованов устанавливалось несколько подводных комплексов, верхняя часть оборудования которых находилась, как минимум, на 2 – 3 м ниже морского дна.

На месторождении Terra Nova (глубина воды от 90 до 100 м) для защиты подводных скважин от пропахивания айсбергами

их размещали в котлованах, расположенных ниже уровня морского дна (рисунок 4б). Площадь характеризуется сезонным присутствием плавающего морского льда с толщиной от 0,5 до 1,5 м и айсбергов. На указанных месторождениях при размещении оборудования предусматривалась возможность обеспечения легкого доступа для его проверки, испытаний, ремонта, замены или извлечения.

Для защиты подводных конструкций, в особенности фонтанной арматуры скважин, от повреждения рыболовными сетями, травами, якорями используют защитные ограждения, включающие бетонные, стальные и/или стекловолоконные конструкции, которые просто размещают над фонтанным оборудованием.

Эти конструкции могут быть в форме куполов, пирамид или иметь конусообразную форму, способствующую отклонению тралов и других предметов от защитного ограждения. При расположении на морском дне большинство стальных и бетонных защитных ограждений удерживаются на месте за счет их тяжелого веса. Поскольку фонтанная арматура может возвышаться над морским дном на 6,2 – 9,2 м, то защитная конструкция такая как, например, стальная пирамида может быть высотой более 9,2 м с основанием диаметром от 15,5 до 18,5 м и с общей массой, приближающейся или превышающей 90,4 т.

Что касается легких стекловолоконных защитных

конструкций, то они требуют их крепления к морскому дну. Ранее для этих целей, в некоторых случаях, использовались анкерные устройства винтового типа, которые располагали вокруг стекловолоконной защитной конструкции.

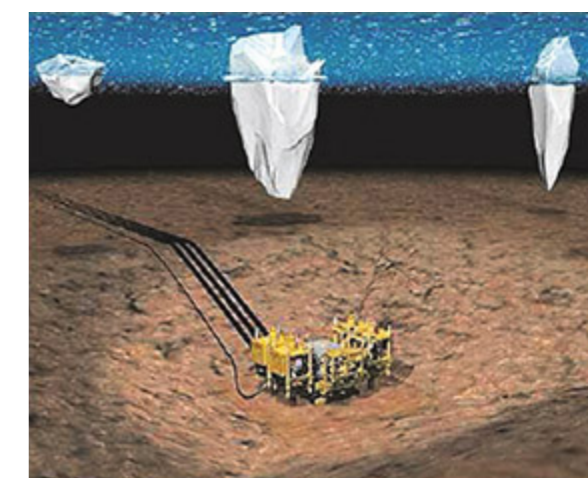
Защитные конструкции, которые охватывают фонтанную арматуру и за счет своего веса удерживаются на месте, являются чересчур большими и громоздкими. Кроме того, физические размеры этих защитных конструкций вызывают определенные трудности при их транспортировке и установке. Следует отметить, что установка защитного устройства не является простой операцией и обычно требует использования специального судна, оборудованного краном и способного к транспортировке защитного устройства к месторасположению скважины и затем к его спуску. Проблема, связанная с установкой защитного устройства, – это трудность в соблюдении точности его размещения около устья при спуске с плавучего судна.

Если в связи с метеоусловиями судно подвержено минимальному перемещению, спуск защитного устройства даже с помощью направляющих тросов может быть непредсказуемым и опасным. Операция по спуску защитной конструкции всегда является дорогостоящей, кроме того, ежедневная сумма арендной платы такого судна может быть непомерно высокой.

РИС. 4. Размещение подводных добычных комплексов в котлованах для защиты от айсбергов



а – месторождение White Rose



б – месторождение Terra Nova

Для преодоления вышеназванных проблем предложена защитная конструкция [8], в верхней части которой расположен люк для обеспечения доступа к устью скважины и защитный колпак, который закрывает люк для предотвращения повреждения устьевого оборудования от наносов, песка, плавающих льдин и падающих сверху предметов. Защитную конструкцию закрепляют на месте посредством одной или нескольких свай, которые вбивают или цементируют в морском дне.

Защитная конструкция и защитный колпак могут быть установлены на место с помощью направляющих, которые используются для установки фонтанной арматуры и другого устьевого оборудования. Поскольку сваи предотвращают перемещение конструкции, то она может иметь небольшой вес, что облегчает ее установку и транспортировку по сравнению с упомянутыми выше конструкциями. В этом аспекте (простота сборки и доставки) рассмотрим защитное устройство, которое может быть легко собрано в единую конструкцию после доставки отдельных элементов к месту расположения скважины.

Устьевое защитное устройство является достаточно тяжелым для выполнения предназначенных функций и легко может быть установлено в требуемое место под водой; изготавливают его из отдельных узлов, которые легко могут быть транспортированы к морской буровой установке, находящейся над скважиной. На судне собирают отдельные элементы защитного устройства в единую конструкцию и последнюю постепенно погружают под судно. Это исключает необходимость размещения защитного устройства в собранном виде на палубе судна. После того, как защитное устройство полностью собрано, оно легко может быть спущено к устью скважины с использованием направляющих канатов, идущих от судна до устья. Защитное устройство во время спусковых операций поддерживается с помощью подъемных устройств, расположенных на буровой установке.

Компанией FMC CORP предложены способ и устройство для защиты подводного устья и фонтанной арматуры от повреждения якорями, сетями, тралами и другим

буксируемым оборудованием. Устройство включает кольцевой жесткий защитный корпус с большим открывающимся люком для доступа к устью скважины; камеру со скошенными наружными стенками, определяющими границы полости камеры, в которую закачивают цемент или другой материал; днище; ряд мешкообразных контейнеров, размещенных вокруг корпуса и закрепленных к его наружной стенке.

Кольцевая камера сообщается с внутренней полостью контейнеров посредством каналов на внешней стенке корпуса, через которые закачивают цемент в камеру, и заполняют им контейнеры для получения вокруг корпуса экрана с гладким профилем. При столкновении якоря или другого морского оборудования с экраном контейнеры могут отделиться и дать возможность морскому оборудованию продолжить движение над корпусом или вокруг без повреждения последнего, а также расположенного в корпусе устья или фонтанной арматуры. Цемент, находящийся в полости камеры и в контейнерах, значительно увеличивает вес защитной конструкции и способствует ее закреплению на месте установки. Следует отметить, что этот дополнительный вес не поддерживается колонной, поскольку закачку цемента в полость камеры и в контейнеры производят после спуска и установки защитного корпуса. Данным изобретением достигается значительная экономия за счет исключения стоимости специальных устройств и установок для спуска тяжелого оборудования.

В одном из технических решений представлены конструкция и подводная система защиты, выполняющие функции постоянного или временного ограждения устья оставляемой скважины для предотвращения запутывания сетей, якорей и им подобного оборудования, приводящего к повреждению устья. Типичный вариант имеет модульную конструкцию в виде усеченной пирамиды, верхнее и нижнее сечения которой являются квадратами, причем, размер верхнего меньше нижнего; боковые грани пирамиды состоят из восьми опорных угловых элементов треугольной формы, имеющих одинаковый наклон. Конструкция

изготавливается в заводских условиях, транспортируется на место, собирается на судне, установленном над скважиной, и опускается на морское дно после его очистки от выбуренной породы. Описан способ монтажа конструкции на месте с использованием готовых сборных модульных компонентов. После сборки конструкцию размещают на дне океана, с учетом охвата устьевого оборудования и обеспечения внешней конфигурации, позволяющей отклонять в сторону сети, тралы, якоря и им подобное оборудование, тем самым предотвращая запутывание ими устьевого оборудования.

Дополнительно к защитной конструкции изобретение включает временно оставляемый колпак, способствующий автоматической центровке защитного устройства над устьем.

Защитные устройства устанавливаются не только на отдельных скважинах, но и на подводных промысловых центрах (направляющая опорная плита (темплет) с размещенными на ней устьями подводных скважин, коллекторами, блоками управления и дозировки химических реагентов и т.д.). Обычно в проектах для систем подводной добычи предлагают отдельную крышу, либо интегрированную и шарнирно сочлененную с защитной конструкцией, или спускаемую после установки необходимого оборудования на опорной плите.

Так подводная система «Snorre», которая включала в себя технологию, опробованную в проведенном ранее компанией «Еххор» пробном испытании систем подводной добычи в сборе имела размеры 48х32х19 м и весила около 2400 тонн; защищена специальной конструкцией, предохраняющей от повреждений рыболовецкими тралами, корабельными якорями и другими попавшими в море предметами.

Устанавливалась опорная плита с помощью крановой баржи большой грузоподъемности. Конструкция подводной системы включала двойной ряд буровых окон, допускала размещение до 20 скважин, из которых одновременно могли эксплуатироваться не более 10. По данным FMC Technologies на месторождение Ormen Lange

РИС. 5. Подводный модуль на 8 скважин компании FMC Technologies для месторождения Ormen Lange



используется опорная плита на 8 скважин, со съемным манифольдом, юбочным основанием, цельной защитной конструкцией и индивидуальными защитными кожухами для каждого устья скважины. Размеры (длина-ширина-высота) 44,3х32,7х14,6, м. вес – 1150 тонн, включая манифольд (рисунок 5).

Для исключения дополнительных и непростых операций по извлечению на поверхность модулей с подводным оборудованием предложены способ и устройство, которые обеспечивают их полную защиту от возможного повреждения тралами и падающими предметами. Это достигается наличием элементов крыши, интегрированных в модуле, что делает возможным извлечение каждого модуля с его защитной крышей целиком.

Во время такой операции отсутствует дополнительный риск повреждения модуля падающими предметами, а подготовительная работа для его извлечения гораздо проще, чем в случае обычной конструкции.

Особенность предложенного решения, в основном, состоит в том, что каждый из модулей снабжен, по меньшей мере, одним фиксированным и одним съемным элементами крыши. Эти фиксированный и съемный элементы крыши, по существу, полностью охватывают верхнюю площадь модуля. Элементы крыши всех модулей вместе покрывают

большую часть верхней площади подводной конструкции, защищая ее от падающих или движущихся по дну моря предметов, таких как тралы и им подобное оборудование.

Еще одним аспектом защиты подводных скважин являются прочностные свойства конструкции, так, защитные конструкции, изготовленные из стали, обеспечивают высокую прочность при относительно низкой стоимости.

Прочность реализуется при относительно низкой деформации (0,2%), после которой имеют место текучесть и остаточная деформация. Обычная стальная конструкция обладает высокой жесткостью и поэтому имеет ограниченную способность к поглощению энергии до перехода в состояние текучести. В изобретении предложен вариант защиты подводных установок от падающих предметов за счет использования панели для крыши, имеющей улучшенные характеристики для поглощения удара (ударная энергия от падающих предметов может достигать до 150кДж).

Типичные панели являются особенно жесткими в точках, где панели поддерживаются каркасом, и проектируются исходя из допустимости пластической деформации (т.е. необратимой) в результате удара, после которого они подлежат замене. Панели, предлагаемые в данном изобретении, проектируются по критерию упругого деформирования

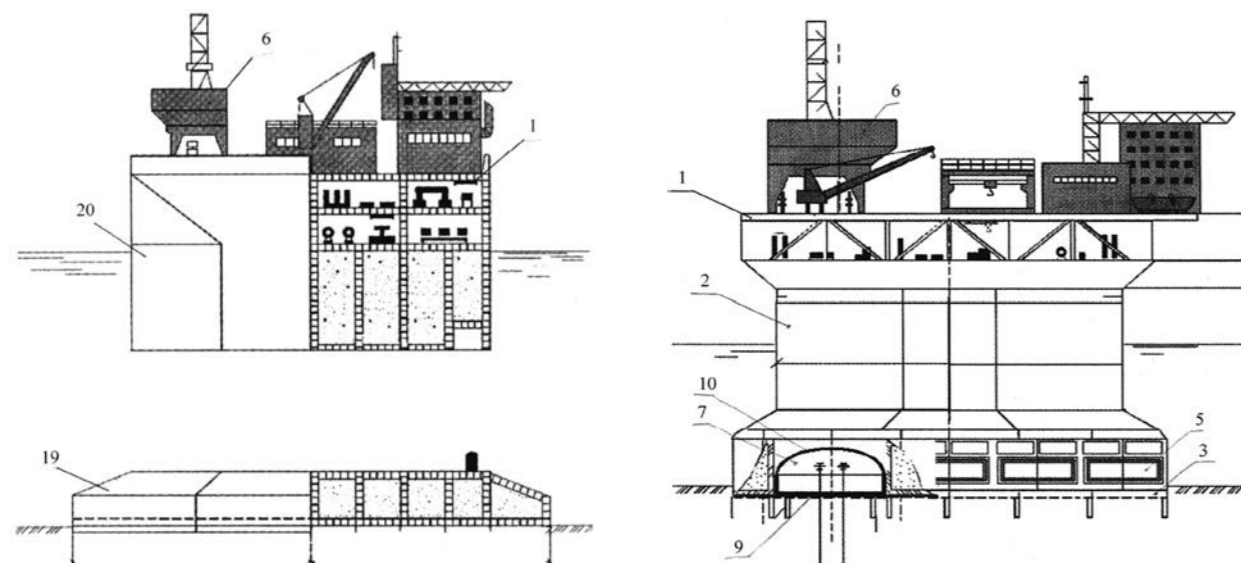
в любой точке поверхности панели при ударе, что обеспечивает необходимую податливость в процессе удара и последующее полное восстановление своей первоначальной формы.

С учетом вышесказанного, в данном техническом решении предложены панели с улучшенными характеристиками для амортизации удара. Панель крыши, включает упругие консоли, отходящие от центральной втулки; опорные элементы, расположенные ниже упругих консолей для соединения с подводной конструкцией; плоские элементы крыши, расположенные между упругими консолями. Упругость и эластичность консолей и опорных элементов позволяют поглощать силу вертикальных ударов без остаточной деформации, что не требует замены панелей защитных конструкций.

Разработанный в ДАО ЦКБН ОАО «Газпром» нормативный документ определяет требования для конструкционных материалов, применяемых для изготовления сварных опорных, фундаментных, защитных конструкций, а также рамных конструкций подводного технологического оборудования в арктических условиях. Стандарт содержит общие технические требования к свариваемости стали, коррозионностойкости и холодостойкости.

В местах, где требования к защите устья не высоки, возможно,

РИС. 6. Способ обустройства на мелководье замерзающих акваторий – защитная конструкция устья как часть платформы (источник – патент RU 2320816)



применение прочной металлической сети, так, на шельфе Азовского моря «Черноморнефтегаз» ввел в эксплуатацию Северо-Булганакское месторождение, в обустройстве которого принимали участие сервисные компании Baker Hughes и FMC Technologies. Все добывающее оборудование находится под водой на глубине 11 м и управляется с берега; защита подводного оборудования осуществлена с помощью прочной металлической сети.

В настоящее время мировая практика эксплуатации подводных комплексов в сложных климатических условиях пополнилась опытом, полученным при реализации проектов в море Бофорта и Северном, в том числе и по применению различных конструкций защиты подводных объектов обустройства; этот опыт так же весьма ценен для условий Арктического шельфа РФ и шельфа Охотского моря.

Однако особенности замерзающего шельфа РФ, как мелководного, так и глубоководного, там где ледяной покров толщиной от 2 до 4 м присутствует продолжительное время, требуют применения нестандартных подходов по защите подводных объектов обустройства морских месторождений углеводородов от возможных внешних воздействий. Специфика же мелководного шельфа, в особенности его приуроченной части с глубинами от 0

до 10 м, заключается в отсутствии достаточных глубин воды, что затрудняет использование обычных мобильных технических средств.

Возможность вписаться в «погодное окно» или длительность пребывания технических средств в рабочем режиме зависит также от глубины бурения скважин; далеко не всегда бурение скважин глубиной 4500–5000–6000 м удается закончить в один сезон, так как продолжительность бурения составляет более 3-х – 4-х месяцев. В таких случаях применение обычных неледостойких технических средств становится невозможным, поэтому в ряде технических решений предлагается совмещать средства бурения и защиты подводного оборудования и в основании платформы предусматривать размещение устьев подводного модуля.

Для условий с коротким межледовым периодом (менее двух-трех месяцев) рассматриваются ледостойкие гидротехнические сооружения, в которых донную плиту опорного блока выполняют с вырезом, а устьевой модуль – выполняют со вспомогательной донной плитой и предварительно размещают в нижней части опорного блока. В этом случае после проведения буровых операций и снятия переставной платформы ее опорное основание остается на дне и выполняет функции защитной конструкции (рисунок 6).

Известны также технические решения, когда платформа устанавливается на жесткий конический кессон, через который бурят скважины; при снятии платформы кессон остается на месте и используется в качестве защитного сооружения. Конструкция кессона должна быть достаточно прочной и жесткой для защиты подводного модуля. Таким образом, необходимо отметить, что для замерзающего шельфа, как мелководного, так и глубоководного существует неразрывная связь и взаимозависимость защитных конструкций подводного комплекса и применяемых для проведения буровых операций ледостойких гидротехнических сооружений.

Примером использования российского потенциала по производству защитных модулей может служить филиал норвежской компании «Reinertsen NWR» по производству металлоконструкций для подводных модулей на шельфе арктических морей, расположенный в Мурманске. Завод (30 тысяч квадратных метров и 112 квадратных метров своего причала) расположен на территории Мурманской судовой верфи (рисунок 7).

Предприятие со 100 % норвежским капиталом; коллектив – всего 130 человек, из которых главные специалисты (два менеджера) из Норвегии, остальные сотрудники – российские инженеры и рабочие (местные жители), причем, около 40 специалистов-

РИС. 7. Производство конструкции для защиты устьев подводных скважин в Мурманске



а – в 2008 году мурманское отделение «Reinertsen» построило защитную конструкцию подводного модуля для проекта «Sigrid» (Норвежское море) компании «Statoil Hydro»

б – цех по производству защитных металлоконструкций для подводных модулей Абрам мыс Мурманск

сварщиков прошли обучение в Норвегии. Сырье поставляется из Норвегии, а собранные модули на барже отправляют заказчику «Statoil Hydro». На заводе в Мурманске были построены защитные конструкции для подводных модулей по проекту, разработанному компанией «FMC Technologies» и предназначенного для использования в рамках проекта Sigrid. Подводный модуль, весом около 250 тонн, с помощью самоходной мультиколесной системы и специального соединительного моста погружен на баржу и отправлен в Норвегию, где пройдет интегральный тест; планируется, что впоследствии такая важная процедура будет проходить в Мурманске.

Таким образом, источниками опасности для подводного устьевого оборудования могут являться рыболовные сети, траловое оборудование, якоря, якорные цепи, дрейфующий лед, ледяные гряды, айсберги, песок, ил. Основная функция защитных устройств оборудования подводной скважины – обеспечение безопасности работы подводного оборудования и возможности, при необходимости, легкого доступа для его проверки, испытаний, ремонта, замены или извлечения.

Для защиты подводного оборудования от возможных источников опасных внешних воздействий на незамерзающей акватории (от рыболовных сетей, тралового оборудования, якорей, якорных цепей, песка, ила и предметов, падающих с буровых), применяются защитные

ограждения, включающие бетонные, стальные и/или стекловолоконные конструкции, размещаемые над устьевым оборудованием.

В этом случае защитные конструкции, изготовленные из стали и бетона удерживаются на месте установки за счет их тяжелого веса, а легкие стекловолоконные ограждения – требуют крепления к морскому дну. Защитные ограждения, изготавливаемые как для отдельных скважин, так и для подводных промысловых центров, могут быть в форме куполов, пирамид или иметь конусообразную форму, которая способствует отклонению тралов и падающих предметов. Защитные конструкции, изготовленные из стали, обеспечивают высокую прочность при относительно низкой стоимости.

Для защиты подводного оборудования от возможных источников опасных внешних воздействий на замерзающей акватории (в первую очередь это дрейфующий лед, ледяные гряды, айсберги) применяются кессоны, размеры, которых зависят от количества скважин расположенные ниже уровня морского дна (на глубине, превышающей максимальную «глубину пропахивания» морского дна ледовыми образованиями) с подводным оборудованием внутри. На глубинах моря, где проплывающие айсберги могут пропахать дно моря своим килем возможно применение открытых котлованов, размещаемых ниже уровня морского дна, с установленным в них подводным оборудованием.

В основном, проектирование панелей для защиты подводного оборудования от падающих предметов производят либо, исходя из допустимости пластической деформации в результате удара, после которого панели подлежат замене, либо, исходя из критерия упругого деформирования, что обеспечивает необходимую податливость в процессе удара с последующим полным восстановлением первоначальной формы панели.

При разработке и использовании защитных конструкций для месторождений Российского шельфа необходимо принять во внимание зарубежный опыт в области защиты открытого устьевого оборудования подводных скважин от разрушающего воздействия различных источников опасности. Учитывая особенности замерзающего российского шельфа, как мелководного, так и глубоководного, обращено внимание на неразрывную связь и взаимозависимость защитных конструкций подводного комплекса и применяемых ледостойких буровых установок.

Определена необходимость в проведении исследовательских работ по физическому моделированию воздействия ледовых образований на подводные объекты обустройства морских нефтегазовых месторождений с целью разработки защитных конструкций для подводных комплексов, планируемых к применению в условиях мелководья замерзающего шельфа России. ●

АРКТИКА: ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОСВОЕНИЯ

До 30% аварий на морских объектах добычи нефти и газа происходит из-за экстремальных природных явлений. Наибольшие сложности для морских сооружений на арктическом шельфе создают ледовые условия. Это сжатия льдов и их интенсивный дрейф, вторжение тяжелых льдов в район добычи, раннее ледообразование, а также опасные ледовые образования: айсберги, торосы, стамухи, гигантские ледяные поля, а также обледенение сооружений, экзарация дна ледовыми образованиями, навалы льда на берега и сооружения, отрывы припая. Значительные риски создают опасные гидрологические явления – экстремальное волнение (шторма), штормовые нагоны, значительные колебания уровня моря. Фактором риска следует считать также современные быстрые климатические изменения в Арктике. Что может снизить риски освоения Арктики?



Александр Данилов,
заместитель директора
ГНЦ РФ « Арктический
и антарктический НИИ»
Росгидромета,
к.ф.-м.н.

Обеспечение гидрометеорологической безопасности освоения и разработки месторождений включает два основных этапа. Первое – это сбор и обобщение гидрометеорологической информации, необходимой для обоснования инвестиций и проектирования сооружений путем проведения инженерных гидрометеорологических изысканий. Второе – это специализированное гидрометеорологическое обеспечение работы морских сооружений (платформ, терминалов и т.п.), включая транспортные операции.

Инженерные ледовые изыскания

Надежное определение параметров окружающей среды является основой проектных решений,

которые минимизируют природные риски и во многих случаях сводят их практически к нулю. Подготовка необходимых данных включает обобщение и анализ исторических архивов наблюдений, производство инженерно-изыскательских работ, физическое, гидродинамическое и вероятностное моделирование процессов, разработку и создание нормативных документов для проектирования, основной из которых – Временные локальные технические условия (ВЛТУ) по природному блоку.

Более чем пятнадцатилетний опыт проведения ААНИИ регулярных гидрометеорологических и ледовых инженерных изысканий позволил существенно развить их методы, технические средства, сформировать технологию проведения таких работ и подготовки необходимых нормативных документов. За это время выполнено несколько десятков экспедиций в Баренцевом, Карском, Охотском, Балтийском, Азовском и Каспийском морях в рамках реализации шельфовых проектов крупнейших российских и зарубежных энергетических компаний. Были разработаны ВЛТУ по морскому льду для таких крупных проектов как Штокмановское ГКМ, Приразломное НМ, Корчагинское и др.

Для проведения зимних инженерных гидрометеорологических изысканий использовались различные морские (атомные и дизельные ледоколы, научно-экспедиционные и транспортные суда) и воздушные (самолеты, вертолеты) суда. Изыскания направлены, прежде всего, на определение прочностных



Стамуха в Печорском море

параметров ледовых образований, их размеров и массы и скорости движения.

Традиционным способом определения прочностных свойств льда является испытание малых образцов льда, отобранных из ледяного покрова.

По мнению отечественных и зарубежных специалистов, одним из наиболее перспективных типов натурных экспериментов является измерение глобальных нагрузок на судно и последующий пересчет полученных результатов на сооружение. Натурные эксперименты по исследованию глобальных нагрузок за рубежом проводили только ученые из Канадского гидравлического центра, измерялись ускорение и угловые скорости судов при взаимодействии с двухлетним льдом и обломками айсбергов.

В нашей стране единственные эксперименты такого рода были

проведены ААНИИ в 2008 г. в ходе выполнения экспедиционных работ по проекту Штокмановского ГКМ на борту ледокола «Капитан Николаев» исследовалось взаимодействие корпуса судна со льдом, торосистыми образованиями и обломками айсбергов. Серьезным отличием от методологии, разработанной и используемой в Канадском гидравлическом центре, явилось применение двух измерительных систем – инерциальной (измеряющей изменение кинематических параметров движения ледокола) и тензометрической (с помощью которой измерялись напряжения в корпусных конструкциях при общем изгибе ледокола вследствие взаимодействия с ледяным образованием). Совпадение результатов измерений двух систем стало подтверждением надежности полученных данных.

Торосистые нагромождения образуются в дрейфующих льдах и

припае. Размер килей гряд торосов на дрейфующих льдах шельфа российских замерзающих морей находится в диапазоне от 3 до 25 м. Геометрия надводной части отдельного тороса или стамухи определяется с помощью простых теодолитных съемок,





Айсберг-гигант весом 3,7 млн тонн в районе Штокмановского месторождения (Баренцево море, 2003 г.)

с использованием аэрофотосъемки и лазерного профилирования. Последние два метода позволяют получить пространственно распределенные данные, необходимые для расчета статистик и таких характеристик, как торосистость, протяженность гряд торосов и т.п.

Нижняя часть торосов, их осадка, килевая часть измеряются с помощью обратных доплеровских сонаров, которые устанавливаются на дне на продолжительный период (год и более), а также с помощью подводных видеосъемок.

Для получения информации о внутреннем строении ледяных образований обычно используется тепловое бурение, при котором для эффективного и быстрого получения глубоких скважин используется горячая вода.

За последние 15 лет были получены обширные натурные данные о распределении общей толщины стамух, высоте паруса, глубине килля, о слоях льда различного типа, пустотах, границах консолидированного слоя, глубине внедрения стамух в дно для различных моей Российской Федерации.

Для получения данных о скорости движения льдов применяются дрейфующие буи, которые устанавливаются на ледяных полях и айсбергах. Используются различные навигационные системы, такие как ARGOS.

Количество буёв определяется особенностями ледовых условий и составляет от нескольких единиц до нескольких десятков, как, например, в 2007 – 2008 гг. в Баренцевом море для определения динамики льдов и айсбергов для Штокмановского ГКМ. Очень ценную информацию дают долговременные наблюдения (год и более) в точке с помощью обратных доплеровских сонаров, особенно для определения максимально возможных скоростей дрейфа. Такие наблюдения, в частности, выполнялись в районе Приразломного НМ. ВЛТУ по морскому льду включают более чем 50 параметров, для которых определены средние, минимальные, максимальные значения, а также их величины для 1, 10, 50 и 100 лет.

Специализированное гидрометеорологическое обеспечение

В случаях, когда невозможно спроектировать сооружения, способные выдержать максимальные ледовые нагрузки и угрозы, необходима система организационно-технических мероприятий, направленных на предотвращение аварийных ситуаций – управление ледовой обстановкой (УЛО). Такая ситуация характерна для района Штокмановского ГКМ, где возможны айсберги массой более 4 млн т.

УЛО включает в себя обнаружение и отслеживание айсбергов и других опасных ледяных образований, прогнозирование траекторий их движения, определение степени риска для сооружения, принятие решения по физическому воздействию на опасный объект с целью предотвращения его проникновения в зону возможного контакта с сооружением. Архив данных Арктического и антарктического научно-исследовательского института (ААНИИ) для Баренцева моря за период наблюдений, начиная с 1928 г., содержит около 20 тысяч зарегистрированных случаев появления айсбергов.

Тем не менее, до недавнего времени при планировании освоения ШГКМ вопросам айсберговой опасности уделялось меньше внимания, чем следовало. Поворотным пунктом оказались экспедиционные исследования в мае 2003 г., выполненные ААНИИ в рамках программы инженерных ледовых изысканий ШГКМ. Было зарегистрировано 109 айсбергов и обломков в пределах границ месторождения и прилегающих водах. Масса ледяных образований достигала 3,7 млн т.

ААНИИ разработана концептуальная схема айсбергового менеджмента на акватории Баренцева моря, позволяющая одновременно обнаруживать появление айсбергов, прогнозировать и контролировать их опасное сближение с платформой, и, наконец, активно воздействовать на айсберг с целью изменения траектории его дрейфа. Последняя, наиболее трудная, задача айсбергового менеджмента была практически отработана в 2004–2005 гг. в ходе экспериментов по буксировке айсбергов «Михаилом Сомовым». В общей сложности было выполнено три буксировки двух айсбергов, при этом масса наибольшего из них достигала 200 тыс. т.

Обнаружение айсбергов, мониторинг их динамики, прогноз траекторий движения является частью системы специализированного гидрометеорологического обеспечения (СГМО) района добычи и транспортировки углеводородов. Структура и виды информации в СГМО имеют свою специфику в зависимости от района и видов деятельности.



Обнаружение айсбергов в дрейфующем льду является очень непростой задачей космических наблюдений

Как правило, это обеспечение работы собственно платформы или терминала, операций по отгрузке углеводородов и морская транспортировка.

В настоящее время гидрометеорологическое обеспечение морской деятельности представляет собой сложную информационную систему, которая базируется на современных системах наблюдений, передачи и обработки информации, анализа и прогнозирования гидрометеорологических условий. Стационарная сеть полярных станций является основным источником гидрометеорологической информации, и за последние годы выполнен большой комплекс работ по их модернизации и обновлению.

С учетом перспектив экономического возрождения Арктики планируется дальнейшее восстановление части законсервированных станций и реконструкция сети, техническая модернизация метеорологических, гидрологических, актинометрических, аэрологических наблюдений на основе создания автоматической сети, дистанционных средств измерений и спутниковых систем сбора информации, основанной на оперативной технологии слежения за работой автоматов. До 2020 года предполагается восстановление 6 законсервированных гидрометеорологических станций и автоматизация метеорологических

измерений на 73 станциях действующей сети. Свой вклад, пока еще скромный, в развитие системы наблюдений вносят недропользователи. Так в 2012 г. на Новой Земле было установлено три автоматических метеостанции в рамках программы ОАО Роснефть по освоению приноземельских участков шельфа.

Спутниковые средства наблюдений являются основным, а в подавляющем большинстве случаев, единственным источником информации о состоянии арктического ледяного покрова. В настоящее время в России для ледово-информационного обеспечения морской деятельности используются спутниковые данные зарубежных космических аппаратов (КА) NOAA, Terra, Aqua, RADARSAT 1, RADARSAT 2, Envisat и лишь одного отечественного КА Метеор-М-1. Россия на 98% находится в зависимости от зарубежных источников спутниковой информации.

Поручением Совета Безопасности Российской Федерации от 17 марта 2010 г. планируется создание российской, первой в мире высокоэллиптической гидрометеорологической многоцелевой космической системы (МКС) «Арктика» для мониторинга обстановки в северных полярных

районах в интересах обеспечения безопасности трансарктических перелетов, навигации на СМП, хозяйственной деятельности на арктическом шельфе, а также для изучения климата. На первом этапе система будет состоять из двух космических аппаратов на высокоэллиптических орбитах типа «Молния». Также в МКС «Арктика» будут входить два аппарата для всепогодных радиолокационных наблюдений, наиболее востребованных для мониторинга ледяного покрова и обеспечения морских транспортных операций.

Для решения задач информационного обеспечения полярных морских перевозок в 80-е годы в Росгидромете создана Автоматизированная ледово-информационная система для Арктики (АЛИСА). Инфраструктуру системы составляют: головной центр – Арктический и антарктический научно-исследовательский институт (Санкт-Петербург); НИЦ «Планета» и региональные центры приема и обработки данных ИСЗ (Москва, Новосибирск, Хабаровск); арктические УГМС и ЦГМС (Мурманск, Архангельск, Тикси, Певек); Гидрометцентр России (Москва).

Указанными организациями проводится сбор и анализ данных, получаемых с наблюдательной сети, российских и зарубежных центров, проводятся расчеты и составляются аналитические обзоры и прогнозы и штормовые предупреждения для обеспечения различных видов морской деятельности в Арктике.



Ежегодно выпускается более 12 тысяч метеорологических и гидрологических краткосрочных прогнозов общего пользования по различным акваториям арктических морей и около 400 краткосрочных прогнозов по акваториям портов со средней оправдываемостью 95 – 97%, что соответствует уровню прогнозирования ведущих зарубежных центров.

Следует отметить, что в течение последних 5 лет все наблюдаемые опасные гидрометеорологические явления для морской деятельности были спрогнозированы и штормовые предупреждения своевременно переданы заинтересованным организациям, что позволило сократить потери и ущерб по погодным условиям.

Не имеют аналогов в мировой практике составляемые Арктическим и антарктическим институтом сверхдолгосрочных метеорологических прогнозов (на год), а также широко используемых моряками прогнозов ледовых условий в арктических морях на I и II половину навигации по Северному морскому пути.

Росгидромет постоянно развивает технологии ГМО морского транспорта с учетом современных достижений в области информационных и телекоммуникационных технологий.

Для обеспечения ледового плавания необходимой гидрометеорологической

информацией в ААНИИ был разработан адаптируемый комплекс мониторинга и прогнозирования состояния атмосферы и гидросферы (АКМОН), позволяющий адаптировать технологический процесс мониторинга природной среды к региональным физико-географическим условиям и специфическим запросам потребителя, необходимым для повышения безопасности и эффективности морской деятельности в арктических морях России. Комплекс состоит из базового модуля, размещенного в информационном центре, и удаленных модулей. Базовый модуль обеспечивает сбор, обработку и анализ данных, разработку информационной продукции и, ее доведение до конечного потребителя. Удаленные модули, размещаемые на судах, ледоколах, платформах и терминалах, обеспечивают визуализацию метеорологической, ледовой и океанологической информации и ее совмещение с электронными навигационными картами.

По-существу, АКМОН – это ледовый навигатор, который включает, наряду с ледовой, и другую информацию (ветер, волнение, приливы, течения и др.). В настоящее время комплекс АКМОН успешно эксплуатируется для обеспечения морских транспортных систем ГМК «Норильский никель» в Карском море, Варандейского

терминала в Печорском море, Сахалин-1 в Татарском проливе.

Изменения климата и освоение шельфа

В последние 10 – 20 лет в Арктике происходят заметные климатические изменения, поэтому стал актуальным вопрос их влияния на деятельность по освоению шельфа.

Существует два основных сценария климатических изменений: циклические изменения и однонаправленный тренд. Не оспаривая ни один из них, отметим, что, по мнению большинства ученых, наиболее вероятен второй сценарий. Циклические изменения климата с периодом, близким к 60 годам, присутствуют в данных наблюдений 20 века и начала 21 века. Поэтому, в случае реализации циклического сценария они будут пригодны для расчетов параметров для проектов 21 века. Данные указанного периода заложены в проектах Приразломного НМ и Штокмановского ГКМ.

Иная ситуация в случае сохранения однонаправленных изменений климата, продолжение наблюдаемого потепления в Арктике. В этом случае следует рассматривать изменения климата как фактор, требующий учета при проектировании долговременных, сложных морских объектов. Это означает, что недропользователи должны оценивать возможные изменения параметров окружающей среды, необходимых для проектирования, и учитывать их в своих проектах.

Рост средних приземных температур вследствие потепления в той или иной степени скажется на различных компонентах природной среды, при этом изменения ее экстремальных значений оценить достаточно сложно с учетом региональной специфики. Вероятно, усиление ветровой активности, увеличение числа штормов и усложнение погодных условий – рост повторяемости случаев ограниченной видимости, количества облачности будет негативно сказываться на авиационном обеспечении шельфовых объектов. Очень вероятен рост количества оттепелей в холодный период года и опасностей атмосферного и брызгового обледенения.



Изучение теплеющей Арктики – актуальная задача современной полярной науки. Ледовый лагерь ААНИИ, лето 2007 года

Очень вероятно повышение летних температур воды, прежде всего в поверхностном слое и на относительно мелководных участках шельфа глубиной несколько десятков метров. Сохранится наблюдаемый рост среднего уровня моря, что будет усиливать эффект штормовых нагонов в прибрежных зонах и воздействие моря на берега. Следует также ожидать некоторое увеличение высот ветровых волн различной обеспеченности, что усилит волновые нагрузки на морские и прибрежные сооружения.

Заметные изменения могут произойти с толщиной льда. Дальнейшее сокращение доли многолетних, наиболее толстых льдов, приведет к абсолютному доминированию однолетних льдов на российском шельфе, что снизит силы воздействия ледяных полей. Рост ветровой активности может усилить торошение в локальных и относительно мелководных районах, но не следует ожидать вследствие этого значительных изменений размеров торосов и стамух. Повышение температуры воздуха и воды будет способствовать уменьшению размеров их монолитной консолидированной части, и, следовательно, некоторому снижению воздействий, которые они оказывают на сооружения. Оценки возможных изменений геометрии айсбергов затруднительны, для этого слишком мало данных. Еще большую неопределенность содержат

оценки долгопериодных трендов интенсивности продуцирования айсбергов выводными ледниками арктических архипелагов. Повышение температуры повлияет на скорость разрушения айсбергов, уменьшит время их жизни. Возможен некоторый рост максимальных скоростей движения ледяных образований, что может увеличивать силу их воздействий на морские объекты.

Существенные изменения ожидаются в сроках начала ледообразования, в продолжительности ледяного периода и сроках таяния льда, включая окончательное очищение акваторий. Будут возникать более благоприятные условия для морских операций, сократится время воздействия льдов на сооружения, что снизит риски возникновения неблагоприятных ситуаций. В среднем облегчится доступ к морским месторождениям российского шельфа.

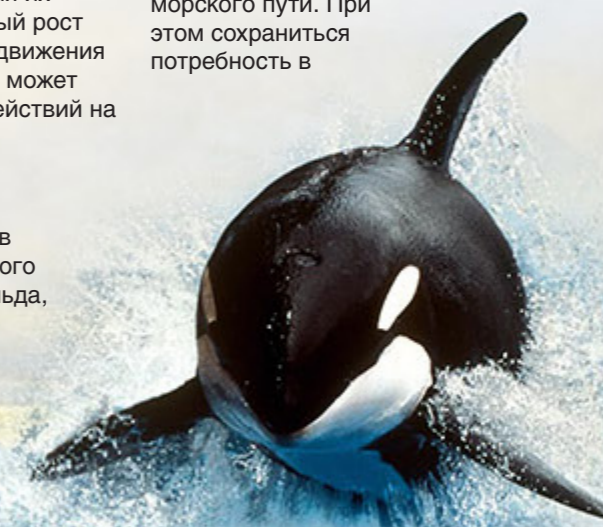
Повышение уровня моря, рост числа и интенсивности штормов и увеличение продолжительности безледового периода в прибрежной зоне будет способствовать более интенсивному разрушению берегов, сложенных рыхлыми и льдистыми породами, что может угрожать прибрежной инфраструктуре.

Возможно увеличение числа и интенсивности ледовых штормов,

когда сильное ветровое волнение развивается в зоне разряженных льдов, состоящей из достаточно крупных обломков льда. Так Печорское море представляет собой зону, где указанные факторы могут сочетаться при сильных продолжительных ветрах северо-западных направлений.

Менее однозначная ситуация с ветроволновыми и другими неледовыми воздействиями. Поэтому, можно рекомендовать недропользователям проводить более тщательные оценки по учету указанных неблагоприятных тенденций. Целесообразно включить подобные рекомендации в нормативные документы, регламентирующие подготовку данных о параметрах окружающей среды для проектов по освоению арктического шельфа, а также повышать надежность методов расчета прогностических параметров окружающей среды.

В целом ожидаемые изменения будут благоприятствовать деятельности по освоению морских месторождений, включая плавания по трассам Северного морского пути. При этом сохраниться потребность в



мощных атомных и дизельных ледоколов, поскольку лед на трассах СМП будет присутствовать более половины года, будут возникать экстремальные ледовые явления.

Опыт последнего десятилетия показывает, что совместными усилиями государства и недропользователей проблемы обеспечения гидрометеорологической безопасности в Арктике решаются успешно. ●



Несмотря на потепление в Арктике, России будут нужны мощные ледоколы



НОВОЕ СЛОВО В ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Имре Ковач,
Исполнительный директор
LOG VALVE Kft.
Norrexim AG

В настоящее время наиболее актуальной задачей на рынке нефтегазовой отрасли является производство технологичной, надежной и безотказной в работе запорной трубопроводной арматуры для нужд топливно-энергетического комплекса, включая добычу, транспортировку и переработку углеводородного сырья.

Именно производство качественно нового, надежного и безотказного продукта по оптимальной стоимости являются главными требованиями, предъявляемыми сегодня заказчиками к запорной арматуре, поскольку на неё возлагаются достаточно высокие требования. Одно из самых важных – это обеспечение мгновенной локализации возможных аварий и штатных ситуаций. А ведь от надежной работы арматуры в решающей степени зависит безопасная работа технологических систем в широком диапазоне рабочих сред, давлений, температур, условий окружающей среды (сейсмических воздействий, влажности, низких и высоких температур и др.). Актуальность данных требований возрастает и будет расти в дальнейшем поскольку в настоящее время всеми крупнейшими компаниями

нефтегазового сектора в приоритет ставится экологическая безопасность и безопасность людей.

В соответствии с этим перед всей машиностроительной отраслью нефтегазового сектора стоит важный вопрос, какому же типу запорной арматуры отдать предпочтение. В настоящее время разработаны и широко используются следующие основные типы запорной арматуры – это вентили, задвижки, заслонки и шаровые краны. Каждый тип арматуры имеет свои достоинства, но и не лишен недостатков, при этом ни в коем случае нельзя забывать и о стоимости таких изделий, затратах как на производство арматуры, так и на последующие обслуживание: сервис и ремонт.

Исторически первыми типами запорной арматуры начали использоваться задвижки и вентили. На сегодняшний день их практически единственным достоинством является невысокая стоимость по причине простоты конструкции, технологичности изготовления и повсеместной распространенности производственных мощностей.

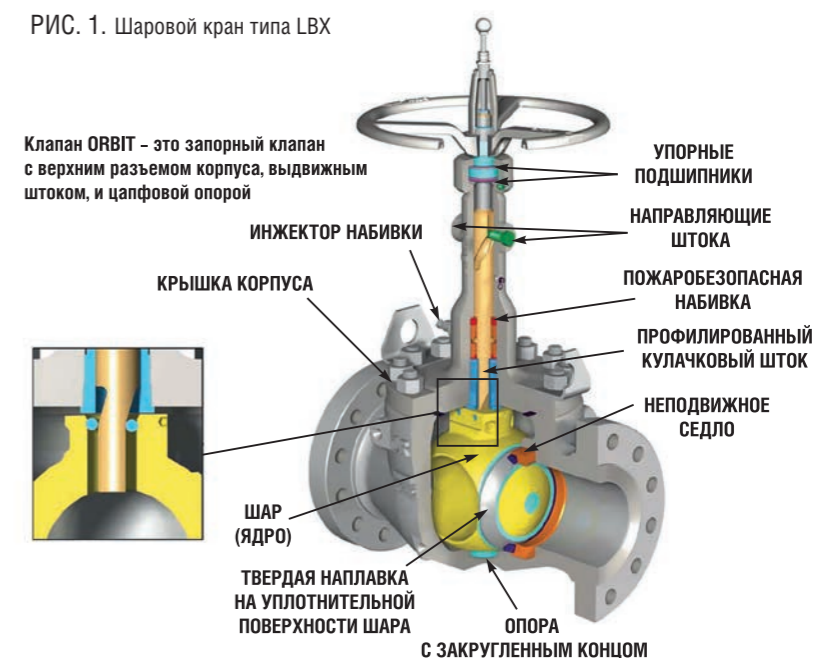
Однако их эксплуатацию осложняет ряд недостатков. Вентили обладают высоким гидравлическим сопротивлением, их невозможно применять на потоках сильно загрязненных рабочих сред, а также на средах с высокой вязкостью, подача рабочей среды возможна только в одном направлении, обусловленным конструкцией клапана. Задвижки имеют значительные строительные размеры, длительное время перестановки, и, кроме того, полость заслонки содержит застойную зону, в которой обязательно будут скапливаться механические примеси, что приводит к необходимости регулярной разборки и очистки, в противном случае – к потере работоспособности (герметичности). Тем не менее, необходимо отметить достоинство, присущее как задвижкам (клиновым), так и вентилям: негерметичную арматуру всегда можно «подтянуть», приложив к маховику усилие, большее расчётного, тем самым избежав штатной ситуации, осложненной протечкой.

Поворотные заслонки, в силу своих конструктивных особенностей, пригодны для эксплуатации в небольшом интервале температур и при невысоких давлениях.

Во второй половине прошлого века широкое распространение получили шаровые краны. Данный тип запорной арматуры продолжает совершенствоваться, что способствует их применению практически во всех отраслях, вытесняя традиционные клиновые задвижки и клапаны. Широкому распространению производства шаровых кранов способствовало также повсеместное внедрение автоматизации механической обработки и появлению новых уплотнительных материалов (сначала фторопласт, затем полиуретаны, полиэфиркетоны и т.д.)

К преимуществам шаровых кранов относят высокую герметичность, простоту конструкции, высокое быстродействие, удобство монтажа, низкую стоимость обслуживания,

РИС. 1. Шаровой кран типа LBX



малое гидравлическое сопротивление и отсутствие застойных зон. При потере герметичности есть возможность закачки уплотнительной жидкости – аварийное уплотнение.

К основным недостаткам можно отнести более высокую стоимость, и, как правило, невозможность ремонта вне условий завода-изготовителя. Существенным недостатком является неработоспособность шаровых кранов при температурах выше 200°C, где по-прежнему ведущая роль остается за клиновыми задвижками.

Резюмируя, можно сформулировать конструкционные требования, которым, помимо надежности и безотказности должна отвечать современная запорная арматура. Это полный проход, дублирующий проход трубы, что обеспечивает минимальное гидродинамическое сопротивление и ламинарный режим потока, если это требуется; отсутствие застойных зон, приводящих к невозможности закрытия и преждевременному

выходу арматуры из строя. Это возможность разборки для проведения ремонтных работ без демонтажа из трубопровода, что особенно актуально для приварной арматуры. Это минимальный износ запорного органа при эксплуатации, а также возможность эксплуатации арматуры при частично изношенных полимерных вставках седел с сохранением герметичности затвора.

Как видно из вышесказанного, ни один из существующих классических видов запорной арматуры не может одновременно удовлетворить всех требований эффективной и безопасной эксплуатации, поэтому усилия многих ведущих конструкторов из области арматуростроения направлены на создание изделия, которое бы одновременно сочетало положительные стороны нескольких типов арматуры.

Совместными усилиями специалистов фирм Norrexim AG (Швейцария) и LOG Valve Kft (Венгрия) была разработана

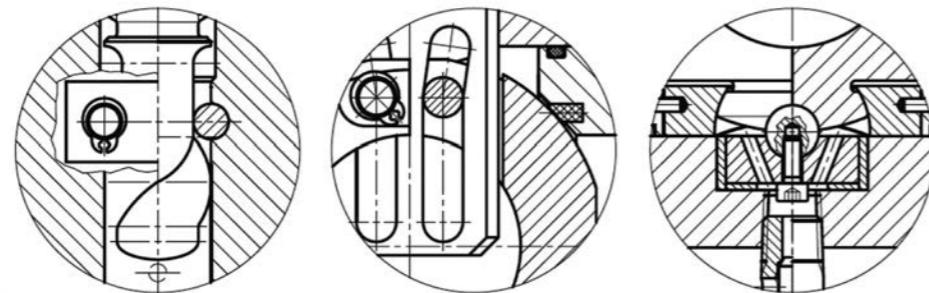


Специалисты Norrexim AG и LOG Valve Kft разработали инновационную конструкцию изделия комбинированного типа, представляющего собой гибрид шаровых кранов и клиновых задвижек – шаровой кран типа LBX

диагностики и очистки трубы. При вращении маховика из начального положения направляющие шпильки в канавках штока вынуждают его повернуться на 90° (II). При этом шпильки распорного узла (рис. 2) движутся в параллельной области направляющих, полусферы шара сомкнуты. Вращение происходит без трения шара о седла. В положении III осевая линия прохода шара расположена перпендикулярно осевой линии трубопровода, полусферы шара сомкнуты, между шаром и седлами имеется зазор.

Дальнейшее вращение маховика опускает шток и приводит к заходу шпилек распорного узла в непараллельную область

РИС. 2. Основные узлы крана LBX: шток с направляющим узлом, распорный узел, цапфа



совершенно новая конструкция изделия комбинированного типа, представляющего собой гибрид шаровых кранов и клиновых задвижек – шаровой кран типа LBX (рис.1.)

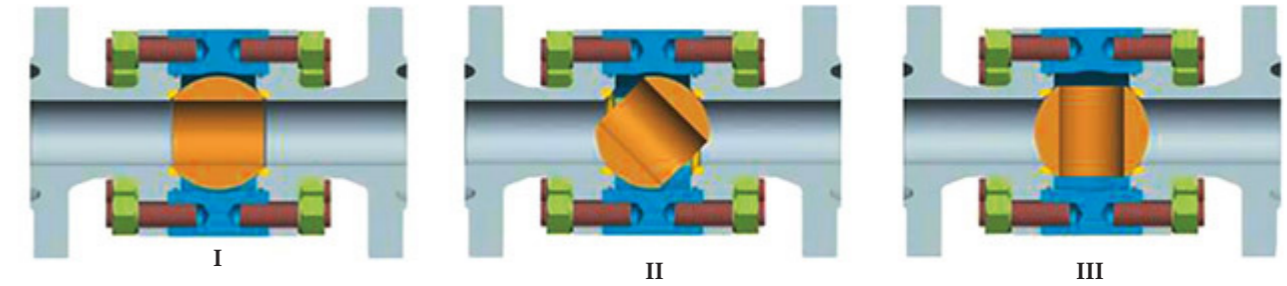
Шаровой кран типа LBX предназначен для применения в качестве запорной арматуры для перекрытия потоков жидких и газообразных сред в широком диапазоне рабочих давлений, от 0 до 420 кгс/см².

Конструктивно приводная часть крана представляет собой модифицированный узел клиновой задвижки, в которой ходовая гайка вызывает вертикальное движение штока,

а запорная часть – это шаровой кран с разъемным запорным органом (шар состоит из двух полусфер). Основные узлы данной арматуры изображены на рис. 2.

Основные состояния работы затвора крана изображены на рис. 3. В открытом положении (I, шток в верхней мертвой точке) осевая линия прохода шара совпадает с осевой линией трубопровода, обеспечивая полный проход для среды, а также запуска устройств для

РИС. 3. Работа крана LBX



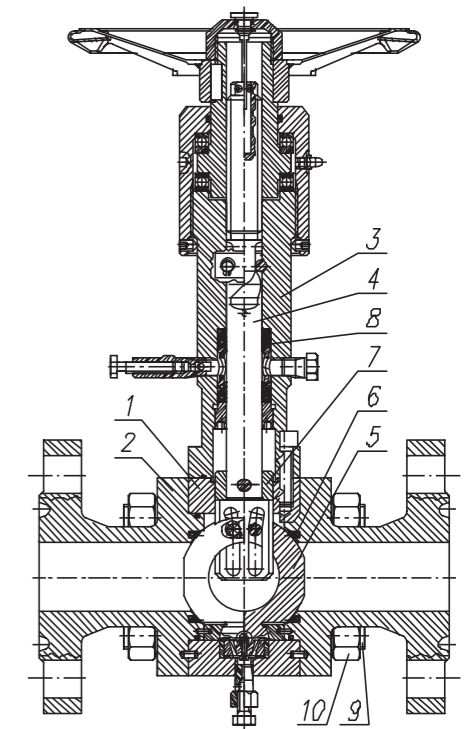
направляющих. При этом шпильки расходятся и вынуждают полусферы запорного элемента герметично прижаться к седлам. Прилагаемые при этом усилия незначительны, поскольку запирающая конструкция представляет собой рычаг с опорой в цапфе и приложением усилия в области верхней подвижной точки. Запирание среды при этом происходит с обеих сторон крана, что, несомненно, является важным достоинством данной арматуры.

Важное преимущество крана LBX по сравнению с традиционными шаровыми кранами можно увидеть, проанализировав обратный процесс – его открытие. При движении штока вверх сначала происходит смыкание полусфер шара в положении III, сам шар при этом остается неподвижен относительно седел. В возникающие при этом кольцевые зазоры между шаром и седлами смываются возможные накопления твердых примесей среды. Поворот из положения III в положение I (рис.3) также осуществляется без трения шара о седла. В классических шаровых кранах, напротив, трение постоянно, и именно оно приводит к истиранию запорного элемента (шар-седло), резко усугубляемое наличием твердых примесей в транспортируемой среде, которые неизбежны при добыче, транспортировке и каталитической переработке углеводородного сырья.

Сборочный чертеж шарового крана LBX приведен на рис.4. Рассматриваемая конструкция, таким образом, сочетает в одном достоинства различных классических изделий, что обуславливает широкий диапазон их применения. Перемещение затвора относительно седел без трения придает изделию долговечность, а также возможность безопасной эксплуатации со средами, содержащими значительные количества механических примесей. По этой же причине крутящие моменты открытия и закрытия невелики, что дает возможность использования приводов с небольшими крутящими моментами, а, соответственно, недорогими. Двустороннее перекрытие позволяет использовать данные шаровые краны в трубопроводных системах с переменным направлением технологических потоков.

Шаровые краны LBX прошли успешные испытания и эксплуатируются в условиях Ямбургского НГКМ на дренажных линиях с высоким содержанием механических примесей. Осуществлена поставка кранов на Кириновское НГКМ в рамках проекта Сахалин-3. ●

РИС. 4. Сборочный чертеж шарового крана LBX



- | | |
|----------------------------|--------------------------|
| 1. Корпус | 6. Уплотнительное кольцо |
| 2. Фланцевое присоединение | 7. Приводная головка |
| 3. Крышка | 8. Уплотнение сальника |
| 4. Шпилька | 9. Шпилька |
| 5. Затвор | 10. Гайка |

ФОРМУЛА УСПЕХА: ТРУБЫ КЛАССА PREMIUM В КОМПЛЕКТЕ С СЕРВИСОМ КЛАССА LUX

Пять лет назад в структуре Трубной Металлургической Компании (ТМК) была создана компания «ТМК-Премиум Сервис». Ей предстояло наладить комплексные поставки премиальной трубной продукции в комплекте с нефтегазовым сервисом, реализуя в отношениях с клиентами принцип «одного окна». О том, как осуществляется эта стратегия, рассказал генеральный директор «ТМК-Премиум Сервис» **Сергей Рекин**



Сергей Рекин,
генеральный директор,
«ТМК-Премиум Сервис»

– Сергей Александрович, как и когда появилось премиальное направление бизнеса ТМК?

– Его появление было логичным продолжением развития ТМК как лидера рынка трубной продукции. Премиум начали разрабатывать еще на наших предприятиях до рождения ТМК. Но это были первые, робкие и не всегда успешные попытки. В начале 2000-х рынок демонстрировал растущий спрос на премиальные соединения, крупнейший наш российский потребитель, «Газпром», в значительных объемах ввозил эту продукцию из-за рубежа. Тогда мы решили консолидировать наши разработки и предложить рынку премиальную продукцию отечественного производства совершенно нового уровня, соизмеримого с мировым.

Конечно, ТМК могла бы работать исключительно как производитель стандартной продукции, как, например, некоторые азиатские компании, десятилетиями

производящие один и тот же сортамент. Но мы проигрываем им в стоимости рабочей силы, а, значит, необходимо было найти решение, которое позволило бы нам успешно конкурировать не только с азиатскими конкурентами, но и с лидерами отрасли. Понятно, что для этого потребовались немалые затраты – материальные и временные. Решение о выделении премиального направления ТМК в отдельный бизнес было принято в 2007 году. Компания «ТМК-Премиум Сервис» занялась разработкой конструкций резьбовых соединений, внедрением их в производство и продвижением.

– Как много у вас лицензиатов, которые имеют право использовать ваши премиальные разработки?

– Более 20. Сначала это были только российские компании. Постепенно у нас появились лицензиаты в Африке, на Ближнем Востоке, в Юго-Восточной Азии, а также и в Канаде, где разработки ТМК использует компания TOP CO. Наши резьбы нарезают такие известные сервисные компании как Schlumberger, Davis-Lynch, Weatherford. В некоторых случаях мы используем простую и взаимовыгодную схему: поставляем наши трубы компании-лицензиату, она на месте нарезает нашу резьбу и передает продукцию клиенту на местном рынке.

Вместе с тем, мы заинтересованы в расширении клиентской базы предприятий нефтесервисного дивизиона ТМК, которые осуществляют, в том числе, нарезку резьбы. Недавно был заключен контракт с одним из крупнейших в мире поставщиков сервисных услуг для нефтегазовой отрасли – компанией Halliburton.



Премиальные
нефтегазовые трубы

разрабатывают соединения третьего уровня, которые обеспечивают 100%-ую прочность и герметичность трубной колонны при сжатии, растяжении и изгибе.

Еще одно направление разработок – бурильные трубы со специальными бурильными замками, выдерживающими увеличенный крутящий момент, с внутренним пластиковым покрытием, с хардбэндингом. Это направление создано два года назад, и мы его планируем активно развивать.

– Каков спрос на премиальную продукцию ТМК за рубежом?

– Когда пять лет назад создавалась компания, речи о поставках за рубеж вообще не шло. За рубежом нас никто не ждал. И сейчас, уже будучи полноправным участником премиального рынка, мы сталкиваемся с жесткой конкуренцией. Но нам есть, что предложить зарубежному потребителю.

Центральная трубная база (г. Бузулук Оренбургской области), входящая в состав нефтесервисного подразделения ТМК, будет нарезать резьбу на элементах оснастки обсадных колонн для российского филиала Halliburton. Предполагается, что в следующем году, помимо рядовых резьб, ЦТБ будет нарезать для Halliburton резьбы всей линейки наших премиальных соединений.

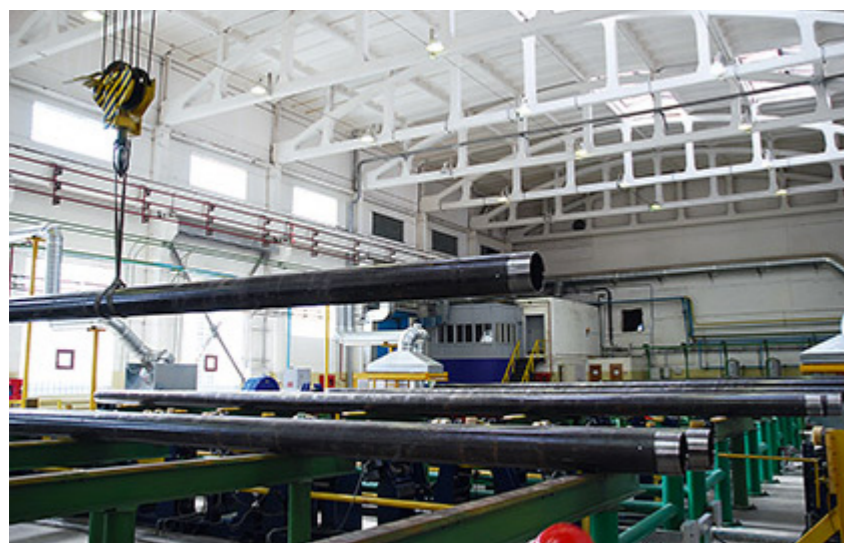
– Как изменилась за последние пять лет линейка премиальных соединений ТМК? Какие разработки внедрены?

– Первое соединение, разработанное ТМК, известное ныне под названием ТМК FMC до сих пор является одним из самых продаваемых. ТМК FMC – соединение обсадных труб первого поколения. Затем появились соединения второго поколения, которые обладают повышенными эксплуатационными характеристиками. Со временем конструкции премиальных соединений были разработаны практически для всего сортамента труб, включая бурильные. ТМК GF, ТМК PF, ТМК PF ET, ТМК SWB применяются на обсадных трубах, ТМК FMT – на насосно-компрессорных, ТМК TDS – на бурильных трубах. Соединение ТМК SWB также применяется для бурения на обсадной колонне. Сейчас специалисты «ТМК-Премиум Сервис»

Прежде всего, потребителя интересуют риски и безопасность продукции. Как это определить? Нужно пройти череду испытаний, показать, что продукция безопасна на основании стандарта ISO 13769 CAL IV, который моделирует все условия сложной скважины. Пять лет назад мы к выходу на глобальный рынок были не готовы. Сейчас у нас для этого есть все. Мы успешно прошли серию испытаний нашей продукции в Абердине (Великобритания) на соответствие стандарту CAL IV. Фактически – это признание мирового уровня наших резьб. Сейчас проходим квалификацию компании Total. Наши дальнейшие планы – получение квалификации всех ведущих международных нефтегазовых компаний: Shell, Chevron, ExxonMobil, British Petroleum. Мы завоевали российский рынок, затем успешно расширили свое присутствие на рынке стран СНГ, но нам надо развиваться дальше. И экспансия на международные рынки – один из наших приоритетов.

– Как повлияло на развитие премиального бизнеса вхождение в состав ТМК американских предприятий?

– Исторически сложилось, что они развивали свою линейку безмуфтовых соединений ULTRA. У нас соединения с муфтами. И это – очень хорошо. Получился синергетический эффект: мы делаем для них, то, что они не делают, а они делают для нас то, что не делаем



Новая нарезная линия на ОмЗ



Трубы с соединениями
ULTRA для Газпрома

мы. В итоге мы расширили свое премиальное предложение для потребителей – как в России, так и в Америке и в остальном мире.

Мы стали продвигать американские соединения на российском рынке. Сначала была эпизодическая поставка соединений ULTRA для «Газпром нефти». Потом мы начали квалификацию ULTRA в Газпром ВНИИГАЗ. Специалисты Газпрома даже ездили в США, чтобы познакомиться с премиальным производством ТМК IPSCO.

Американцы выдали нам лицензию на производство ULTRA в России, и в этом году Орский машзавод, первый из российских предприятий ТМК, приступил к нарезке безмуфтовых соединений ULTRA. Мы квалифицировали это производство в Газпроме, и теперь на российский рынок поставляются и соединения ТМК, и соединения ULTRA российского производства.

– Насколько востребовано клиентами участие специалистов «ТМК-Премиум Сервис» в спусках трубных колонн?

– Мы начинали с работы на небольших скважинах Газпрома. Со временем масштабы и сложность проектов выросли. Например, в прошлом году мы участвовали в уникальном спуске нашей продукции



Премиальные нефтегазовые трубы ТМК

на Юрхаровском месторождении «Новатэка». Вертикальная часть скважины располагалась на суше, а горизонтальная уходила под шельф Карского моря. Общая глубина спуска составила более 5 500 метров. Сейчас там же разрабатывается проект спуска на 8 000 метров. На Западно-Салымском месторождении в прошлом году мы самостоятельно, без помощи сторонних сервисных организаций, спустили трубную колонну в скважину. Были также спуски на офшорных месторождениях Каспия, во Вьетнаме, Карибском бассейне. Следующий проект – вертикальная скважина глубиной 6000 метров в Азербайджане, куда мы поставляем комбинированные колонны с соединениями ULTRA и ТМК.

– За счет чего вам удается опережать конкурентов?

– Никто из них не может предложить комплексное обслуживание. В данном случае я имею в виду не только сервисные услуги. Мы давно ушли от того, чтобы вести продажи по принципу коммерческого ларька: пришел, купил, ушел. Наша сбытовая стратегия основывается на принципе «одного окна». То есть мы начинаем с тщательного выяснения потребностей клиента и подбираем трубу для определенных условий, в которых ее предполагается использовать. Согласовав эти детали, мы размещаем заказ на производство продукции на предприятиях ТМК. Причем, мы, как правило, поставляем всю колонну в комплекте. И дополняем нашу поставку еще и сервисным обслуживанием. Это удобно, прежде всего, заказчику, которому не приходится самостоятельно

искать на рынке то, что ему нужно, закупать нужную продукцию у разных поставщиков, а потом пытаться ее совместить. И наши партнеры это ценят!

Эта схема позволяет развиваться и нам. Мы видим рынок, знаем его потребности и находимся в тесном контакте с потребителем. Такое взаимодействие, например, позволило нам освоить производство труб из стали 13Cr, которые могут применяться в различных агрессивных средах. Мы изучили перспективный сегмент рынка, создали рабочую группу, наладили производственные процессы и межзаводскую кооперацию и в кратчайшие сроки смогли не только освоить производство, но и отгрузить опытную партию труб Газпрому, потеснив поставщиков из-за рубежа. Пока ТМК – единственная компания в России, производящая трубы из стали 13 Cr.

– Какие задачи стоят перед компанией в обозримом будущем?

– Завоевание доверия потребителя – довольно длительный процесс. Мы проделали большой путь за эти пять лет и заметно выросли. Теперь перед нами стоят задачи расширения присутствия на зарубежных рынках, увеличения наших производственных возможностей и дальнейшего расширения премиальной продуктовой линейки ТМК. У нас есть необходимый опыт, знания и оборудование, мы чувствуем, что потребители нам доверяют, и будем стремиться к тому, чтобы упрочить свои позиции и развиваться дальше. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Нефтегаз должен быть корпоративным!

Союз нефтегазопромышленников России (СНГП) выступает за увеличение корпоративности при разработке стратегии развития нефтегазовой отрасли. Об этом на 2-м московском международном форуме «Нефть России: настоящее и будущее» заявил президент союза Геннадий Шмаль.

По словам Г. Шмалья, СНГП озабочен отсутствием согласованной позиции у российских компаний, многие нефтяные компании занимают противоположные позиции по данному вопросу.

• Комментарий Neftegaz.RU

За эти года проблема отсутствия корпоративности при разработке стратегии развития нефтегазовой отрасли России стала решаться проще: через слияние и объединение компаний. За прошедшие 10 лет основными стратегиями развития отрасли стали Роснефть и Газпром. В газовой сфере делает попытки НОВАТЭК, в нефтяной – ЛУКОЙЛ.



Юбилейный подарок Роснефти

Компания Роснефть планирует к своему 75-летию построить новый аэропорт в Охе.

В настоящее время старый аэровокзал не удовлетворяет потребностям пассажиров и увеличивающимся объемам перевозок. Необходимо более просторное, современное здание с компьютерным оборудованием.

Роснефть планирует открыть его в сентябре 2003 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

Теперь Роснефть решает гораздо более масштабные задачи, и консолидация ТНК-ВР тому свидетельство. То, что Роснефть не смогла сделать за 75 лет, компания смогла сделать за 10

лет, превратившись в мирового нефтегазового мейджора.

А аэропорт в Охе уже давно построен.



Дела транзитные...

Вице-премьер РФ Виктор Христенко, подводя итоги очередного заседания возглавляемой им правительственной комиссии по вопросам использования систем магистральных трубопроводов, сообщил, что если в 2002 г объем транзита казахстанской нефти ожидается на уровне 17,5 млн т, туркменской - около 1 млн т, то в следующем (2003) году, эти цифры возрастут, соответственно, до 19 и 2,5 млн тонн.

• Комментарий Neftegaz.RU

Однако более важным в настоящий период является транзит газа. Россия построила Северный поток и начинает строить Южный. Украинская ГТС начинает работать в реверс, получая газ из Европы, Туркменистан собирается поставлять 65 млрд м³ природного газа в год в Китай через Узбекистан и Казахстан. ●



Спуск труб ТМК на месторождении Лукойла им. Ю. Корчагина



ТЕХНИКА ГРАЗ – ДИАЛОГ С ПОТРЕБИТЕЛЕМ

Так или иначе, с проблемами транспортировки сталкивается любая нефтеперерабатывающая компания. Но особого внимания к себе требуют перевозки опасных грузов – бензина, керосина и дизтоплива. Светлые нефтепродукты – взрывоопасны, поэтому спецтехника, используемая для их транспортировки должна приобретаться в комплектации ADR. Кроме того, обеспечивая безопасность, спецтехника должна быть надежной и экономичной в эксплуатации и обслуживании. Что предлагают рынку отечественные производители?



Сергей Айрапетов,
главный конструктор
ООО МИЦ

ОАО Завод «ГАЗ» – один из крупнейших российских производителей спецтехники для перевозки и кратковременного хранения нефтепродуктов – выпустил обновленный вариант полуприцепа-цистерны. Модернизированная машина максимально включила в себя конструктивные пожелания эксплуатантов.

Клиентоориентированность – одна из главных составляющих успеха ГРАЗ. Компания чутко реагирует на изменение спроса на спецтехнику и оперативно вносит

востребованные изменения. Именно клиентоориентированный подход позволил торговой марки ГРАЗ занять лидирующие позиции в своей отрасли.

Полуприцеп-цистерна – один из наиболее востребованных продуктов ГРАЗ. После изучения мнений эксплуатирующих организаций о данной технике, было принято решение внести ряд доработок в существующую линейку товаров.

В обновленной конструкции машины основное внимание было уделено увеличению срока ее эксплуатации. Поставленная цель была достигнута за счет внедрения следующих технических и технологических новшеств:



- Особая конструкции горловин – со скругленными краями для устранения зон концентрации напряжения.
- Измененная форма жесткостей внутри цистерны для устранения зон концентрации напряжения и минимизации рисков по возникновению гидроударов.
- Сокращение сварных швов цистерны до 7%, как результат – повышение предела прочности готового изделия. Количественное уменьшение сварных швов стало возможно благодаря переоснащению производственных мощностей и внедрение в производственный процесс уникального оборудования – линии сварки

- карт и обечаек. Новая линия состоит из станков ведущих производителей Германии, Италии, Финляндии, Чехии и США. Все работы по изготовлению обечаек проводятся в автоматическом режиме, что минимизирует риск возникновения ошибки, по вине человека.
- Увеличение разрешенной нагрузки на ось до 8 тонн благодаря расширению межосевого расстояния до 1360мм.
- Повышение ремонтпригодности всей спецнадстройки вследствие установки съемных основных узлов изделия: шкворневой плиты, узла коммуникаций, подкатной тележки на осях европейских производителей SAF и BPW.

- Установка просторного технологического ящика, являющегося надежной защитой сливной коммуникации, запасного колеса и ЗиП от грязи, снега и механических повреждений «из вне».
 - Установка электронной системы торможения TEBS, сохраняющей историю эксплуатационных данных и позволяющей проверять часы работы, нагрузки и перегрузки, статистику торможений полуприцепа-цистерны.
- Такие качественные изменения были внесены в наиболее популярные и пользующиеся спросом модели полуприцепов-цистерн (ППЦ) объемом 28м³ и 30м³ выполненных как из алюминий-магниевого сплава, так и из конструкционной стали.





В стандартную комплектацию ППЦ 28 и ППЦ 30 входит:

- Алюминиевые крышки горловин «Промприбор» (Ливны)
- Дыхательный клапан на каждый отсек «Промприбор» (Ливны)
- Экологический короб для предотвращения пролива продукта
- Алюминиевая площадка обслуживания из просечного листа
- Балансированные донные клапаны Niehuser (Германия)
- Блок управления донными клапанами Sening (Германия)

- Шаровые краны
- Быстроразъемные соединения Elaflex (Германия)
- Напорно-всасывающие рукава Gassoflex (Испания)
- Пластиковые пеналы для напорно-всасывающих рукавов
- Огнетушитель
- Пластиковый контейнер для огнетушителя
- Пластиковые противооткатные упоры

- Окраска импортным ЛКП Tikkurilla (Финляндия)
 - Барабанные тормоза с системой TEBS
- Дополнительно по желанию заказчика в комплектацию техники может входить:

- Система рекуперации паров и нижнего налива – Ливны, Civason, Sening
- Алюминиевые крышки горловин Civason
- Донный клапан Alfons Haar, Civason
- Быстроразъемные соединения Kamlok
- Напорно-всасывающие рукава Elaflex (Германия)
- Насосы СЦЛ-00, 1СВН-80А, СЦЛ-20/24, Atris, Sening, Alfons Haar, SAMPI
- Дисковые тормоза с системой ABS
- Динамический контроль базы

Обновленная полуприцеп-цистерна из стали объемом 28м³ на осях SAF была представлена широкому кругу потребителей на выставке «Автокомплекс 2012». Большинство посетителей стенда ГРАЗ дали высокую положительную оценку внесенным изменениям и сделали запрос на коммерческое предложение именно по этой модели.



Компания ГРАЗ

Основанный в 1941 году, ГРАЗ успешно работает на рынке спецавтотехники уже 70 лет, производя широкий ассортимент моделей для светлых и темных нефтепродуктов: автоцистерны, топливозаправщики, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны,

битумовозы, мазутовозы, нефтевозы, аэродромные топливозаправщики, вакуумные машины.

Разнообразие техники ГРАЗ обеспечивается широким диапазоном емкостей – от 4,9 до 60 м³, установкой цистерн на импортные и отечественные шасси, выбором материала цистерны: от различных марок стали, включая нержавеющую, до алюминиевых сплавов, а также разнообразными формами поперечного сечения (круг, овал, форма чемодана).

Многолетний опыт и строжайшая система контроля качества на всех этапах производства позволяют заводу создавать конкурентоспособную продукцию, которая зарекомендовала себя как техника высокого качества, надежности и безопасности.

Вся дорожная техника ГРАЗ строго соответствует европейским требованиям по безопасной перевозке огнеопасных жидкостей (ADR) и российским ГОСТам. Аэродромные топливозаправщики имеют сертификаты соответствия ССВТ и отвечают международным стандартам заправки ВС. Система менеджмента качества ОАО Завод «ГРАЗ» сертифицирована на соответствие требованиям ИСО 9001. ●



С Новым Годом!



Друзья и коллеги,

как известно, в новогоднюю ночь принято загадывать желания. У компании John Deere тоже есть такое желание. Мы хотим провести новый год вместе с вами – нашими клиентами и партнерами. Пусть ваши новогодние праздники будут беззаботными и веселыми, а будни принесут радость побед и исполненных желаний.

С наилучшими пожеланиями, компания John Deere.

Компания «ЭНЕРГАЗ» (ENERPROJECT group) – пять лет в России



Олег Шершнёв,
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Сегодня в профессиональном активе «ЭНЕРГАЗА» – 76 проектов в энергетике и нефтегазовой отрасли. На российских, белорусских, украинских предприятиях действуют или готовятся к вводу в эксплуатацию более 160 дожимных компрессорных установок (ДКУ) и блоков подготовки топливного газа (БПТГ) от компании «ЭНЕРГАЗ». Каждый объект интересен и оригинален в инженерном отношении.

В энергетических проектах многократно подтверждена надежность функционирования систем подготовки топливного газа для турбин парогазовых установок и газотурбинных электростанций, работающих на природном и попутном нефтяном газе различного качества и состава.

Системы газоподготовки от компании «ЭНЕРГАЗ» эффективны в эксплуатации с газотурбинными установками ведущих производителей НПО «Сатурн», КМПО, ПМЗ, «Авиадвигатель», General Electric, Siemens, Solar, Turbomach, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki. Эти системы успешно решают

проблемы качества исходного газа, обеспечивая его необходимую очистку, осушку, компримирование и подачу в турбины.

В нефтегазовой отрасли особое внимание специалистов привлекают технологии сбора и подготовки низконапорного попутного нефтяного газа, внедренные компанией «ЭНЕРГАЗ» на ряде российских месторождений от Крайнего Севера до Республики Саха (Якутия).

Значительное число ДКУ, введенных в эксплуатацию инженерами «ЭНЕРГАЗА», применяется для подготовки и подачи попутного газа в турбины местных электростанций. Часть установок задействована для сбора, сепарации, компримирования и транспортировки ПНГ конечным потребителям. Компрессорные установки, как правило, объединяются в дожимные компрессорные станции (ДКС). В настоящее время десятки ДКУ находятся на различных этапах готовности к пуску (заводские испытания, доставка на объект, шефмонтаж, пусконаладочные работы).

Представляем проекты, реализация которых в последние годы позволила создать устойчивые кооперационные связи и накопить уникальный опыт применения современных технологий качественной подготовки газа.



Октябрь 2005 г. Впервые в России запущены в эксплуатацию две дожимные компрессорные установки Enerproject – на ГТУ-ТЭЦ «Луч» в городе Белгород. Поставку осуществила швейцарская компания ENERPROJECT SA. Пуск обеспечили специалисты, которые через два года составили костяк «ЭНЕРГАЗА». «ЭНЕРГАЗ» вошел в состав промышленного холдинга ENERPROJECT group и стал его официальным представителем в России и странах СНГ. Белгородские ДКУ и по сей день находятся под нашим «попечительством» – инженеры компании осуществляют контроль эксплуатации и сервисное обслуживание оборудования.



2007 г. Первая самостоятельная поставка и первый проект в нефтегазовой отрасли. 15 ДКУ ангарного типа одновременно поставлены на пять месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском АО: Конитлорское, Западно-Камыньское, Мурьянское, Юкьяунское и Северо-Лабатьюганское. В течение 2007 года все компрессорные установки смонтированы на объектах, введены в эксплуатацию и осуществляют подготовку попутного нефтяного газа в качестве топлива для автономных газотурбинных электростанций.



Апрель 2008 г. Реализован первый проект на энергообъекте в черте города – введены 3 дожимные компрессорные установки на ПГУ ТЭС Московского международного делового центра «Москва-Сити». Помимо выполнения специальных проектных требований по шумовым характеристикам и компактности, согласно заданию заказчика запуск оборудования был обеспечен в максимально сжатые сроки. Все работы по шефмонтажу, пусконаладке и вводу в промышленную эксплуатацию трех ДКУ заняли всего 45 дней.



Декабрь 2008 г. На Алехинском нефтяном месторождении пятью ДКУ Enerproject оснащена СКНС (станция конечная низких ступеней сепарации). Это первая дожимная компрессорная станция низкого давления от компании «ЭНЕРГАЗ» и первый проект по сбору и транспортировке попутного нефтяного газа. В 2012 году одна из ДКУ, безотказно наработав 15 827 часов, демонтирована и перевезена за 450 км на Рогожниковское месторождение, где запущена в эксплуатацию по проекту модернизации УКПГ (установки компримирования и подготовки газа).



Август 2009 г. В Республике Саха (Якутия) на газотурбинной электростанции (ГТЭС-144) Талаканского нефтяного месторождения, имеющей большое значение для эксплуатации нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), введена в эксплуатацию ДКС ангарного типа в составе шести компрессорных установок для очистки и компримирования попутного нефтяного газа. До появления в 2012 году сахалинских проектов, ДКС на Талакане оставалась самым восточным проектом «ЭНЕРГАЗА».



Октябрь 2009 г. Реализован первый проект по поставке ДКУ Enerproject с дизельным приводом. На Рогожниковском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» установка работает на попутном газе и используется для восстановления работоспособности местной газотурбинной электростанции в условиях отсутствия электроэнергии, что значительно повышает надежность ГТЭС и сокращает издержки, связанные с возможным простоем генерирующего оборудования. В России это была первая ДКУ подобного назначения.



Апрель 2011 г. Введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения. Впервые в практике компании установки в составе одной ДКС параллельно решают две задачи: используются для очистки и закачки попутного нефтяного газа под давлением в транспортный газопровод и обеспечивают топливом газотурбинную электростанцию, которая вырабатывает электроэнергию для собственных нужд объектов месторождения.



Октябрь 2010 г. Впервые в России на объекте электроэнергетики применены возможности двухступенчатых ДКУ. На парогазовой установке Воронежской ТЭЦ «Квадра», соответствующей самым высоким мировым стандартам и не имеющей на тот момент аналогов в нашей стране, введены в промышленную эксплуатацию две ДКУ типа EGSi-S-300/1000-100/1000 WA. В них используется технология компримирования газа в два этапа, без промежуточного охлаждения, которая обеспечивает высокую степень повышения давления (в данном случае – с 3 до 50 бар).



Ноябрь 2010 г. После успешного сотрудничества с компанией «ЛУКОЙЛ» на ряде объектов нефтегазового комплекса, реализован первый совместный проект в электроэнергетике. На Астраханской ГРЭС запущена компрессорная станция Enerproject, компримирующая топливный газ для турбин ПГУ-110. В процессе эксплуатации нового энергоблока подтвердилась надежность нашего оборудования, и впоследствии на этом объекте установили ДКС резервного газоснабжения и блок подготовки топливного газа от компании «ЭНЕРГАЗ».



Декабрь 2011 г. Завершен один из самых важных проектов в истории «ЭНЕРГАЗА». В Пермском крае на полигоне «Протон-ПМ» компрессорной установкой Enerproject оснащен современный комплекс для сборки, испытаний и сдачи «под ключ» газотурбинных установок (ГТУ) производства ОАО «Авиадвигатель» мощностью от 2,5 до 25 МВт. На стенде испытаний новые ГТУ проходят окончательную проверку перед отгрузкой заказчику. Для надежной работы комплекса газодожимная установка обеспечивает необходимый диапазон давления и расхода топлива.



Март 2012 г. В Ненецком автономном округе на установке подготовки нефти Варандейского месторождения («Нарьянмарнефтегаз») дан старт работе дожимной компрессорной станции низкого давления. В ее составе – три установки типа EGSi-S-60/60A, предназначенные для очистки ПНГ, его компримирования и закачки в транспортный газопровод. Варандей – самый северный проект компании «ЭНЕРГАЗ», поэтому эти ДКУ в арктическом исполнении разрабатывались специально для экстремальных условий Крайнего Севера.



Май 2012 г. Важным событием в жизни компании стал первый проект в энергетике по оснащению генерирующего оборудования технологиями собственного производства. На новой парогазовой установке Сызранской ТЭЦ, владельцем которой является компания «КЭС-Холдинг», установлены блок подготовки топливного газа и воздушная компрессорная станция. Инженеры «ЭНЕРГАЗА» на этом объекте пустили также дожимную компрессорную станцию Enerproject, впервые сопряженную с газовыми турбинами большой мощности – по 80 МВт.



Август 2012 г. Долгожданное для жителей Сахалина событие – ввод в эксплуатацию нового 5-го энергоблока Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – ознаменовал собой отрядный факт и для компании «ЭНЕРГАЗ». Теперь ее оборудование действует на восточных рубежах нашей страны. Подачу голубого топлива в турбины энергоблока обеспечивает система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» в составе двухступенчатых компрессорных установок и блока подготовки топливного газа. При реализации проекта успешно преодолены объективные сложности: сжатые сроки по запуску и логистические проблемы доставки оборудования.



Сентябрь 2012 г. Инженеры «ЭНЕРГАЗА» обеспечили пуск компрессорной установки типа EGS-S-40/135 W, действующей в составе газотурбинной электростанции Минского комбината силикатных изделий. Впервые завершен проект по участию в создании собственных энергоцентров для предприятий различных отраслей промышленности. Выполнение аналогичных проектов продолжается на ГТЭС ОАО «Мордовцемент» и ГТЭС Сенгилеевского цементного завода (Ульяновская область), на Крымском содовом заводе и «Череповецком «Азоте».



Ноябрь 2012 г. Оснащение центральной перекачивающей станции (ЦПС) Западно-Могутлорского месторождения (НК «РуссНефть») системой подготовки газа выделяется на фоне других проектов «ЭНЕРГАЗА» в нефтегазовой отрасли. На ЦПС нами поставлен уникальный комплект оборудования: дожимная компрессорная установка с узлом учета газа, рефрижераторно-адсорбционный осушитель газа и чиллер (холодильная установка) в отдельных укрытиях. Впервые ДКУ снабжена устройством плавного пуска двигателя. Проект реализован на основе индивидуального инженерного решения, которое позволяет при подготовке ПНГ достигать нулевой t° точки росы по воде. ●

Приобретенный опыт составляет основу профессионального развития компании «ЭНЕРГАЗ» и дает возможность наращивать наши усилия по разработке и внедрению эффективных инженерных решений для повышения качества подготовки газа в различных отраслях промышленности.

ENERGAS
GAS TECHNOLOGY

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

НЕФТЬ И ГАЗ: ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ

Перспективные технологии подготовки, переработки нефти и газа обсуждали на одноименной IV научно-практической конференции, которая прошла 15 ноября в г. Туймазы на базе ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш». Мероприятие, организованное компанией «Корпорация Уралтехнострой», позволило участникам обсудить актуальные проблемы современной нефтегазовой индустрии и дальнейшие пути ее развития. О чем говорили специалисты?



Несмотря на сложные погодные условия, туймазинский конференц-зал собрал порядка 50 делегатов из различных уголков России и Казахстана. В конференции приняли участие крупные и малые предприятия нефтегазового комплекса, среди которых ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ОАО «Газпром нефть», ООО «Башнефть-добыча», ООО «БайТекс», ООО «РНГК - Саратов», ООО «Самараинвестнефть», ООО «Волганефтекомплект» и другие; представители ТПП РБ, ТПП «Лангепаснефтегаз», минпрома РБ, ведущих ВУЗов РБ, проектных

институтов – ООО НПП «Иннотех», ЗАО «Петрохим инжиниринг», ООО «НИПИ МИАП», ТОО «НПФ «Мунайгаз инжиниринг ЛТД», ООО «Леннихиммаш» и многие другие. Насыщенная программа конференции включила в себя широкий спектр тем, волнующих участников нефтегазового рынка. В настоящее время наблюдается устойчивый рост заинтересованности переработкой природного и попутного нефтяного газа. Постановлением Правительства РФ №7 от 08.01.09 нефтяным компаниям до 2012 г. предписано повысить уровень

утилизации нефтяного газа до 95%, поэтому сейчас ведутся активные работы по выполнению этого указа. Специалисты, работающие по данному вопросу стремятся существенно упростить и удешевить процесс переработки такого газа в товарный продукт. Что, в конечном итоге, направлено на осуществление высокотехнологичного освоения месторождений нефти. Поиск новых технологий утилизации и рационального использования попутного нефтяного газа, подготовка высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтей с содержанием сероводорода, подготовка и утилизация пластовых вод входят в список приоритетных вопросов, которые необходимо решать.

Выступая на открытии конференции, президент корпорации Олег Николаевич Аминов отметил, насколько важным для обмена опытом и развития отрасли является личное взаимодействие ключевых игроков нефтяной и газовой промышленности. «Сегодня даже с возможностями Интернета мы ощущаем нехватку информации о ряде предприятий и организаций, с которыми хотелось бы

работать в тесной взаимосвязи. Безусловно, личное общение, во время конференций, собраний, форумов, надеюсь, позволит нам – разработчикам, изготовителям, заказчикам, потребителям – получить максимально достоверную и полную информацию друг о друге, что положительно скажется на развитии наших предприятий.»

В рамках конференции прозвучало множество докладов, посвященных модернизации имеющихся систем обустройства старых нефтяных месторождений. Специалисты Уфимского нефтяного университета считают, что сегодня, «большинство месторождений находятся в завершающей стадии разработки, способы подготовки газа, требующие больших капитальных вложений, применять нецелесообразно. Все рассматриваемые варианты окупаются довольно долго (10-20 лет), поэтому необходим поиск новых путей работы на имеющихся месторождениях».

По мнению специалистов Корпорации, для развития данного направления в Башкирии есть все основополагающие элементы. В республике имеется значительное количество научных разработок, а главное есть ресурсы, которые помогут развивать прикладную науку и совершенствовать



В настоящее время наблюдается устойчивый рост заинтересованности переработкой природного и попутного нефтяного газа

технологии производства оборудования для нефтяников и газовиков.

Представитель проектного института Казахстана – генеральный директор «Мунайгаз инжиниринг ЛТД» Нуркасын Балаканович Утепов, рассказал о перспективах взаимовыгодной совместной работы российских и казахстанских предприятий. «Мы закладываем российское оборудование в проекты по обустройству месторождений в Казахстане. В дальнейшем, думаю, будем сотрудничать в плане утилизации попутного нефтяного газа. Сегодня – это самый животрепещущий вопрос».

Деля выводы о том, как прошла конференция, вице-президент Торгово-промышленной палаты Михаил Рюрикович Качкаев

обозначил, что современная машиностроительная отрасль многогранна и такой вид взаимодействия как проведение конференций по актуальным темам одно из наиболее правильных решений современности. «В старые добрые времена по телевидению транслировали документальные фильмы о том или ином предприятии. Благодаря этим сюжетам самый непосвященный житель страны имел представление об экономике СССР, прогрессивных предприятиях различных отраслей. Сегодня, просмотрев видеопрезентации, сопровождающие доклады некоторых выступающих, я искренне порадовался, что лучшее со старых времён возвращается».

Участники конференции обсудили немало вопросов, которые



сопровождались оживленными дискуссиями. Главный вывод IV научно-практической конференции – консолидированное решение проблем подготовки и переработки нефти и газа способствует дальнейшему следованию отрасли по рациональному пути. ●



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–5 декабря

IV Всероссийский
Конгресс
«Линейные объекты:
правовое регулирование
2012 зима»
Москва

4–6 декабря

12-я Международная
Специализированная
Выставка-Конференция
«Сварка»
Екатеринбург,
МВЦ «Екатеринбург-Экспо»

5 декабря

Специализированная
Конференция
«ПТА. Manufacturing
Execution System –
Санкт-Петербург 2012»
Санкт-Петербург

12–13 декабря

VII Международная Конференция
«Управление проектами 2012.
Прошлое. Настоящее. Будущее»
Москва

ДЕКАБРЬ

П	3	10	17	24	31
В	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
Ч	6	13	20	27	
П	7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30

6 декабря

Конференция
«Подряды на
нефтегазовом шельфе» –
Нефтегазшельф 2012
Москва,
отель «Рэдиссон Славянская»

6–9 декабря

The 3rd International
Basra Oil&Gas
Conference and
Exhibition – 2012
Basra

12–14 декабря

IV Всероссийская выставка
«Энергетика.
Энергоэффективность – 2012»
г. Челябинск,
Дворец спорта «ЮНОСТЬ»

ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- Аккредитация на торговых площадках
- Подбор тендеров по заданным параметрам
- Юридический анализ тендерной документации
- Подготовка тендерной заявки
- Оформление банковских гарантий
- Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «черный список»

Более 30 специалистов,
которые очень любят
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания



ПОРА ПЕРЕХОДИТЬ НА ТЕХОБСЛУЖИВАНИЕ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Гэри Пикок,
менеджер по решениям,
Honeywell Process
Solutions

Техобслуживание – неизбежный элемент затрат предприятий обрабатывающих и перерабатывающих отраслей.

В Северной Америке Industrial Info Resources – группа, занимающаяся сбором данных по строящимся и существующим промышленным объектам – сегодня оценивает затраты, связанные с плановыми ремонтами и остановками для проведения техобслуживания на химических производствах, предприятий энергетики, НПЗ и других промышленных объектов в одном лишь втором квартале 2012 г. величиной 3 млрд. долл. США. В то

же время, по данным аналитической компании ARC Advisory Group, внеплановые простои обходятся промышленности ежегодно в 20 млрд. долл.

Неизбежное не означает неконтролируемое, и растущая роль управления активами свидетельствует о том, что промышленность все больше начинает это осознавать. Уже к 2010 г. исследователи из Aberdeen Group обнаружили, что большинство предприятий считает управление активами стратегической задачей высокого уровня. Лишь 4% респондентов относились к нему исключительно как к статье затрат.

Примечательно, что такая уверенность была должным образом вознаграждена. По данным Aberdeen Group, среди предприятий, продемонстрировавших лучшие в своем классе эффективность использования оборудования и производительность, у «лучших» 20% вероятность применения техобслуживания по состоянию была в 3 раза выше, чем у «худших» 30, а вероятность использования систем управления активами с анализом отказов на основе прогнозирования – в 5 раз выше.

Решения для техобслуживания по состоянию могут во многом изменить ситуацию с управлением активами предприятия

Причину понять несложно. Частично это связано с экономией и желанием продлить срок службы имеющегося оборудования. Однако свою роль сыграли и неоспоримые свидетельства высокой эффективности такого подхода.

Согласно данным Aberdeen Group, реактивное техобслуживание занимает в 3 раза больше времени, чем активное и, с учетом недовыпуска продукции, обходится в 4–10 раз дороже. И, опять-таки, в рассмотренной выборке «лидеры» ежегодно тратят на техобслуживание на 8% меньше среднего показателя, а простоя у них при этом на 3% меньше – для среднестатистического НПЗ это означает экономию порядка 3 млн. долл.

Хорошим примером является электростанция компании AmerenUE в поселке Лабади на Среднем Западе США. Для управления генерацией электроэнергии там используются

что дает операторам возможность быстро устранять проблемы, препятствующие оптимальному ведению процесса. В результате затраты на обслуживание сократились, снизилось число отказов оборудования и незапланированных простоев.

До отказа

Работы в этой области, тем не менее, еще немало. Начнем с того, что по результатам исследований и другим промышленным данным очевидно, что даже передовые предприятия подчас по-прежнему эксплуатируют оборудование, в том числе критически важное, до тех пор, пока оно не откажет. Более того, даже там, где мониторинг и

Техобслуживание по состоянию позволяет предприятиям диагностировать проблемы до того, как они приведут к отказу, и приурочивать обслуживание к плановым простоям, тем самым способствуя повышению эффективности производства. Инвестиции в устранение проблем на ранних стадиях в конечном итоге экономят средства

сотни контуров регулирования. Со временем они деградируют, что приводит к колебанию технологических параметров, повышению затрат на обслуживание и нарушению нормального режима работы. По традиции, настройкой этих контуров управления занимался специалист по котлам. Однако при соотношении количества приборов управления – включая механизмы управления режимом печей, подачей воздуха и воды – и технического персонала, составляющем более 300:1, и том, что приблизительно 50% регуляторов не работали должным образом, реактивное техобслуживание становилось все менее и менее эффективным.

Внедрение программного комплекса Control Performance Monitor корпорации Honeywell

техобслуживание по состоянию все-таки используются, не всегда ясно, в полной ли мере предприятия ощущают пользу от этих методик, поскольку для этого просто внедрить программу техобслуживания по состоянию еще недостаточно.

Прежде всего, очень многие из таких программ базируются на периодических проверках и анализе исторических данных. Здесь есть очевидное слабое место: отказы и появление первыхстораживающих признаков редко совпадают по времени с этими проверками, следовательно, велик риск того, что эти назревающие отказы не будут замечены тогда, когда их можно было бы устранить с наименьшими затратами.

Вместо таких периодических проверок необходимо проводить постоянный мониторинг. Данные реального времени, поступающие с сервера производственных данных, из системы управления технологическим процессом и с удаленных датчиков, будучи эффективно интегрированными в программное решение для управления активами, дают возможность оперативно устранять проблемы. Имеются и другие преимущества: можно

позволило электростанции использовать анализ данных для выявления основных проблем настройки системы управления. Это решение обнаруживает, ранжирует по приоритету и диагностирует проблемы в системе управления,

вводить поправки на текущие условия эксплуатации, такие как уровни производства, различные партии и смеси, данные об окружающей среде или специфике работы предприятия, и планировать техобслуживание с учетом этих факторов; кроме того, гарантируется, что как производственники, так и ремонтники будут пользоваться одними и теми же данными как основой для поиска компромисса между своими нередко противоположными целями.

Эффективная система техобслуживания по состоянию сможет выявлять неисправности оборудования и прогнозировать вероятные последствия их игнорирования

Аналогично, обслуживание по состоянию должно предусматривать использование беспроводных технологий и устройств для расширения охвата источников данных, используемых в любой системе управления техобслуживанием. Преимущества использования беспроводной связи состоят в сокращении затрат на прокладку кабелей, а также дополнительной гибкости, которую уже давно оценили операторы и которая, вероятно, наиболее ярко проявляется в управлении активами.

Существуют, конечно, в большинстве случаев очевидные практические преимущества, в том числе и в плане безопасности. Когда фармацевтическая компания CSL Behring установила на своем объекте в Канкаки (штат Иллинойс, США) беспроводные датчики XTR 5000 OneWireless™ производства корпорации Honeywell, у работников предприятия отпала необходимость карабкаться по узким лестницам на верх 10 000-галлонных резервуаров для снятия показаний спиртометров. Решение на базе проводных датчиков было слишком дорогостоящим. А беспроводная технология позволила также охватить контролем в реальном времени те сферы, где он ранее был невозможен, например, вибромониторинг ротационного оборудования или, во многих случаях, мониторинг коррозии. В то же время, гибкость, обеспечиваемая беспроводными

технологиями, позволяет временно оснастить критические активы дополнительными датчиками для сбора дополнительных данных для диагностики и устранения неполадок или для повышения производительности.

Аналогично, интеграция мобильных периферийных устройств, позволяющих автоматически передавать в систему техобслуживания по состоянию вводимые полевым персоналом данные, расширяет диапазон используемых данных, в то же

время обеспечивая их точность и непротиворечивость. Мобильные устройства также открывают путь к подлинной реализации концепции «надежность в руках операторов» (operator driven reliability – ODR). Собранные вручную данные и информация о выполненных работах могут мгновенно передаваться в программу управления активами, тогда как данные по признакам отказов из системы техобслуживания по состоянию могут использоваться работниками для распознавания и решения проблем с полевым оборудованием, помогая лучше управлять загрузкой каждого работника.

Согласно исследованиям Honeywell, ODR-программы с таким двунаправленным потоком информации позволяют сократить незапланированные простои в среднем на 50%, а вероятность связанных с технологическим процессом аварий – на 50–70%.

Все меняется

Тем не менее, акцент на «человеческом капитале» и потребность в данных реального времени из самых разных источников наводят на более обширные размышления: активами нельзя управлять изолированно; их необходимо рассматривать как часть более масштабного объекта.

Управление активами – задача, решаемая в масштабах всего предприятия. Эффективная

система техобслуживания по состоянию сможет выявлять неисправности оборудования и прогнозировать вероятные последствия их игнорирования. Кроме того, она даже предложит действия по исправлению ситуации и поможет их спланировать. Однако наибольшую пользу предупредительное техобслуживание приносит только тогда, когда эта информация интегрируется с автоматизированной системой управления техобслуживанием или с корпоративными системами управления активами. Это позволяет предприятиям координировать и оптимизировать необходимое обслуживание, увязывая его со своими рабочими процессами, имеющимся резервным оборудованием, персоналом, навыками и запасами для эффективного планирования работ.

Такая координация должна находить отражение и в трудовом коллективе, и в организации. Хорошо известно, что производственный персонал влияет на состояние оборудования в большей степени, чем обслуживающий, однако управление активами требует сотрудничества между теми и другими, равно как и специалистами, отвечающими за контроль надежности, а также руководством предприятия.

Управление активами – это не просто программное обеспечение. Для выявления возможностей увеличения периода безотказной работы, а также выработки процедур и навыков, необходимых для реализации этих возможностей, требуются определенные сдвиги в культуре производства. Они необходимы и для обеспечения на всех уровнях готовности инвестировать в предупредительное обслуживание. Это хотя и не ликвидирует простои и потребность в обслуживании, но обеспечит предприятию полный контроль над ними. ●

Honeywell



в Казахстане



в Казахстане

Лучшая АЭС 2011 года в масштабах СНГ по версии журнала "Современная АЭС"

304 АЭС по всей территории Казахстана

Система сквозного контроля качества

Сеть современных АЭС

Удобная система безналичных платежей и топливных карт



ҚазМұнайГаз
ӨНІМДЕРІ ONIMDERI

call center: 8 800 080 22 22
www.azskmg.kz



A. Wood



К. Рудяк



Посетитель выставки КЮГ



А. Романихин, А. Андреев



Х. Тимур



Специалисты компании Дюпон



А. Конторович, А. Леонтьев



Стенд компании Garo на 12 конференции по нефтепереработке России и стран СНГ



Стенд компании Росгео



Участники 12 конференции по нефтепереработке России и стран СНГ



А. Глушко



Д. Берлибаев



Стенд компании Казмунайгаз



P. Rutberg, А. Олешко



С. Блюменштейн



Ю. Шербанин



А. Дмитриевский



Т. Миязаки



Специалист компании Тюменьгеология на выставке КЮГ



Посетители выставки КЮГ



Участники конференции по нефтепереработке России и стран СНГ



А. Киреев

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы. Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



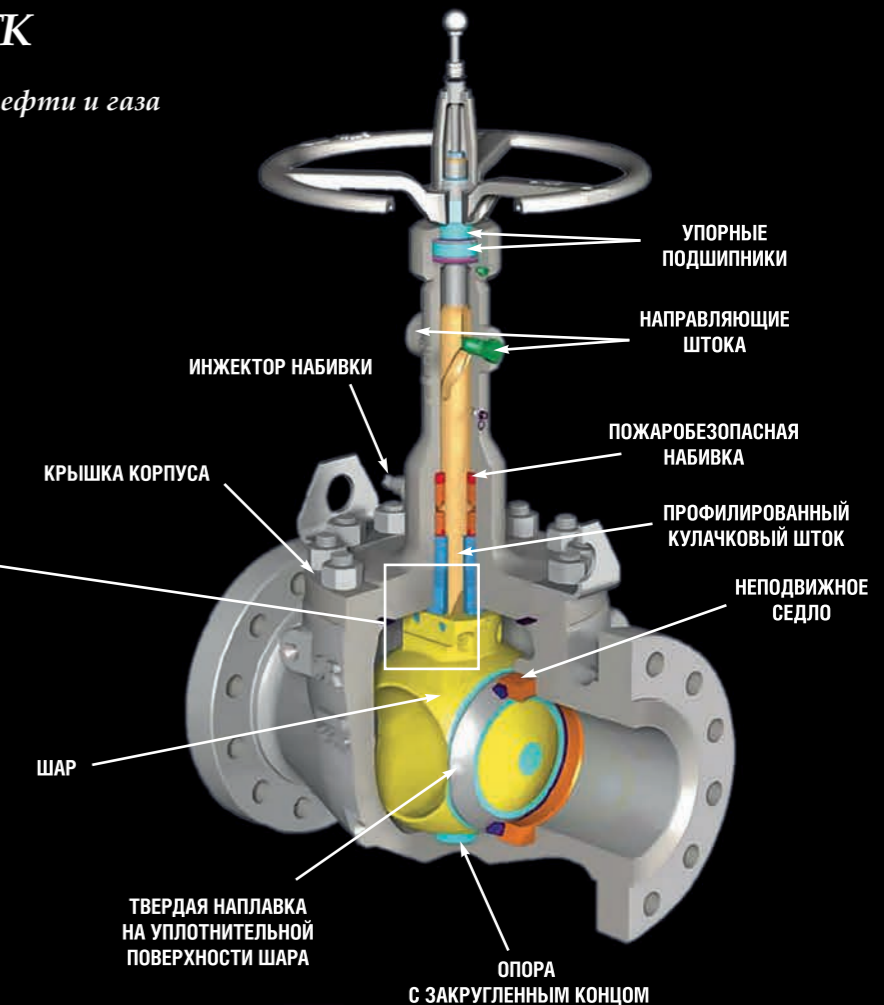
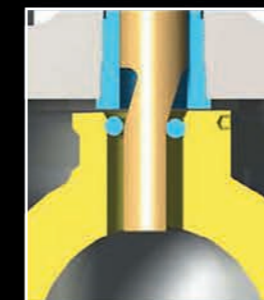
CAMERON VALVES & MEASUREMENT

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.9. Арматура промышленная трубопроводная и запорная

1.1.1.9.8. Краны



ШАРОВЫЕ КРАНЫ «ORBIT» это запорный клапан с верхним разъемом корпуса, выдвижным штоком, и цапфовой опорой.

ORBIT идеально подходит для следующего:

- Гидравлические линии
- Отсечение расходомеров
- Переключение осушителей
- Блокировка и перепуск
- Фракционирование продукции
- Аварийное отключение
- Разделение вакуумных и напорных систем
- Жидкие теплоносители/горячая нефть и многие другие сферы применения.

Клапаны марки ORBIT идеально подходят там, где требуется частое открытие-закрытие при сохранении герметичности затвора.

В каждом клапане марки ORBIT внедрена возможность поворотного-откидного срабатывания, что исключает истирание уплотнения, являющегося первопричиной отказов клапанов. При закрытии клапана марки ORBIT шар плотно подклинивается к седлу, обеспечивая положительное запирающее действие. Когда начинается открытие клапана марки ORBIT, шар отклоняется от седла, и магистральный поток равномерно протекает вокруг торца внутренней детали. Так устраняется локальный высокоскоростной поток,

обыкновенно вызывающий неравномерный износ седла в обычных шаровых кранах, задвижках и пробковых кранах. Внутренняя деталь затем поворачивается в полностью открытое положение. Отсутствие истирания как в ходе открытия, так и закрытия означает легкое срабатывание клапана при низком крутящем моменте и длительную надежную эксплуатацию. Когда течи клапана невозможны, можно положиться на принцип действия клапана марки ORBIT, который обеспечит положительное запирающее действие.

ШАРОВЫЕ КРАНЫ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИИ Z.A.VE.RO.S.R.L. (ИТАЛИЯ)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти
и газа

1.1.1.9 Арматура промышленная
трубопроводная и запорная

1.1.1.9.8 Краны

**Оборудование
для тяжелых условий
эксплуатации на суше
и на море**

Успешно эксплуатируются на предприятиях
топливно-энергетического комплекса.

Предназначены для установки на
промышленных технологических
трубопроводах, включая подводные,
подземные, криогенные и
высокотемпературные системы.

Номинальные диаметры DN:

от 1/2" (15 мм) до 48" (1200 мм).

Номинальное давление PN:

до class ANSI #2500 (420 кгс/см²).

Применяемые материалы:

- углеродистые стали,
- нержавеющие стали,
- дуплексные стали,
- бронза,
- титан,
- спецсплавы
(Inconel, Monel, Hastelloy).



СЕДЕЛЬНЫЙ ТЯГАЧ MAN

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее
и сопутствующее
оборудование
для нефтегазового
комплекса*

1.6.5. *Производство тяжелого,
энергетического
и транспортного
машиностроения*

Марка **MAN**
Тип транспорта **Седельный тягач**
Модель **TGA 18.410**
Место осмотра **Калининград**
Год выпуска **2001**
Пробег **60000**
Цена **690000 руб.**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Растаможен	На Калининградскую область
Состояние	хорошее
Оси	4x2
Состояние резины	60%
EURO	3
Высота кабины	высокая
Количество спальных мест	2
Тип КПП	Механическая
Кондиционер	есть
Холодильник	есть
Магнитола	есть
Электростекла	есть
Автономная печка	есть
Количество топливных баков/объем	2/1100
Горный тормоз	есть



АВТОЦИСТЕРНА АЦТ-10

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.5. Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

1.6.5.2. Автоцистерна

Предназначена для транспортирования, кратковременного хранения и заправки стационарных емкостей (подземных и наземных), газобаллонных автомобилей и бытовых баллонов сжиженными углеводородными газами (пропан-бутан и их смеси) на специальных площадках.

Автоцистерна изготовлена на базе современных комплектующих импортного производства.

Автоцистерна оборудована насосом, работающим от коробки передач автомобиля через коробку отбора мощности, установкой измерения сжиженного газа, весовым устройством, предохранительной и запорной арматурой, КИП.

Автоцистерна имеет Одобрение типа транспортного средства, сосуд автоцистерны имеет Разрешение Ростехнадзора на применение. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочая среда	Сжиженные углеводородные газы по ГОСТ 20448-90 и ГОСТ 27578-87
Вместимость геометрическая, м ³	9,2
Вместимость полезная (при К=0,85), м ³	7,82
Масса транспортируемого газа, кг, не более	3610
Давление газа рабочее, МПа	1,6
Давление пробное, МПа	1,8
Температура рабочая, °С	от -40 до +45
Шасси	КАМАЗ 43253
Масса автоцистерны снаряженная, кг, не более	9540
Масса автоцистерны полная, кг, не более	13150
Распределение полной массы по осям, кг	
на переднюю ось	4555
на заднюю ось	8595
Габаритные размеры, мм, не более	7485 x 2500 x 2970

ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА ППЦ-26

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.5. Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

1.6.5.2. Бензовозы

Полуприцеп-цистерна предназначена для транспортирования, кратковременного хранения всех видов светлых нефтепродуктов плотностью не более 820 кг/м³ и заполнения стационарных емкостей. Полуприцеп-цистерна смонтирована на базе двухосной тележки с пневмоподвеской и полностью соответствует требованиям ДОПОГ.

Сосуд (ППЦ) выполнен в виде горизонтального цилиндрического резервуара. Наполнение полуприцеп-цистерны – сверху, через заливной люк, сторонним насосом.

Слив топлива – самотеком, отдельно из каждой секции. Возможна по желанию заказчика, установка сливного насоса. Полуприцеп-цистерна в базовой комплектации оборудована донными клапанами, шаровыми кранами, быстроразъемными соединениями, крышками люков с дыхательными клапанами, двумя гибкими сливными рукавами Ду 80 длиной 4 м.

Стандартная комплектация полуприцепов-цистерн также включает в себя:

- оси Тонар (по желанию заказчика BPW);
- крышку горловины с дыхательными клапанами;
- опорные устройства MODUL B 04;
- блок пневмоуправления донными клапанами;
- крылья пластиковые
- клапаны донные с ручным приводом;



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Вместимость номинальная, м ³	26
Вместимость полезная (при К = 0,82), м ³	24,7
Температура рабочая, °С	от -40 до + 40 °С
Количество отсеков, шт	3
Масса снаряженная полуприцепа-цистерны, кг, не более	6700
Масса транспортируемого продукта, кг, не более	22360
Масса полная полуприцепа-цистерны, кг, не более	29060
Нагрузка на седельно-сцепное устройство, кг, не более	13110
Нагрузка на дорогу через тележку транспортную полуприцепа-цистерны, кг, не более	15950
Высота седельно-сцепного устройства, мм	1220
Длина (без тягача)	9585
Ширина	2500
Высота	3620
Тормозная система	Пневматическая, двухпроводная ABS WABCO

- узел коммуникаций с шаровыми кранами Ду-80;
- пластиковые пеналы для рукавов;
- огнетушитель с креплением;
- блок пластиковый под огнетушитель;
- трап, экологический кожух, лестница, ящик для песка, ящик для кошмы, электрооборудование 24в;
- алюминиевый бампер;
- противопокатный брус;
- электрические разъемы, обеспечивающие подключение любого отечественного и импортного тягача;
- габаритные маркерные фонари со светодиодами.

При необходимости, полуприцеп-цистерна может быть укомплектована насосными агрегатами, донными клапанами, системой рекуперации паров, а также топливно-раздаточным оборудованием: пистолетом, счетчиком.

Материал цистерны – сталь 09г2с, сталь 3 СП. Конструкция цистерны полностью исключает возможность проливания нефтепродукта при столкновении и опрокидывании.

По желанию Заказчика возможно внесение изменений в конструкцию базовой модели, не противоречащих требованиям безопасности.

ППЦ-26 имеет Одобрение типа транспортного средства. ●

«Моя формула успеха: вставайте рано, работайте допоздна, найдите нефть»

Ж. Гетти

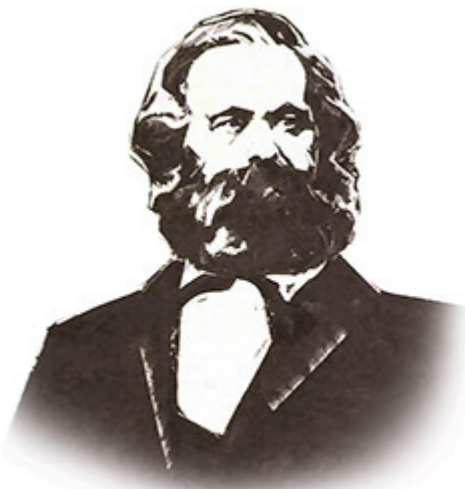


«Во всей вселенной пахнет нефтью»

В. Пелевин

«Бензин ваш – идеи наши»

И. Ильф и Е. Петров



«Можно предвидеть, что нефть явится исходным материалом для приготовления красок, пахучих веществ, а может быть даже и пищевых продуктов»

И. Лидов (современник Д.И. Менделеева)



«Всякая экономия в конечном счете сводится к экономии времени»

К. Маркс

«Не будем слишком обольщаться нашими победами над природой. За каждую такую победу она нам мстит»

Ф. Энгельс

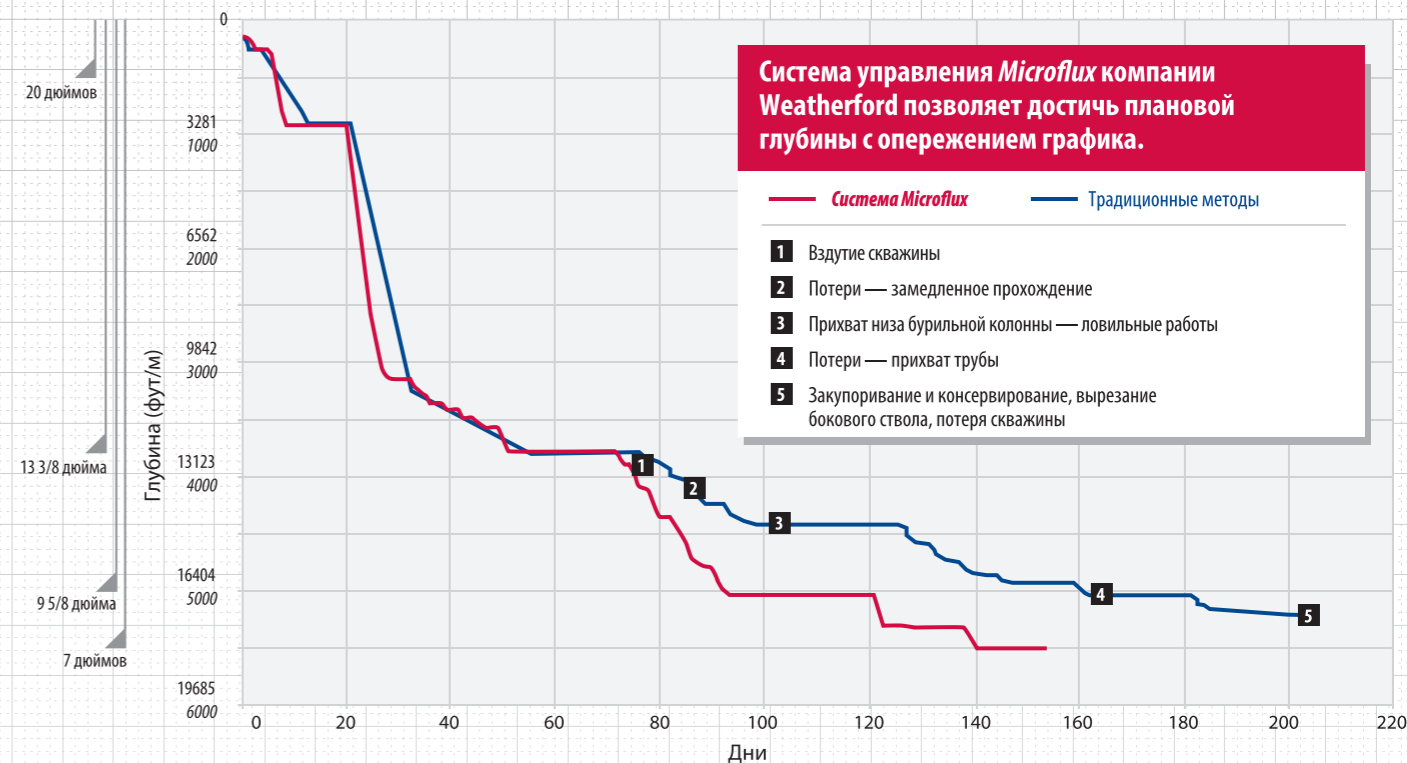
«Нефть – не топливо, топить можно и ассигнациями»

Д. Менделеев



Контроль над изменениями

Возьмите под контроль изменения потока и давления в скважине, используя уникальную систему **Microflux™** компании Weatherford



Эта автоматизированная система измеряет, анализирует и контролирует изменения состояния скважины в режиме реального времени. Теперь вы можете бурить скважины, бурение которых ранее считались невозможным.

Система контроля Microflux компании Weatherford — это больше, чем бурение с управляемым давлением. Это — безопасное бурение.

Мы называем это **Tactical Technology™**. Вы можете назвать это "вкладом в надежный банк". Зайдите на наш сайт weatherford.com/microflux или weatherford.ru либо обратитесь к региональному представителю компании Weatherford. Мы можем изменить ваш взгляд на нефтесервисные услуги.



Перемены к лучшему™



weatherford.com, weatherford.ru

Верная комбинация

NOV Downhole

Сочетание лучших технологий от ReedHycalog® и NOV® Downhole для создания лучшей КНБК в отрасли

- Буровые долота ReedHycalog – шарошечные долота, долота с фиксированными резцами и импрегнированные долота
- Прямые и ВЗД с углом перекоса – Hemidril®, PowerPLUS™, ВЗД с квадратным сечением
- Инструменты для капитального ремонта и заканчивания скважины – ГНКТ, контроль потока, оборудование для заканчивания скважины
- Буровое оборудование - ясы, осцилляторы Agitator™, амортизаторы, усилители ясов Intensifier™, немагнитные УБТ
- Увеличение диаметра скважины – расширители переменного диаметра, бицентричные долота, бицентричные и традиционные расширители
- Сервисы по отбору керна – Традиционный и Express® сервисы
- Передовые решения в бурении – Оптимизация показателей бурения, комплекс решений по снижению вибраций
- Ловильный инструмент Bowen™ – наружный и внутренний ловильный инструмент, фрезерное и режущее оборудование, ударные компоновки и другое оборудование для ремонта скважины
- Сервисное оборудование – установки для свинчивания/развинчивания резьбовых соединений, установки для навинчивания скважинного инструмента, испытательные стенды

Свяжитесь с вашим представительством NOV DOWNHOLE по электронной почте или через веб-сайт для получения дополнительной информации о полной линейке продукции компании и предоставляемых услугах.

E-mail: DH-RUS-Sales@nov.com
Tel.: +7 (495) 287 26 67

DOWNHOLE

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

One Company. . . Unlimited Solutions

www.nov.com/downhole