



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ  
ЭКОНОМИКИ

В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ  
УСЛОВИЯХ

ТЕХНОЛОГИИ  
ОСВОЕНИЯ  
ЛЕДОВОГО  
ОКЕАНА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[11–12] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

НЕФТЬ ШЕЛЬФА:  
ИЗ-ПОД ВОДЫ ДОСТАНЕМ





**Закрытое Акционерное Общество  
Группа Компаний «Русское Снабжение»**

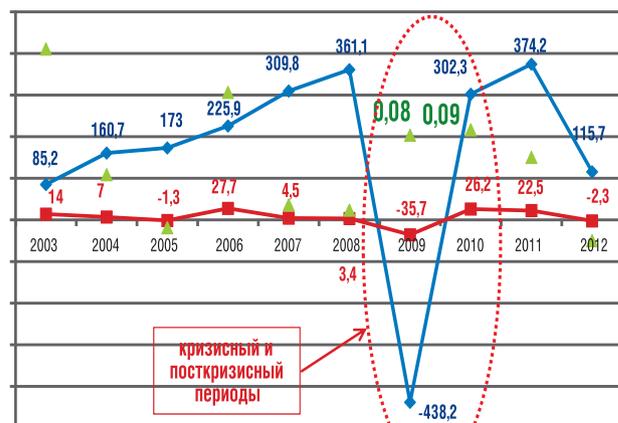
A photograph of a marina at dusk. In the foreground, several sailboats are docked at a pier. In the middle ground, there is a small white building with a corrugated metal roof. In the background, a city skyline with several high-rise buildings is visible, some of which have lights on. The sky is a deep blue, and the water reflects the lights from the buildings and the sky. The overall scene is a blend of nature and urban development.

*Производство деталей трубопроводов  
для нефтяной, газовой, атомной  
и нефтехимической промышленности*

**zaogkrs.ru**



## Оценка энергетической эффективности экономики России



18

# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Нефтяники перестанут платить штрафы за отходы 8

Первая строчка  
Все о персоне и событии месяца 10

О необходимости создания новых технических средств и технологий для освоения Северного Ледовитого океана 26

Райзеры на глубоководных месторождениях: от проектирования до эксплуатации 30

Поздняя стадия как показатель эффективности разработки нефтяных месторождений 38

Перспективы развития минерально-сырьевой базы УВС в РФ



## В экстремальных условиях



46

Применение стратегической экологической оценки для оптимизации нефтегазовых проектов на шельфе

42

Надежные решения для экстремальных условий

50

Генератор бесперебойной работы

52

Экономящий на качестве платит дважды

60

Оптимизация решения высокоскоростных задач

62

Календарь событий

67

Россия в заголовках

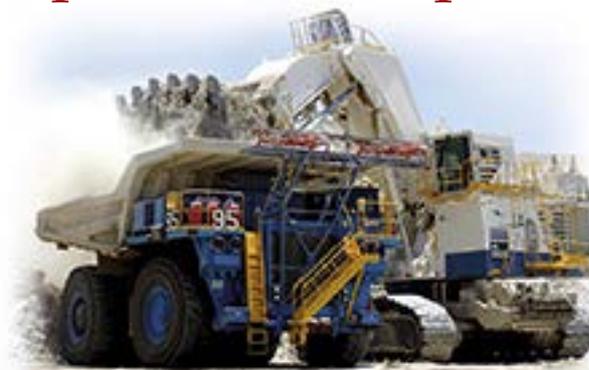
73

## Легче предупредить, чем потушить



48

## Защита от агрессивной среды



56

Высококласные молодые специалисты – доминанта успешности нефтегазовой отрасли

74

Проблемы и перспективы развития насосного оборудования для систем ППД

76

Мировой рынок химических волокон

80

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

87

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК

90

Цитаты

96

## Мексиканский фактор

68



## 300 лет назад

В начале XVII в. голландский ученый Ван-Гельмонт ввел термин «газ», который обозначал вещество, в отличие от твердых и жидких тел, способное распространяться по всему доступному пространству.

## 201 год назад

В 1812 году Д.Мелвилл осветил свой дом и улицу перед ним с помощью газа, полученного из угля. Поэтому искусственный газ называли «светильным».

## 75 лет назад

В 1938 году российские геологи во главе с И.М. Губкиным доказали наличие значительных запасов нефти на территории между Волгой и Уралом. Впоследствии этот район стали называть «Вторым Баку».

## 65 лет назад

В 1948 году открыто Ромашкинское месторождение. Запасы нефти, оцениваемые сегодня в 12-14 млрд барр.

## 57 лет назад

В 1956 году месторождения нефти открыты в Алжире и Нигерии.

## 55 лет назад

В 1958 году Грознефть осуществила первый промышленный эксперимент по совместной перекачке нефти и газа по трубопроводу диаметром 0,075 м и длиной 18 км.

## 54 года назад

В 1959 году открыто гигантское газовое месторождения Гронинген с запасами свыше 4,2 трлн куб. м газа, с этого открытия началась история нефти и газа Северного моря.

## 49 лет назад

В 1964 году введен в строй крупнейший в то время нефтепровод «Дружба», позволявший поставлять нефть из СССР в Польшу и ГДР.

## 31 год назад

В 1982 году страны ОПЕК впервые устанавливают квоты на добычу нефти.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

#### Главный редактор

Виктория Юдина

#### Шеф-редактор

Анна Павлихина

#### Ведущий аналитик

Артур Гайгер

#### Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева,  
Станислав Пархоменко

#### 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  
Артем Аракелов

#### 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  
ПИ №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

Перепечатка 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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии  
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

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



# РОСНЕФТЬ

## НА БЛАГО РОССИИ





## НАКАНУНЕ...

Предновогодний выпуск принято посвящать итогам. Мы весь год писали об отрасли в кубометрах, баррелях, километрах, миллиардах, валютах и так ad infinitum... Поэтому сегодня «Россия главное» не о цифрах, и даже не о результатах, к которым они привели, а о неожиданных синдромах

### Анна Павлихина

Вот, например, Ш. Монтескье считал, что среди африканских аборигенов катастрофически мало философов, потому, что все потенциальные мыслители круглый год заняты сбором урожая (или их посевом), а в северных странах философов – пруд пруди, потому что урожай – один раз в год и в остальное время люди размышляют над смыслом бытия. Иными словами, когда делать нечего в голову начинают приходить разные, не всегда конструктивные, идеи.

Очевидно, в попытке доказать, что жизнь возможна и без присутствия здравого (или вообще хоть какого-нибудь) смысла, устроители сочинской Олимпиады отправили Олимпийский факел (единственная цель которого – гореть) в безвоздушное пространство космоса. К слову, полет застраховали на 2 млрд, что возмутило общественность, мало понимающую в вопросах национальных приоритетов. Хороший понт – дороже денег! Кому, как ни стране, добывающей более полумиллиарда тонн нефти в год, совершать подобное? А после того, как факел спустили на дно Байкала, та же недалёковидная общественность вспомнила о недофинансированных социальных программах. Более прогрессивно мыслящие приплели к делу отсутствие средств на научные разработки (для той же, в частности, нефтянки) и затопленный Дальний Восток. Секундочку, но ведь лично сам премьер Д. Медведев, вместе с группой единомышленников, перечислил пострадавшим свою зарплату. И нечего жаловаться!





Вот в Европе столько нефти не добывают, и с газом не так повезло, поэтому ограничиваются запретом рождественских елок, ущемляющих чувства верующих мусульман и введением курса «толерантности», предписывающего обязательным к прочтению дошколятам сказки «Король и король».

Так что нам еще повезло, отделались факелом...

А все потому, что в нефтегазовой отрасли 2013 год был отмечен рядом позитивных тенденций. В качестве таковых эксперты называют введение в эксплуатацию Баваненского месторождения запасы газа которого оцениваются в 4,9 трлн м<sup>3</sup> (ABC1+C2), завершение строительства 2-й нитки газопровода «Северный поток» и нефтепровода ВСТО-2. Приступили к реализации проектов ВНК и «Сила Сибири», началось строительство заводов СПГ на Сахалине и во Владивостоке. Для стимулирования добычи трудноизвлекаемого сырья был принят закон о дифференцированной ставке НДПИ для трудноизвлекаемой нефти.

Конечно, надо отметить и либерализацию экспорта СПГ. Теперь его самостоятельными экспортёрами могут стать проект НОВАТЭКа Ямал СПГ, а также СПГ-заводы полугосударственной (пока еще) Роснефти.

Чтобы сохранить позитивные тенденции необходимо ответить на вызовы, связанные с использованием новых технологий. И ответить придется не жестом, как привыкли, а действием.

Сегодня в мире (не в России) существуют технологии, дающие возможность извлекать углеводороды на месторождениях, ранее считавшихся нерентабельными. Но без поддержки государства, их разработка силами одних лишь компаний – дело неподъемное. Сейчас, когда рынок демонстрирует фантастические цены на УВС, грех не воспользоваться моментом, чтобы направить высвободившиеся средства на разработку новых технологий. Но вот дилемма: чем выше цены на нефть и чем больше ее добывается, тем чаще факелы летают в космос...

Сможем ли мы пользоваться благами, подаренными нам геополитическим положением и рыночными раскладами, себе во благо, покажет новый 2014 год.

С новым годом! ●

# НЕФТЯНИКИ ПЕРЕСТАНУТ ПЛАТИТЬ ШТРАФЫ ЗА ОТХОДЫ

Правительство РФ одобрило законопроект, который перекалвалифицировал закачку воды в пласт для добычи углеводородов из отходов в технологические нужды

## Александр Власов

«Законопроектом предлагается дополнить вид пользования недрами «разведка и добыча полезных ископаемых, в том числе использование отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств».

Это позволит нефтяным компаниям избежать штрафов за отходы и сэкономить порядка полумиллиарда рублей.

Месторождения Западной Сибири, дающие около 65% нефтяной добычи находятся в завершающей стадии разработки, когда закачка воды в пласт для создания давления – объективная необходимость. Собственно благодаря давлению нефть и поднимается на поверхность.

Уровень обводненности по ряду месторождений достигает 96% это означает, что в 1 т скважинной жидкости лишь 4% нефти, а все остальное – вода.

Т.о. выходит, что в РФ добывают порядка 44 млн т/сут нефти, а воды в пласт закачивается намного больше.

Комиссия уже одобрила проект закона. Подобные законодательные меры позволяют регулировать баланс между экономической целесообразностью и экологическими соображениями.

В данном случае проектируемый законопроект справедлив и своевременен, т.к. способствует внедрению новых технологий, в частности технологии гидроразрыва пласта (ГРП) или фрекинга. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Сколько собрано конференций на тему технологических ноу-хау... сколько опубликовано пресс-релизов с новостями о новых разработках для нефтяной отрасли... сколько произнесено российским президентом с высокой трибуны слов о модернизации и инновационном развитии... А воз и ныне там... Почему?

### Что мешает появлению инноваций в нефтянке?

10%

Высокие цены на нефть

13%

Наличие больших запасов углеводородов

12%

Устраивают существующие технологии

38%

Недальновидность руководства добывающих компаний

27%

Провал в звене научной мысли

Минэнерго РФ поддержало идею приватизации государственных пакетов Транснефти, Роснефти и Зарубежнефти, включенных в план приватизации до 2016 г. Зачем государство пытается избавиться от основных источников бюджетного дохода?

### Надо ли приватизировать Роснефть?

5%

Да, чтобы разово пополнить бюджет страны

53%

Нет, ежегодные поступления от налогов более полезны для бюджета

21%

Да, если распределить акции среди всех резидентов России

16%

Нет, акции попадут в руки коррупционеров, а бедные станут еще беднее

5%

Нет, это может создать трудности для работы на шельфе

# Улучшите, повысьте безопасность и надежность работы нефти и газопроводов

## Повышенная безопасность

С помощью систем моделирования технологических процессов нефти и газопроводов

До 10% экономии на капитальных и эксплуатационных расходах с помощью архитектуры EcoStruxure

Экономия электроэнергии до 20%

## Данные в режиме реального времени

Позволяют осуществлять оперативно-диспетчерский контроль и управление технологическими процессами трубопроводного транспорта нефти и газа

Увеличение эффективности работ  
Посредством интеллектуального управления балансами (поставками и потреблением) нефти и газа

Комплексные интегрированные решения для управления технологическими процессами трубопроводного транспорта нефти и газа на базе единой базовой программной платформы

## Комплексный подход к управлению системой трубопроводов

Решения компании Schneider Electric в области систем диспетчерского контроля и управления позволяют автоматизировать все процессы

EcoStruxure представляет собой единый программный комплекс, начиная с приложений, которые позволяют автоматизировать производственные процессы предприятия, заканчивая приложениями интеграции с оборудованием КИПиА. Также данным программным комплексом обеспечена совместимость решений компании Schneider Electric со сторонними приложениями.

Каков конечный результат? Комплексное решение от одного вендора, которое позволяет автоматизировать все аспекты диспетчерского управления технологическими процессами трубопроводного транспорта нефти и газа. И все это – от единого разработчика.



Архитектура EcoStruxure объединяет все важнейшие аспекты трубопроводного транспорта нефти и газа



Скачайте **БЕСПЛАТНУЮ** брошюру по данному предложению сегодня!

Посетите сайт [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com) Код 42218p

**Schneider**  
Electric™



*Персонажи*

*Корогозов Фришман*

*Миллер*

*Маганов* Мисин

*Медведев*

*Артемьев*

*Александров*

*Дворкович*

*Сосин*

*Абрамович*



*Наиль Ульфатович Маганов*

Н. Маганов родился в Альметьевске 28 июля 1958 г. В 1983 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина по специальности технология и комплексная автоматизация разработок месторождений нефти и газа.

Отец – Ульфат Маганов – стоял у истоков промысловой геофизики Татарстана.

Старший брат Равиль – первый исполнительный вице-президент ЛУКОЙЛа и автор имени концерна. Под его началом Н. Маганов начал карьеру с работы в НГДУ: с 1976 по 1991 г он работал в нефтегазодобывающем управлении «Елховнефть», (сначала оператором по исследованию скважин, затем, технологом, мастером, старшим инженером и начальником цеха по добыче нефти и газа), с 1991 по 1998 гг. – начальник управления по капитальному строительству НГДУ «Заинскнефть». С 2000 г. Н. Маганов, уже в команде Ш. Тахаутдинова, становится первым заместителем генерального директора по реализации и переработке нефти и нефтепродуктов.

25 ноября 2013 г. его назначают на место Ш. Тахаутдинова генеральным директором ОАО «Татнефть».

Проявить себя Н. Маганов смог при запуске проекта ТАНЕКО, где он выступил главным ответственным лицом. Строительству НПЗ предшествовал конфликт вокруг Кременчугского НПЗ, разруливать который был отправлен Н. Маганов. Как утверждают, он фактически решал в «Татнефти» все ключевые и проблемные вопросы.

И такой опыт возник не из ниоткуда. Н. Маганов владеет рядом предприятий и эти бизнесы – разнонаправлены. Так, он является абсолютным собственником московского Акрон-Инвест, соучредителем строительной компании Артур, а также, вместе с Р. Ханбиковым и К. Абдуллиним из «Татгазинвеста» – учредитель дачного некоммерческого товарищества Берег. Кроме того, он является одним из учредителей фонда Клуб Восточной медицины и спортивного клуба Спортинг Клуб «Казань». Н. Маганов вообще всячески поддерживает развитие спорта в республике.

Так уж случилось, что самое популярное увлечение среди топ-чиновников и менеджеров – восточные единоборства – не обошло стороной и нового главу Татнефти. Увлечись карате еще в 70-е гг. Н. Маганов много сделал для того, чтобы движение активно развивалось в Татарстане.

Местные СМИ пишут, что товарищ Н. Маганов по увлечению карате – Клочков организовал клуб карате-киокушин, на основе которого в начале 90-х была создана общественная организация – федерация кекусин будо-каратэ РТ, в состав учредителей которой вошла верхушка «Татнефти», в том числе и Н. Маганов. Кроме того он периодически выезжает в Китай к мастеру Тяньчжушаньского цигуна Лю Шао Бину. Помимо спорта Н. Маганов покровительствует Альметьевской картинной галереи, где 10 лет назад проходила выставка фоторабот его сына Равиля. Об этом факте, тем же местным СМИ, удалось узнать совсем недавно, т.к. меценатство Н. Маганов старался не придавать огласке. Его вообще называют одним из самых непубличных топ-менеджеров татарстанского бизнеса и опытным управленцем, который обеспечит преемственность курса. В основные заслуги Н. Маганову вменяют создание схем экспортной реализации нефти. Под руководством Ш. Тахаутдинова менеджмент «Татнефти» показал себя стабильным и эффективным, утверждают эксперты. Ш. Тахаутдинов всегда отличался быстрыми, но продуманными решениями: «Если он счел возможным указать на Маганова как на своего преемника, то, скорее всего, он все взвесил». ●



*Новое назначение*

*Южный поток*

# Акриловое импортозамещение

*Торги на бирже*

*Поглощение компаний*

*Второй ветка ВСТО*

*Продажа квот*

*Обвал рынка акций*

*Цены на газ*

«Газпром нефтехим Салават» начал строительство комплекса акриловой кислоты и акрилатов в Башкирии. Учитывая, что компания – крупнейший в России производитель бутиловых спиртов, а единственным на сегодняшний день в России и СНГ производителем акриловых мономеров является «Акрилат», (годовой выпуск продукции составляет 35 тыс. тонн), реализация проекта положит начало новой развитию практически новой отрасли. Выпуск конечных продуктов позволит сделать серьезный шаг в сторону импортозамещения.

В настоящее время площадка комплекса полностью готова к строительно-монтажным работам – проведены работы по подготовке подъездных дорог, устройству временных приобъектных складов хранения материалов и доставке строительной техники. Уже осуществлен заказ 98% оборудования для реализации этого проекта. В июле 2013 года была получена первая партия оборудования.

Комплекс акриловой кислоты позволит выпускать сырье для конечной продукции

нефтехимии – суперабсорбентов, акриловых дисперсий, акриловых красок. Новый комплекс будет располагаться на территории завода Мономер, там же находятся и мощности по выпуску сырья: пропилена, бутанола и стирола.

Комплекс будет включать установки по производству сырой акриловой кислоты мощностью 80 тыс т/год, бутилакрилата (эфира акриловой кислоты и бутанола) производительностью 80 тыс т/год и ледяной акриловой кислоты мощностью 35 тыс т/год.

Соглашение на лицензию и базовое проектирование комплекса с Mitsubishi Heavy Industries при поддержке Mitsubishi Chemical Corporation и японского торгового дома Sojitz Corporation «Газпром нефтехим Салават» подписал в октябре 2011 г.

Генеральным подрядчиком строительства выступил «Салаватнефтехимремстрой», а заказы на часть оборудования получила компания «Салаватнефтемаш».

Стоимость проекта оценивается в 15 млрд рублей. Выход комплекса

на проектную мощность намечен на четвертый квартал 2015 года. Затем «Газпром нефтехим Салават» планирует отстроить дальнейшую технологическую цепочку переработки акриловой кислоты и акрилатов.

Одно из направлений дальнейшего развития – производство лакокрасочных вододисперсионных красок, обладающих широким спектром особых свойств, таких как превосходная адгезия к кирпичу и бетону, дереву, металлу и другими материалам, высокая водостойкость и устойчивость к ультрафиолетовому излучению.

Второе направление – получение суперабсорбентов (влагопоглощающих материалов), которые используются при изготовлении средств личной гигиены, а также в других отраслях промышленности и сельского хозяйства (например, для борьбы с засухой почв).

Акриловая кислота и ее эфиры применяются в производстве акриловых дисперсий и красок, латексов, сополимеров, клеевых композиций, суперабсорбентов. ●

# ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УВС В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**А.И. Варламов,  
А.П. Афанасенков,  
В.И. Пырьев,  
Н.К. Фортунатова,  
А.Г.Швец-Тэнэта-Гурий,  
М.В.Дахнова,  
М.И. Лоджевская,  
С.В. Можегова,  
М.Н. Кравченко,  
ФГУП «ВНИГНИ»**

Современный этап развития мировой экономики оказывает существенное влияние на производство и потребление энергоресурсов, которое характеризуется с одной стороны колебаниями спроса на энергоресурсы, а с другой стороны, даже в моменты спада производства и потребления, возрастает необходимость в уточнении прогнозов на их производство и потребление для осознанных шагов по выработке стратегии управления экономикой, направлений и мер по ее стабилизации в период кризисов и рецессий. В этой связи возрастает потребность в более детальном

анализе ресурсной базы всех видов энергоносителей, в частности углеводородов, которые составляют более 25% от потребления всех видов энергоресурсов.

Оценка ресурсная базы углеводородов основывается на нефтегазогеологическом районировании территории, в котором с периодичностью 5–10 лет определяются перспективные зоны нефтегазонакопления по результатам проведенных геологоразведочных работ. Последнее нефтегазогеологическое районирование территории России было завершено в 2010 г. Нефтегазогеологическое районирование всегда предшествует количественной оценке. ВНИГНИ с 1958 года был инициатором и методическим руководителем всех количественных оценок углеводородов СССР, а затем и России с периодичностью в 5 лет. Последняя количественная оценка ресурсов углеводородов по состоянию на 01.01.2009 г. была выполнена в 2009-2012 гг. под научно-методическим руководством ФГУП «ВНИГНИ» и принята в 2012 г. Центральной экспертной комиссией Федерального агентства по недропользованию по апробации материалов количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации (ЦЭКР УВС). В данной работе приняли участие десять ведущих отраслевых институтов России по традиционным регионам их деятельности. По итогам оценки в России: нефтегазонных провинций (НГП) – 13, нефтегазоносных областей (НГО) – 80, нефтегазоносных районов (НГР) – 153, самостоятельных нефтегазоносных областей (СНГО) – 1 (Балтийская).

В целом, ресурсная база углеводородов состоит из количественной оценки углеводородов и ежегодного издаваемого государственного баланса углеводородов, по статистическим формам отчетности недропользователей: 6 ГР.

ТАБЛИЦА 1. Состояние минерально-сырьевой базы по нефти и конденсату Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2012 г.\*

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ	Перспективные (C <sub>3</sub> )	Прогнозные (D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> )
<b>НЕФТЬ</b>		
Объем, млрд т	12,96	54,7
изменение по отношению к ресурсам на 1.01.2009 г., млрд т	0,93	-3,5
доля распределенного фонда, %	48,1	нет данных
<b>КОНДЕНСАТ</b>		
количество, млрд т	2,37	12,2
изменение по отношению к ресурсам на 1.01.2009 г., млн т	0,02	0,1
доля распределенного фонда, %	49,9	нет данных
ЗАПАСЫ	разведанные (A+B+C <sub>1</sub> )	предварительно оцененные (C <sub>2</sub> )
<b>НЕФТЬ</b>		
Объем, млрд т*	17,8	10,9
изменение по отношению к запасам на 1.01.2009 г., млрд т	0,6	1,4
доля распределенного фонда, %	94,4	86,9
<b>КОНДЕНСАТ</b>		
Объем, млрд т	2,1	1,4
изменение по отношению к запасам на 1.01.2009 г., млрд т	0,08	-0,09
доля распределенного фонда, %	97,1	94,1

\* По данным «РБК daily» <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949987866554>



ТАБЛИЦА 2. Состояние минерально-сырьевой базы по нефти и конденсату Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2012 г.\*

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ	Перспективные (C <sub>3</sub> )	Прогнозные (D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> )
Объем, трлн.м <sup>3</sup>	31,6	169,6
изменение по отношению к ресурсам на 1.01.2009 г., трлн.м <sup>3</sup>	1,5	-3,5
доля распределенного фонда, %	33,2	нет данных
ЗАПАСЫ	Разведанные (A+B+C <sub>1</sub> )	Предварительно оцененные (C <sub>2</sub> )
Объем, трлн.м <sup>3</sup> *	48,9	19,6
изменение по отношению к запасам на 1.01.2009 г., трлн.м <sup>3</sup>	0,7	-0,23
доля распределенного фонда, %	94,5	80,0

\* По данным «РБК daily» <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949987866554>

Состояние минерально-сырьевой базы по нефти и конденсату Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2012 г. представлено в Табл. 1, а по газу в Табл. 2.

В соответствии с представленной оценкой Россия делит первое место с Ираном по ресурсам и доказанным запасам газа, занимая 17,6 % всех доказанных запасов газа (всего по миру 187,3 трлн.м.куб.) с кратностью доказанных запасов более 56 лет (на сколько лет хватит при существующих темпах добычи) среднее по миру – 56 лет<sup>1</sup>.

По нефти Россия находится на восьмом месте, занимая 5,2 % всех доказанных запасов нефти (всего по миру 258,8 млрд. тонн) с кратностью доказанных запасов более 22 года (на сколько лет хватит при существующих темпах добычи) среднее по миру – 53 года.<sup>2</sup>

По суммарной добыче нефти и газа (в нефтяном эквиваленте) Россия занимает первое место, опережая США на 50 млн.т. НЭ за 2012 г. соответственно Россия – 1 059 50 млн.т. НЭ и США – 1 008 50 млн.т. НЭ<sup>1</sup>.

На Рис. 1. и Рис. 2. показана структура и освоенность начальных суммарных ресурсов нефти России в разрезе нефтегазоносных провинций и областей, которая имеет неравномерное распределение, как по нефти, так и по газу. Это связано как с историческим путем освоения территории России,

так и с трудностью освоения отдаленных территорий.

Анализируя структуру начальных суммарных ресурсов нефти и газу России, можно заметить, что Западно-Сибирская НГП остается основной для перспектив добычи. По газу кроме Западно-сибирской НГП выделяются акватории морей. Однако, данное состояние отображает лишь степень изученности нефтегазоносных территорий, которые в основном по площади изучены не достаточно и неравномерно. На Рис. 3 показана динамика разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и газа, а также разбуренности территории России.

РИС. 1. Структура и освоенность начальных суммарных ресурсов нефти России (в разрезе нефтегазоносных провинций и областей)

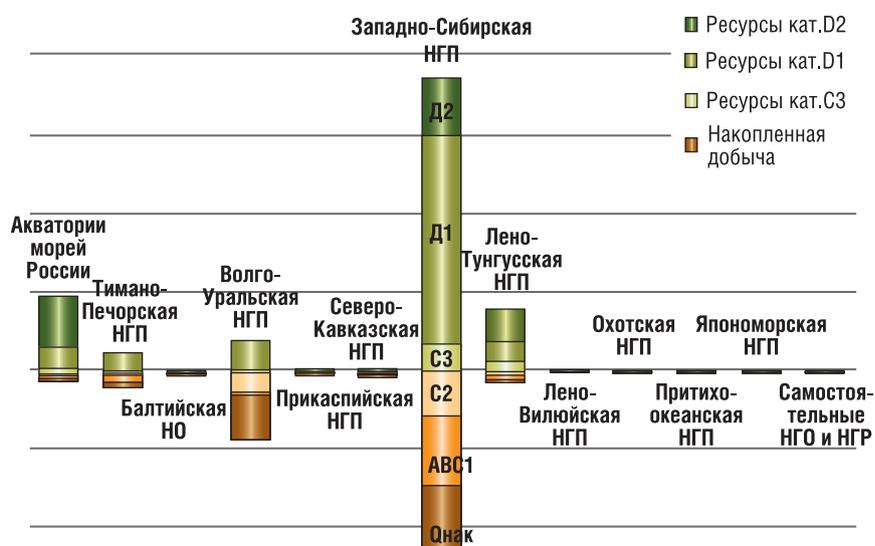
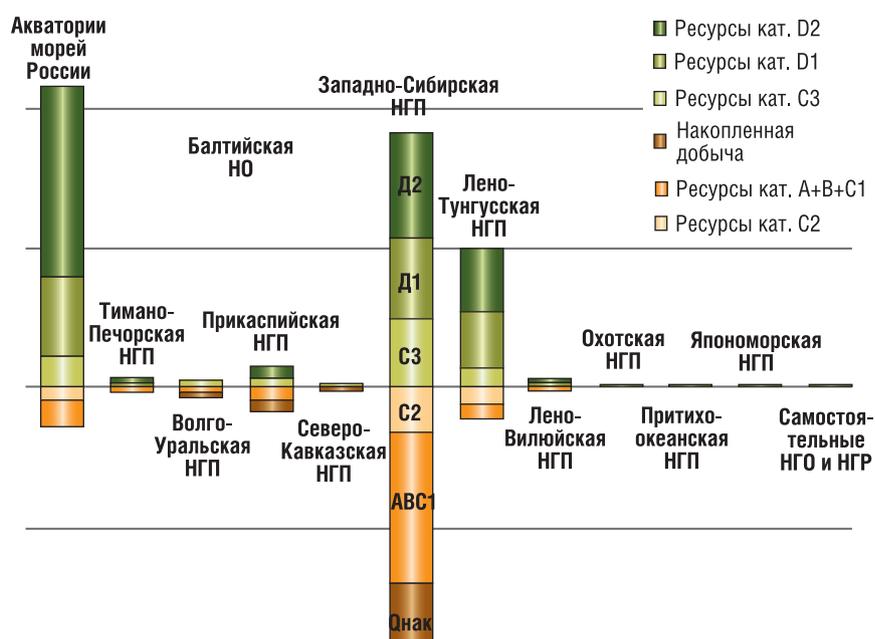


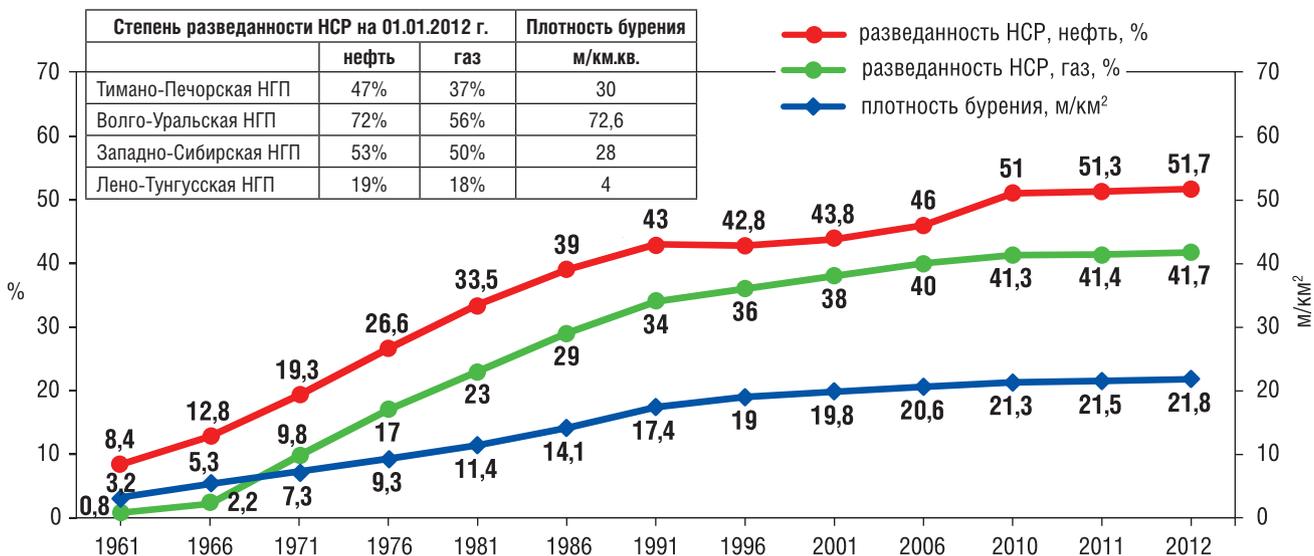
РИС. 2. Структура и освоенность начальных суммарных ресурсов газа России (в разрезе нефтегазоносных провинций и областей)



<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2013

<sup>2</sup> По данным «РБК daily» <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949987866554>

РИС. 3. Динамика разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и газа, а также разбуренности территории России



Из данной динамики следует, что степень разведанности нефти и газа в прямую зависит от степени изученности которая обеспечивается в свою очередь поисковым бурением. Вся территория России исследована геологоразведочными работами не достаточно, но при выполнении соответствующих объемов геологоразведочных работ будут

приращены соответствующие существующим ресурсы и запасы углеводородов. Следует учесть, что ключевым фактором из вышеприведенной диаграммы является темп изучения поисковым бурением, если до 1991 г. темп поискового бурения с ежегодным остом в 20% обеспечивал наращивание изученности и НСР (начальные

суммарные ресурсы) нефти и газа, то в последующем периоде темп поискового бурения снизился до 8–5% и перестал обеспечивать степень изученности. На Рис. 4. и Рис. 5. Показана динамика прироста извлекаемых запасов жидких УВ и газа, соответственно по категории А+В+С1 по НГП (2001–2011 гг. и прогноз до 2030 г.), млн.т.

РИС. 4. Динамика прироста извлекаемых запасов жидких УВ, соответственно по категории А+В+С1 по НГП (2001–2011 гг. и прогноз до 2030 г.), млн.т.

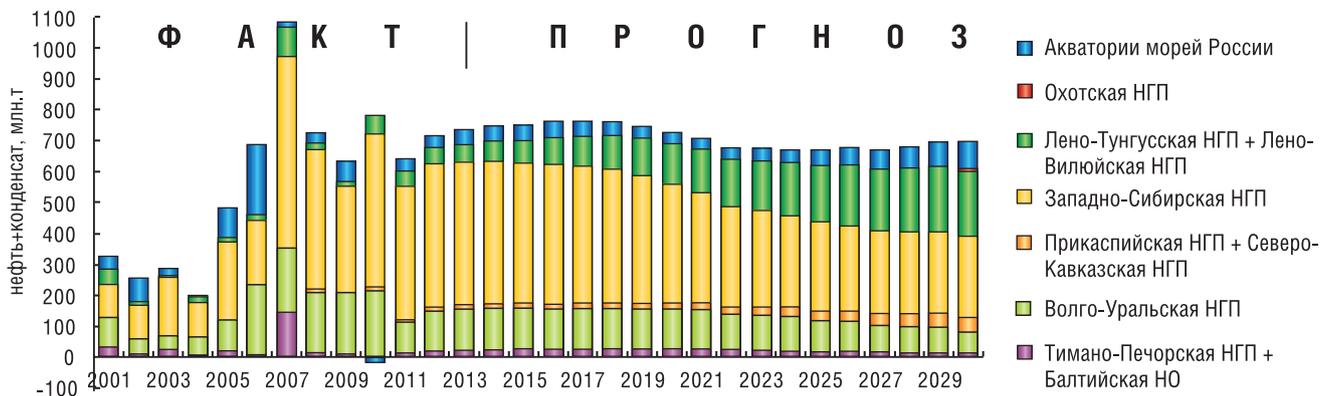


РИС. 5. Динамика прироста извлекаемых запасов газа, соответственно по категории А+В+С1 по НГП (2001–2011 гг. и прогноз до 2030 г.), млн.т.

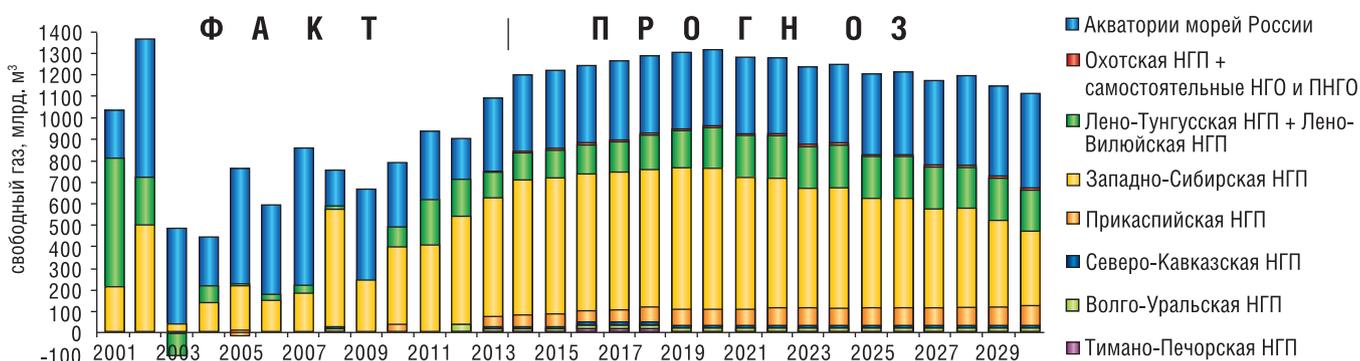
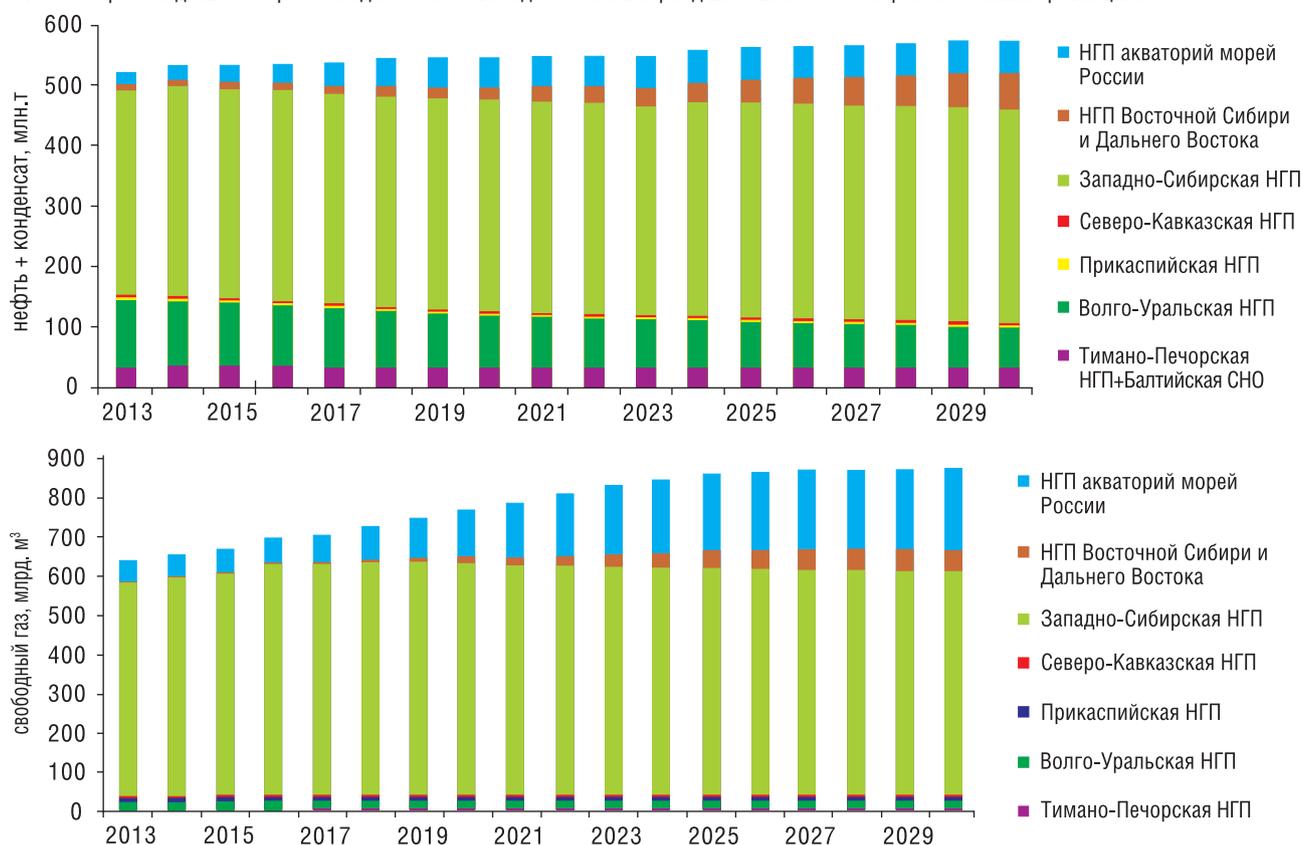




РИС. 6. Прогноз добычи нефти с конденсатом и свободного газа в период 2013-2030 гг. по нефтегазоносным провинциям



Выполнение соответствующих объемов ГРП позволит обеспечить показатели добычи нефти и газа в соответствии с действующими стратегиями. На Рис. 6.

Представлен прогноз добычи нефти с конденсатом и свободного газа в период 2013-2030 гг. по нефтегазоносным провинциям.

Выше представленный анализ ресурсной базы углеводородов России касается только жидких углеводородов и газа, учитываемых в госбалансе России и в количественной оценке ресурсов углеводородов. В данный анализ не полностью входят трудноизвлекаемые ресурсы и запасы, которые имеются в РФ, большая часть таких ресурсов ранее не учитывались в количественной оценке углеводородов и при подсчете запасов, в связи с их нерентабельностью. Речь идет о так называемых «не традиционных ресурсах и запасах» углеводородов к которым относят «сланцевую нефть и газ» и другие виды трудноизвлекаемых углеводородов.

Для понимания геологической природы и промышленных сложностей поисков и разработки данных видов, необходимы новые базовые определения, которые отображают их физическую,

геологическую и экономическую сущность. Существует множество определений, в основном переводы с английского без использования российских нотаций исходящих, из отечественных терминов и определений.

В качестве обсуждения предлагаются следующие определения:

**Нетрадиционные ресурсы углеводородов:** это ресурсы, добыча которых невозможна без химического или термобарического воздействия.

**Нетрадиционные источники углеводородов** – это скопления углеводородов в земной коре, не объединенные общей фильтрационной системой, для добычи которых необходимо применение технологий, в результате которых создается искусственная система фильтрации.

В структуре мировой добычи жидких, «традиционных» углеводородов по прогнозу EIA<sup>3</sup> в 2012 г. добывалось 4,1 млрд. т., в 2040 г. их будет добываться около 5 млрд.т. Других видов углеводородов в 2012 г. добывалось 224,2 млн. т. в 2040 г. их будет добываться 652,6 млн.т., соответственно, в 2012 г. добыча других видов УВ составила 5,4%, а в 2040 г. составит 13,1%. В

структуре мирового потребления всех видов энергоносителей другие виды УВ в 2012 г. составляли 2,7%, а в 2040 г. составят 3,1%.

Как видно из факта и прогноза EIA, другие виды УВ не играют и не будут играть большой роли по объему в энергопотреблении в целом, однако бурный рост добычи данных углеводородов в Северной Америке существенно меняет локальную структуру потребления и добычи и влияет на геополитические особенности рынка УВ.

Кроме этого существенным фактором других видов УВ являются прогнозы и оценки по их запасам и ресурсам. Они огромны и превышают ресурсы и запасы обычных УВ. Основным фактором сдерживания развития добычи таких видов УВ является сложность их поиска, разведки, добычи и переработки. В настоящее время только в США создана такая система регулирования недропользования и научно-технического обеспечения по вышеуказанному фактору,

<sup>3</sup> EIA: International Energy Outlook 2013, Release date: July 25, 2013

РИС. 7. Запасы и стоимость добычи нефти по видам

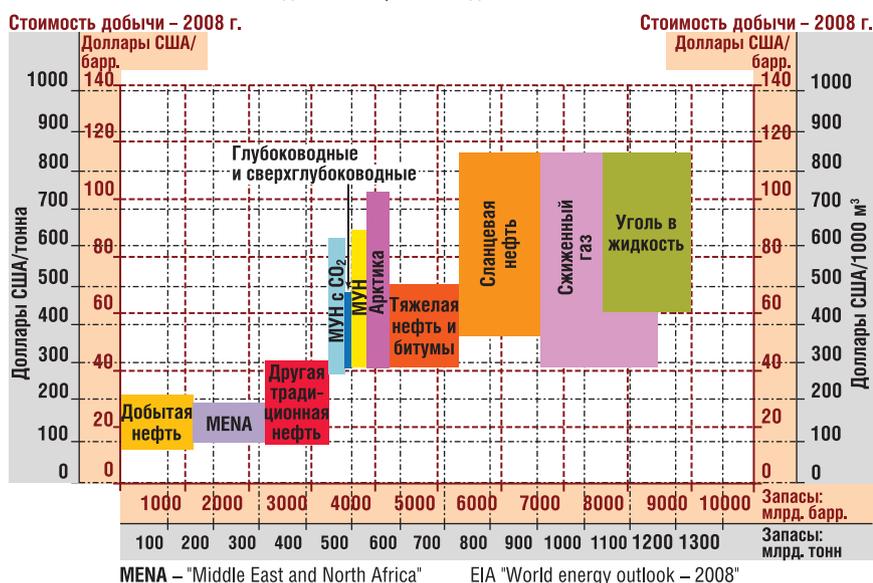
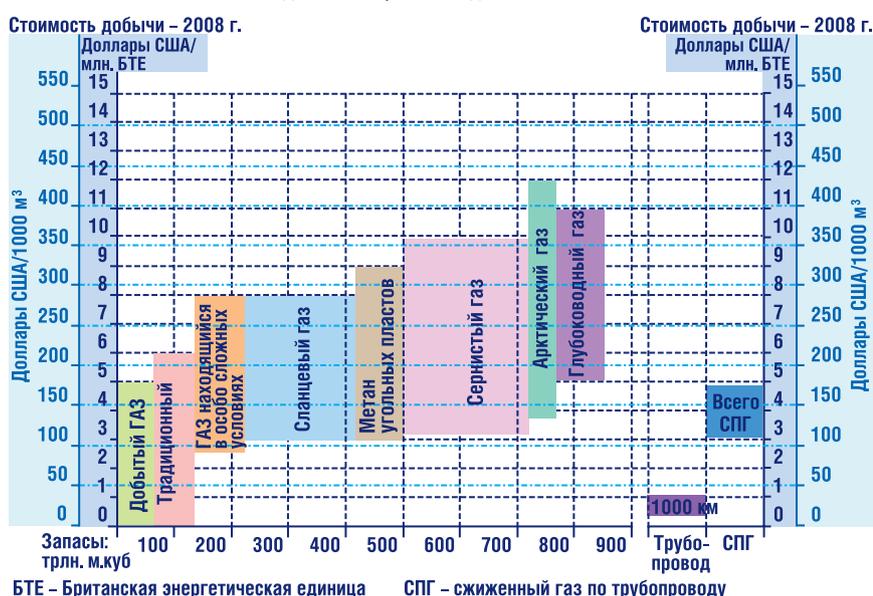


РИС. 8. Запасы и стоимость добычи нефти по видам



Источник: World Energy Outlook 2009, IHS Herold

когда стал возможным бурный рост добычи. На Рис. 7. и Рис. 8. представлены запасы и себестоимость добычи всех видов углеводородов.<sup>4</sup>

Бурный рост других видов углеводородов в США обусловлен стратегическим регулированием в данной отрасли. Изданный в США в Закон об Энергетической Политике 2005 года и изменения в Законе по Профилактиве Повышения Налогов и Акт Сверки позднее в том же году, предусматривает:

**налоговый кредит**, который вычитает все расходы по амортизации всех геологических и геофизических расходов в течении **двух лет**, и предоставляет

скидку на все затраты, понесенные в течении двух лет, для разведки нефти и газа, в том числе, сланцевой нефти.

Чрезвычайный Закон по Экономической Стабилизации 2008 года внес поправки в статью 179с в Законе об Энергетической Политике, 2005 года и расширил выбор номенклатуры расходов некоторых НПЗ по производству сланцевой нефти.

В соответствии с этой льготой эти НПЗ по нефти имеют возможность использовать до 50% расходов стоимости переработки **как инвестиции**, относя их на себестоимость — тем самым продолжая перекладывать эти затраты на налогоплательщиков.

Данные льготы обусловлены целью Президента США при принятии вышеперечисленных законов: «**чтобы заменить более 75% нашего импорта нефти с Ближнего Востока к 2025 году**».<sup>5</sup>

Все принятые меры привели к тому, что на одной только формации Баккен в Северной Дакоте в год принятия вышеупомянутого Закона об Энергетической политике добывалось 143 тыс. тонн сланцевой нефти, в 2008 г. — 3,8 млн.т., в 2013 г. ожидается 50 млн.т. Всего в США сланцевой нефти в 9-ти лучших формациях по разному оценкам содержится от 3,1 до 4,7 млрд. тонн технически извлекаемых запасов нефти для которых требуется пробурить около 220 тысяч скважин<sup>6</sup>. Добыча такой нефти имеет такую особенность, что в течении двух лет из скважины добывается 80–90% нефти которую возможно извлечь. Что бы поддерживать обусловленный проектом уровень добычи (компенсировать падение добычи) необходимо для 13-ти наилучших формаций в США ежегодно бурить 6 201 скважину общей стоимостью 35,8 млрд. долл.<sup>5</sup> В целом в США на разработку сланцевой нефти в 2012 г. затрачено около 90 млрд. долл. По прогнозу в 2017 г. будет достигнут пик затрат в 135 млрд. долларов. Данный уровень затрат прогнозируется до 2025 г.<sup>7</sup> Всего в мире капитальные затраты на поиски на разработку и добычу углеводородов в 2012 г. было затрачено 541 млрд. долл., в США — 185,6 млрд. долл. В России капитальные затраты шести крупнейших компаний составили в 2012 г. около 35,6 млрд. долл. Данный пик планируется поддерживать до 2017 г.<sup>8</sup>

В настоящее время в России в госбалансе числится извлекаемых запасов нефти доля низкопроницаемых коллекторов менее 0,05 кв.мкм и с плотностью

<sup>4</sup> EIA "World energy outlook - 2008"

<sup>5</sup> Subsidizing Oil Shale: Tracing Federal Support for Oil Shale Development in the United States, Taxpayers for Common Sense, November 29, 2012, Received through the Taxpayers For Common Sense Web

<sup>6</sup> Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? By J. David Hughes Copyright © 2013 by Post Carbon Institute.

<sup>7</sup> Peter Magnus Nysveen, Rystad Energy, Oslo, Norway. The US and Canada combined will be self-sufficient in total Liquids before 2020

<sup>8</sup> Расчеты ИФК Метрополь, данные компании <http://fincake.ru/stock/investideas/10351/download/8699>



РИС. 9. Обзорная карта нефтегазоносных провинций на территории Российской Федерации



более 0,93 г,см<sup>3</sup> в распределенном фонде недр: по категории АВС1С2 – 2,2 млрд.т. (82,2 %), накопленная добыча 178,2 млн.т. а в нераспределенном фонде недр: АВС1С2 – 0,474 млрд.т. (17,8 %).

На Рис. 9. показано размещение основных залежей углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям: Баженовским, Абалакским (Западно-Сибирская НГП), Хадумским (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП) и Доманиковым (Волго-Уральская и Тимано-Печерская НГП) по которым в соответствии с Федеральным законом от 23.07.2013 N 213-ФЗ внесены изменения в ст.342.2. Налогового Кодекса РФ ч.2. в части снижения налогов на добычу нефти из данных отложений.

По перспективам возможного освоения нетрадиционные ресурсы можно разделить на три группы:

Первая группа – **ресурсы первоочередные**, для освоения которых уже имеются промышленные технологии (**тяжёлая и высоковязкая нефть, природные битумы, нефть и газ, залегающие на глубинах более 4500 м и в низкопроницаемых породах, сланцевый газ и метан угольных пластов**);

Вторая группа – **ресурсы и объекты средней и долгосрочной перспективы**, для которых уже разработаны либо разрабатываются опытно-промышленные технологии (**сланцевая и матричная нефть, газогидраты**);

Третья группа – **потенциально возможные гипотетические ресурсы**, технологий использования

которых пока не предложено (**водорастворённые газы, газ газонасыщенных торфяников и др.**)<sup>9</sup>

*Резюмируя, можно сделать некоторые выводы:*

1. Добыча нетрадиционных видов углеводородного сырья в мировом потреблении составляет первые проценты (5,4%, сланцевой нефти – 1,6%). Однако, тенденции истощения запасов традиционной нефти с одной стороны и стремительный рост объемов добычи из нетрадиционных источников с другой позволяют утверждать, что в ближайшем будущем этот процент существенно возрастет, с учетом нарастающих тенденций до 10 – 20% к 2020 – 2030 гг.
2. Российская Федерация занимает 1 место в мире по извлекаемым ресурсам нетрадиционных источников нефти (по оценкам экспертов) – только по Западной Сибири извлекаемые ресурсы нетрадиционной нефти оцениваются в 10–30 млрд. тонн. Приоритетным направлением добычи из нетрадиционных источников УВ является сланцевая нефть. Значительное распространение «доманикоидов» и «баженитов» по площади и в разрезе в пределах основных НГП и обилие в них промышленных притоков свидетельствует в пользу высокой вероятности масштабной добычи нефти, основанной на применении новейших технологий добычи. Общие извлекаемые ресурсы сланцевой нефти

варьируются в пределах от 20 до 100 млрд. тонн нефти.

3. Из других видов нетрадиционных источников УВ следует выделить метан угольных пластов, промышленная добыча которого уже началась структурами ОАО «Газпром» в Кузбассе. Учитывая, что при этом еще и решается проблема повышения безопасности при угледобычи, это направление должно входить в сферу государственного регулирования.
4. Огромные запасы газогидратов в северных широтах России свидетельствуют о перспективности этого вида углеводородного сырья, однако, для Российской Федерации это отдаленная перспектива.
5. Для подготовки участков недр под лицензирование на сланцевую нефть необходимо выполнить научно-аналитическое обобщение накопленных геолого-геофизических и геохимических данных с целью выделения и обоснования перспективных зон нефтенакопления и получения положительного опыта недропользования с применением новейших технологий добычи.
6. Успешность освоения нетрадиционных ресурсов может быть обеспечена консолидацией усилий органов власти, научно-исследовательских институтов, в том числе академических институтов и научных подразделений компаний-недропользователей. ●

<sup>9</sup> Мастепанов А.М. – 2012 г.

# ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

До сих пор в экспертном сообществе России нет единого мнения – надо ли нам заниматься вопросами альтернативной энергетики или нет? Особенно остро мы это почувствовали после публикации статьи, где приводились результаты моделирования экономических показателей инвестиционной привлекательности проектов применения ветроэнергетических и фотоэлектрических установок для энергосбережения на компрессорных станциях (КС) единой системы газоснабжения (ЕСГ). Дело в том, что до сих пор многие отраслевые эксперты уверены, что при существующих в России запасах и ресурсах традиционных углеводородов и созданной для их добычи и использования в народном хозяйстве инфраструктуры, нет необходимости расплывать и без того ограниченные технические и финансовые ресурсы на работы, связанные с альтернативной энергетикой. Автор настоящей статьи, убежден в обратном – проблемами вовлечения нетрадиционных и возобновляемых ресурсов необходимо начинать заниматься незамедлительно, так как все крупные энергетические проекты – инвестиционноемкие и инерционные, практическую отдачу от которых можно ожидать через 8–12 лет. Воистину, как писал в свое время В.И. Ленин: «Идея только тогда становится материальной силой, когда овладевает массами». Поэтому приходится снова и снова возвращаться к анализу энергетической эффективности экономики России, чтобы не делать весьма дорогостоящих ошибок! На основании детального анализа данных по росту ВВП и энергопотребления России и некоторых стран Большой Двадцатки за последние 10 лет, автором предложена методика определения количественных оценок энергоэффективности

**Валерий Бессель,**  
исполнительный  
вице-президент  
«Нью Тек Сервисез»,  
РГУ нефти и газа имени  
И.М. Губкина,  
профессор

В 2012 году Россия с уровнем производства 1059,2 млн. т.н.э. являлась мировым лидером по добыче углеводородного сырья. Много это или мало – попробуем оценить с точки зрения существующих мировых трендов добычи крупнейшими производителями нефти (уровень производства свыше 100 млн. тонн) и газа (уровень производства

свыше 100 млрд. м<sup>3</sup>) в 2012 году в зависимости от их запасов, которые отражены на рисунках 1 и 2. Диаграмма на рисунке 2 построена исходя из запасов газа в России (Proved Reserves), опубликованный ВР в своем отчете за 2012 год, так как в отчете за 2013 год совершенно неожиданно, без каким-либо

РИСУНОК 1. Добыча ведущих мировых производителей нефти (млн. тонн) в зависимости от запасов (млрд. тонн) в 2012 году

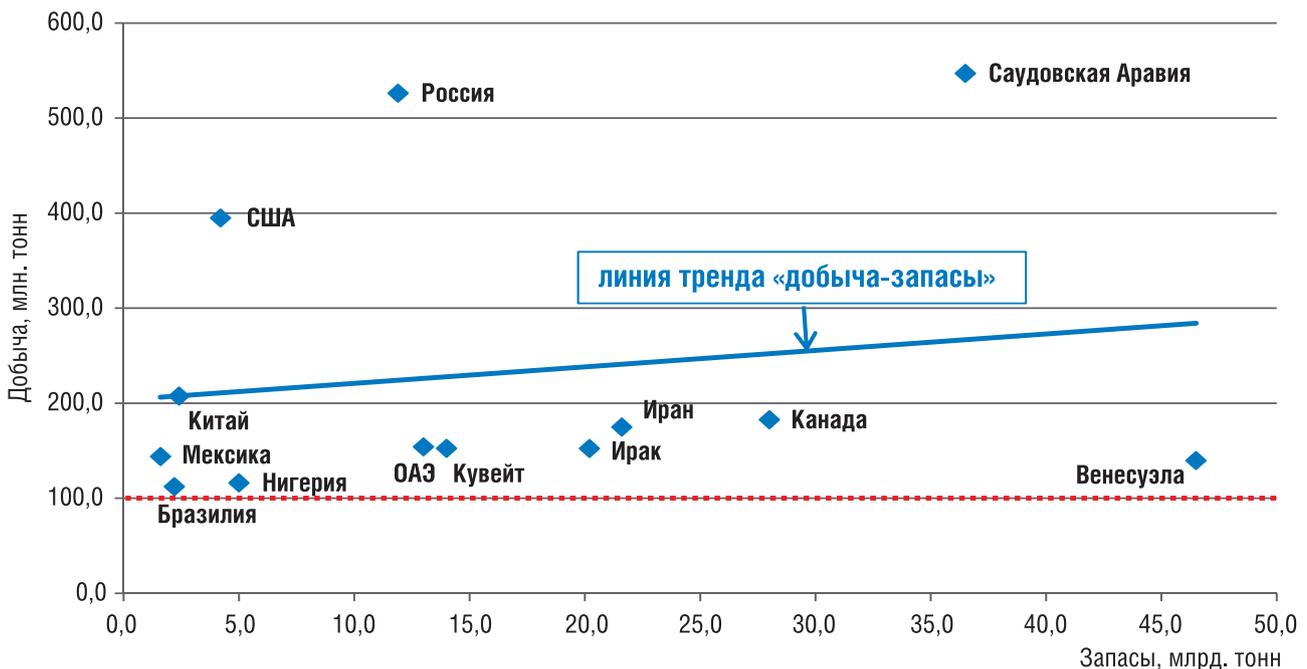
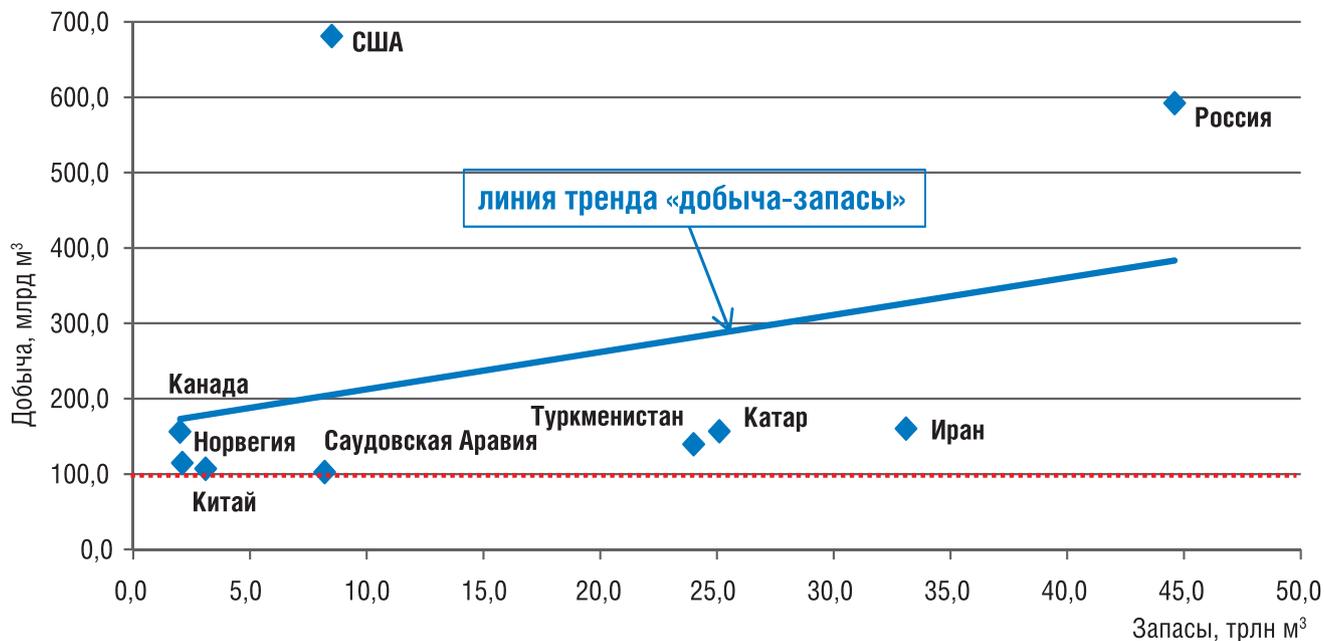




РИСУНОК 2. Добыча ведущих производителей газа (млрд. м³) в зависимости от запасов (трлн. м³) в 2012 году



объяснений причин, запасы газа в России на конец 2012 года снижены по сравнению с концом 2011 года на 11,7 трлн. м³ – с 44,6 до 32,9 трлн. м³. Что же такое – 11,7 трлн. м³ газа? Это совокупные запасы по категориям А+В+С1+С2 таких месторождений, как Бованенковское (4,9 трлн. м³), Штокмановское (3,8 трлн. м³), Ковыткинское (2 трлн м³) и Чаяндинское (1,2 трлн. м³) и вдруг они как бы одновременно опустели! Так не бывает и поэтому, а также с учетом подробного анализа ретроспективных отчетов ВР, автором принята цифра в 44,6 трлн. м³ как реально существующие запасы газа в России.

Как видно из диаграмм, Россия существенно опережает мировые тренды добычи, особенно нефти. Если следовать тренду, уровень добычи нефти при существующих запасах должен был бы составлять 230–240 млн. тонн, что полностью удовлетворило бы ежегодный уровень потребления, который колеблется в пределах 140–145 млн. тонн, а уровень добычи газа – 390–400 млрд. м³, что так же удовлетворяло бы внутренним потребностям страны в газе. Однако отказаться от столь высоких темпов добычи мы не можем, так как доходы от продажи нефти, нефтепродуктов и газа составляют более 54% бюджетных поступлений страны. США также существенно опережают мировой

тренд добычи как нефти, так и газа, однако можно смело предположить, что в самое ближайшее время уровень доказанных запасов как нефти, так и газа (Proved Reserves), публикуемых компанией ВР в своих ежегодных статистических отчетах, будет существенно увеличен за счет сланцевых углеводородов, так как объемы бурения в США в период с 2004 по 2011 год колебались в пределах 65–94 млн. метров в год, из них поисково-разведочного бурения (ПРБ) – не менее 4–5 млн. метров ежегодно.

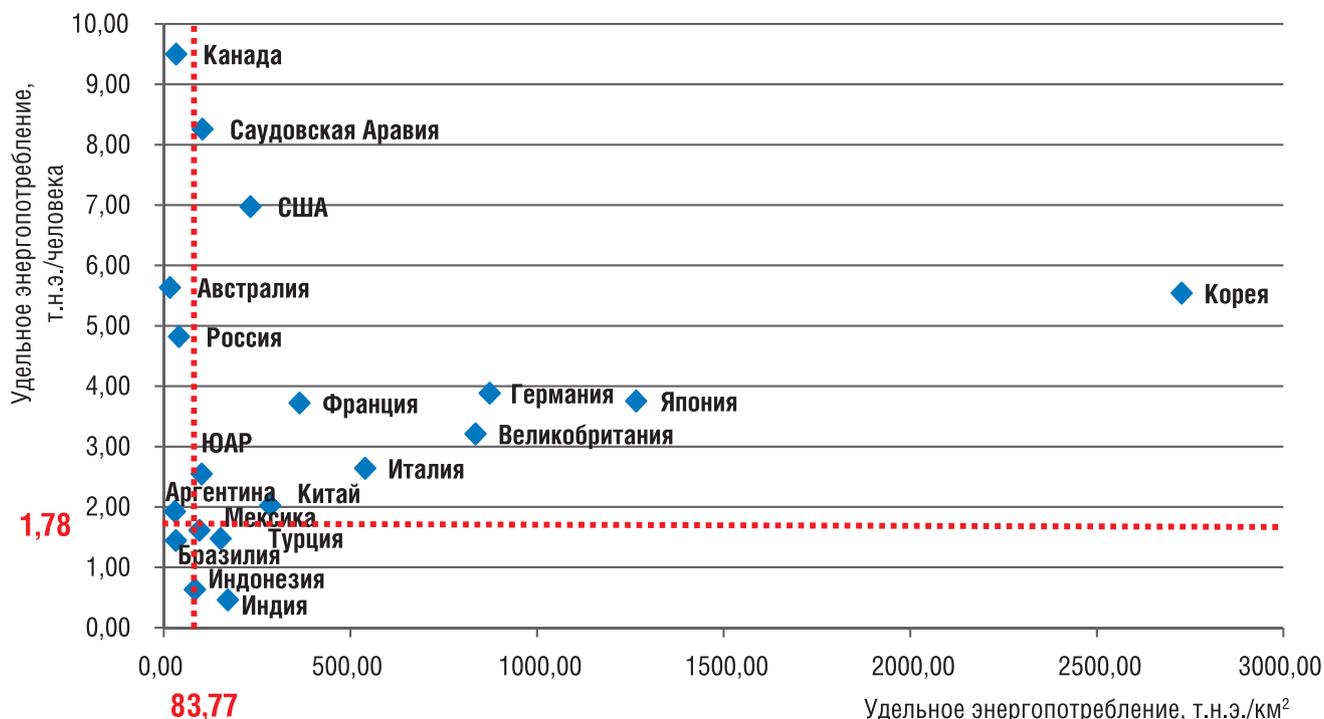
Из баланса энергопотребления России в 2012 году – 53% добываемого топлива и вырабатываемой энергии (694,2 млн. т.н.э.) идет на внутреннее энергопотребление и 47% (611,3 млн. т.н.э.) экспортируется. Насколько эффективно мы энергию потребляем? Удельное энергопотребление России за 2012 год составляет 0,206 т.н.э./1000 долларов США с учетом ППС, что сопоставимо с уровнем удельного энергопотребления такой же большой по территории и северной страны, как Канада, из чего следует, что чем больше и севернее территория страны, тем больше энергии тратится на обслуживание протяженной инфраструктуры. Можно сказать, что мы «обречены» сжигать огромное количество топлива для выработки энергии и тепла, чтобы обеспечить себе комфортные условия жизни на

огромной северной территории. На диаграмме на рисунке 3 показано распределение удельного энергопотребления, рассчитанного на км² территории и одного жителя стран G-20.

Из диаграммы следует:

- Чем больше страна по территории – тем меньше ее удельное энергопотребление на единицу площади. Это говорит о том, что большая часть территории страны является структурно не обустроенной и не вовлечена в процесс воспроизводства ВВП. По этому показателю Россия и Канада находятся примерно на одном уровне – 40,6 и 32,9 т.н.э./км² соответственно, что ниже среднемирового уровня, равного 83,77 т.н.э./км². Примерно такой же уровень удельного энергопотребления на единицу площади у Австралии (16,34), Аргентины (29,67) и Бразилии (32,26) – больших по территории стран, большинство площадей которых никак не вовлечены в процесс воспроизводства ВВП.
- Чем выше этот показатель у страны – тем большая часть территории страны обустроена и вовлечена в процесс воспроизводства ВВП. Лидерами по этому показателю являются такие страны, как Республика Корея (2727 т.н.э./км²), Япония (1265 т.н.э./км²), Германия (873 т.н.э./км²) и Великобритания (835 т.н.э./км²).

РИСУНОК 3. Удельное энергопотребление на 1 км<sup>2</sup> территории и 1-го жителя стран G-20



По уровню удельного энергопотребления на гражданина страны Канада имеет самый высокий уровень среди стран G-20 – 9,5 т.н.э./человека и опережает Россию в 2 раза (4,82 т.н.э./человека). Во многом, этот показатель относится к основному при определении качества жизни в той или иной стране. При этом получается, что уровень

«энергетического» комфорта в России выше, чем во всех развитых европейских странах.

Так ли это на самом деле, или столь высокий уровень удельного энергопотребления на жителя России определяется высоким уровнем энергетических потерь – попытаемся ответить на этот вопрос ниже. Для этого проанализируем динамику роста ВВП без учета

ППС и энергопотребления ряда ведущих экономик G-20 за период 2002–2012 годы. Диаграмма изменения ВВП и энергопотребления некоторых стран G-20 представлена на рисунке 4.

Из диаграммы следует, что страны BRICS имели наибольшую динамику роста ВВП в 345–584%, но также росло и их энергопотребление, что объяснимо логикой роста

РИСУНОК 4. Диаграмма изменения ВВП и энергопотребления некоторым странам G-20

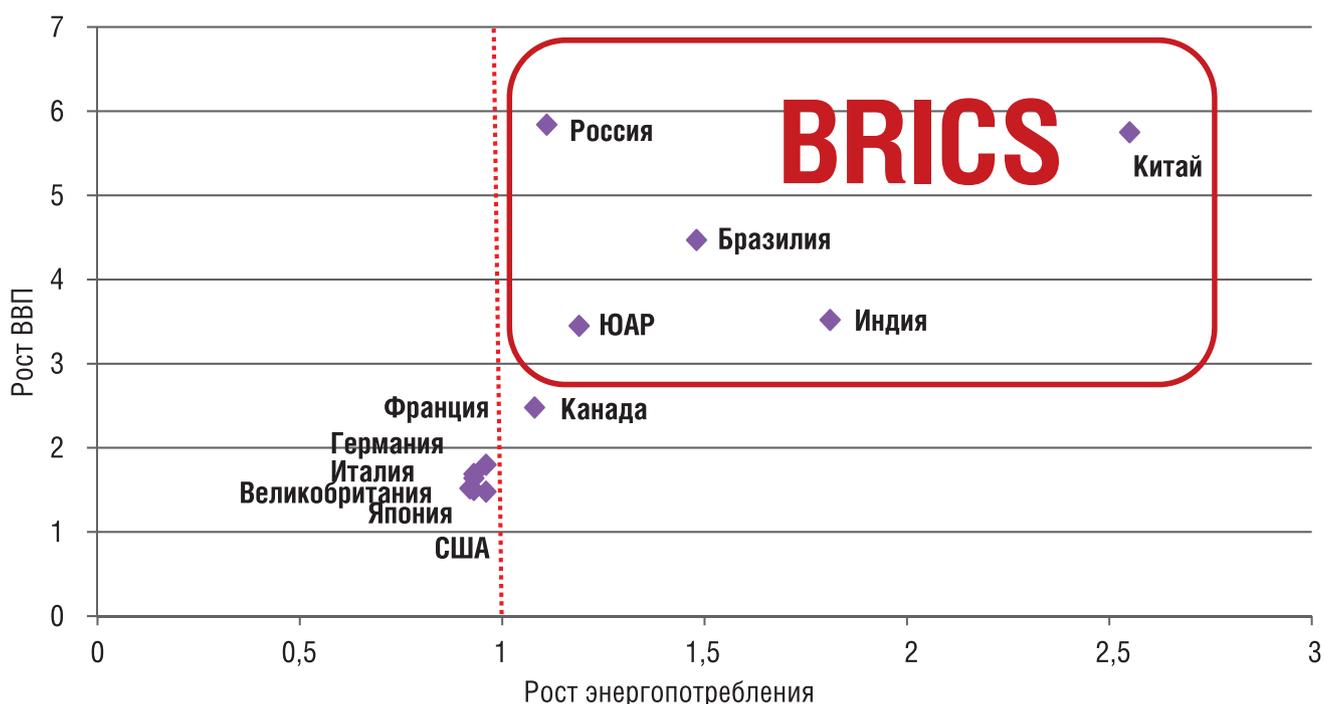
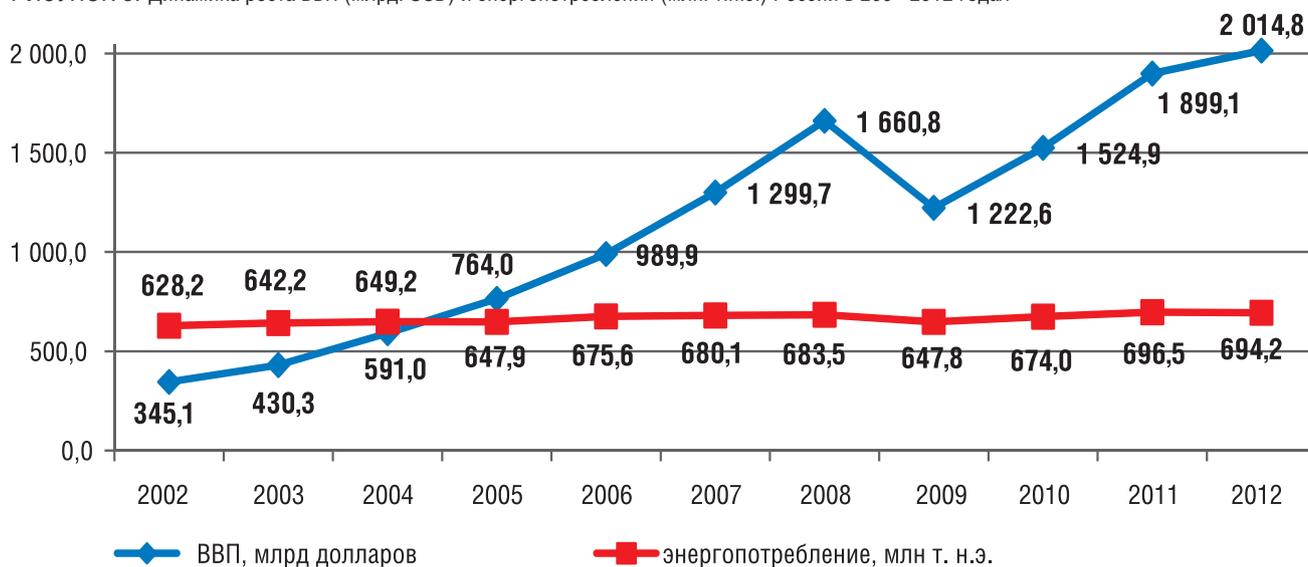




РИСУНОК 5. Динамика роста ВВП (млрд. USD) и энергопотребления (млн. т.н.э.) России в 200–2012 годах



экономик развивающихся стран. Развитые страны, вошедшие в фазу «постиндустриального» развития, имели тенденцию снижения энергопотребления при устойчивом росте ВВП в пределах 148–180%. Канада имела наибольшие темпы роста ВВП среди развитых стран в 248% при росте энергопотребления в 108%. Это также объяснимо, так как экономика Канады ориентирована, в основном, на нефтегазовую отрасль, и столь высокие темпы роста ВВП объясняются устойчивым ростом мировых цен на энергоносители. Россия являлась лидером по росту ВВП – 584% за период 2002–2012 годы, при этом энергопотребление страны за этот же период выросло только на 11%. На рисунке 5 представлена динамика роста ВВП и энергопотребления России за 2002–2012 годы.

С точки зрения энергоэффективности, это очень хороший результат – если удастся наращивать ВВП без существенного роста энергопотребления или при его снижении, то это, безусловно, хорошо, так как из этого следует, что либо в стране повсеместно внедряются современные технологии энергосбережения, либо страна переходит на выпуск самой современной продукции с высокой добавленной стоимостью, типа программных продуктов, производства микросхем или продуктов, требующих внедрения нанотехнологий и прочего, что приводит к существенному росту ВВП, но не требует дополнительных затрат энергии,

либо одновременно происходит и то, и другое, что еще лучше! Однако, как показывает наша повседневная жизнь, масштабной структурной перестройки экономики России мы пока не наблюдаем, в основном экономика остается ориентированной на добычу и переработку минерального сырья и топлива. Откуда же такой результат? Можно предположить еще один вариант – Россия получила в наследство от СССР огромную, избыточную инфраструктуру, ориентированную на выпуск всего перечня продукции, определявших статус СССР, как одной из двух сверхдержав, однако использовать эту инфраструктуру в полном объеме мы в настоящее время не в состоянии. А эксплуатировать ее продолжаем, так как во многом она завязана на социальные нужды граждан страны. Например, в России осталось много городов и поселков, созданных вокруг градообразующих предприятий, особенно в оборонной сфере. Вся инфраструктура этих городов и поселков привязана к предприятиям, которые уже много лет не работают, либо работают с частичной нагрузкой, а энергетическое обслуживание этой инфраструктуры страна вынуждена продолжать – не оставлять же людей жить в замерзающих поселках и городах. Получается парадоксальная картина – энергия продолжает тратиться, а ВВП предприятия не создают вообще, либо создают малую долю от того, что могли бы создавать. Если предположить, что это так, тогда это

хорошо объясняет незначительный рост энергопотребления при самом большом среди стран G-20 увеличении ВВП за последние 10 лет. Проверим правдоподобность этого предположения. Для этого проанализируем графики изменения удельного энергопотребления на выработку 1000 долларов ВВП без учета ППС по странам BRICS (рисунок 6) и развитым странам (рисунок 7) за 2002–2012 годы.

Как следует из графиков на рисунках 6 и 7, за последние 10 лет удельное энергопотребление в России снижалось наибольшими темпами, более, чем в 5 раз – с 1,82 до 0,345 т.н.э./1000 долларов ВВП! Как представляется автору, это хорошо подтверждает ранее выдвинутую гипотезу о том, что избыточная и энергозатратная инфраструктура, оставленная России ее предшественником – СССР, и практически никак не использовавшаяся в 90-е годы, наконец-то заработала в 2000-е годы, следствием чего стало столь динамичное снижение удельного энергопотребления. Т.е., энергию-то она потребляла всегда, а ВВП практически не производила! Тем не менее, если обратиться к абсолютным цифрам – у нас самое большое удельное энергопотребление в 2012 году – 0,345 т.н.э./1000 USD ВВП без учета ППС, что выше, чем в Китае, практически в 2 раза выше, чем в Канаде, в 2,5 раза выше, чем в США.

Теперь интересно было бы оценить, какая доля расходуемой

РИСУНОК 6. Динамика удельного энергопотребления (т.н.э./1000 долларов ВВП) в странах BRICS в 2002–2012 годах

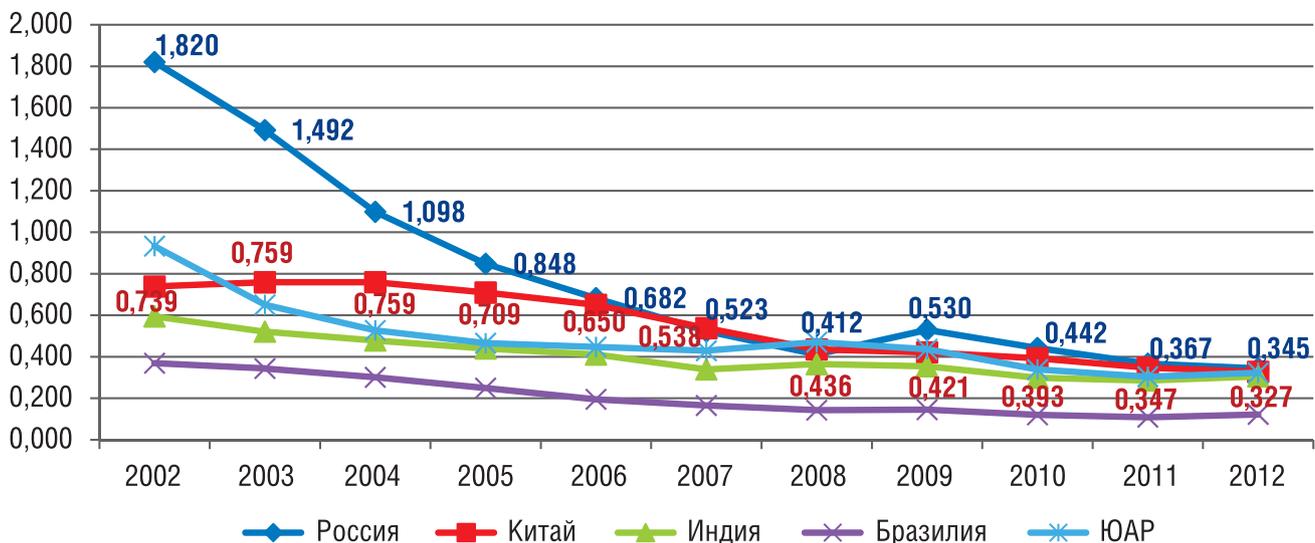
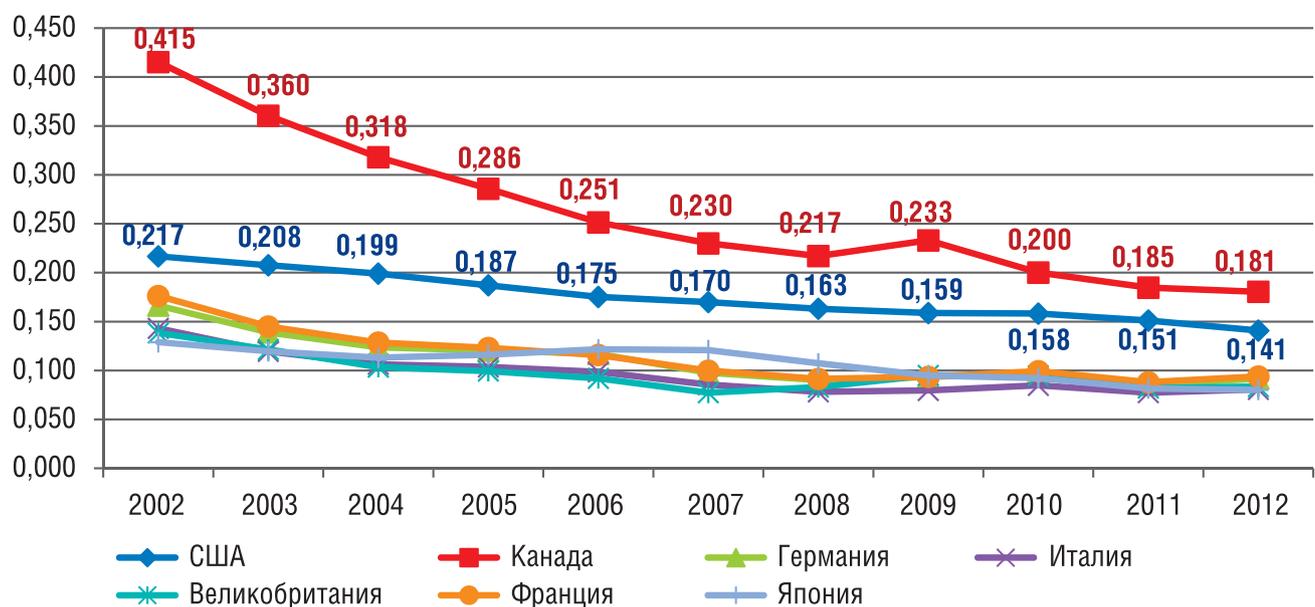


РИСУНОК 7. Динамика удельного энергопотребления (т.н.э./1000 долларов ВВП) в некоторых развитых странах G-20 в 2002–2012 годах



энергии России потребляется на воспроизводство ВВП? В ранее проведенном исследовании мы ссылались на структуру энергопотребления России, представленную академиком РАН Фаворским О.Н., где показано, что только 17% добываемой в России энергии (250 из 1500 млн т.у.т.) идет на нужды промышленности, транспорта и сельского хозяйства, все остальное уходит на экспорт либо идет на генерацию тепла и электроэнергии. Но там нет ответа, а сколько же мы теряем энергии и тепла? Точно дать ответ на этот вопрос невероятно трудно, если вообще возможно. Тем не менее, дать некую обоснованную оценку на основе анализа глубокого, но краткосрочного

кризиса мировой экономической системы 2009–2010 годов можно – как в поговорке: «не было бы счастья, да несчастье помогло». В кризисный 2009 год в наибольшей мере снизились мировые цены на топливо и минеральные ресурсы, что в существенно большей степени отразилось на снижении ВВП России, чем других стран G-20, экономики которых в меньшей степени ориентированы на минерально-сырьевые ресурсы. На рисунке 8 показаны кривые ежегодных изменений ВВП (млрд. USD) и энергопотребления (млн. т.н.э.) России за период 2002–2012 годы, а также определены значения удельного энергопотребления, рассчитанные как отношения этих изменений.

Как следует из графика на рисунке 8, в кризисном 2009 году ВВП России снизился на 438,2 млрд. долларов США по отношению к 2008 году, энергопотребление снизилось на 35,7 млн т.н.э., в 2010 посткризисном году ВВП повысился на 302,3 млрд. долларов США по отношению к 2009 году, а энергопотребление повысилось на 26,2 млн т.н.э.. Если предположить, что все это время мы продолжали потреблять всю необходимую нам для существования энергию и тепло в том же объеме (а точно известно, что не было массовых отключений инфраструктурных объектов от источников тепла и энергии в кризисный год – мы продолжали жечь топливо и потреблять энергию на собственный обогрев в тех же



РИСУНОК 8. Динамика изменений ВВП (млрд. USD), изменений энергопотребления (млн. т.н.э.) и удельного энергопотребления (т.н.э./1000 USD ВВП) России в 2002–2012 годах



количества, что и в докризисные годы), можно сделать вполне обоснованное предположение, что удельное энергопотребления в кризисный 2009 и посткризисный 2010 годы четко привязаны к изменению ВВП в эти же годы, т.е. цифра 80–90 кг.н.э. на выработку 1000 долларов ВВП и есть искомая величина. Таким образом, с учетом всех допущений и приближений, связанных с использованием макроэкономических данных, можно оценить энергоэффективность народного хозяйства России в 23–25% – именно эта доля потребляемой энергии идет на воспроизводство ВВП, все остальное – обслуживание протяженной, инерционной и явно избыточной инфраструктуры, включая тепловые и энергетические потери.

Интересно проанализировать, насколько «энергочувствительна» экономика России, то есть определить, какое приращение энергопотребления необходимо для прироста ВВП на 1%? Для этого необходимо перейти к относительным единицам, рассчитанным как отношение приращения значения ВВП и Энергопотребления за год к величине ВВП и Энергопотребления за предыдущий год, что представлено на рисунке 9.

РИСУНОК 9. Динамика изменения темпов роста ВВП (%), – удельного роста энергопотребления (%) и коэффициента удельной энергоэффективности России в 2002–2012 годах

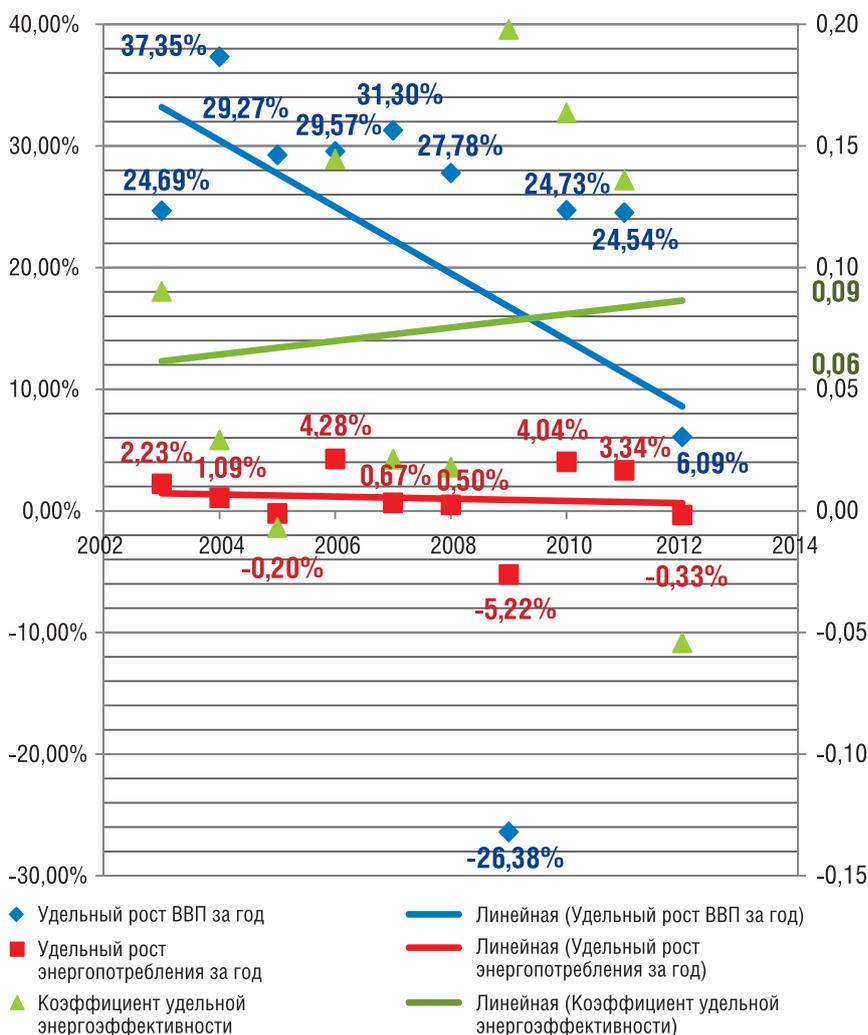
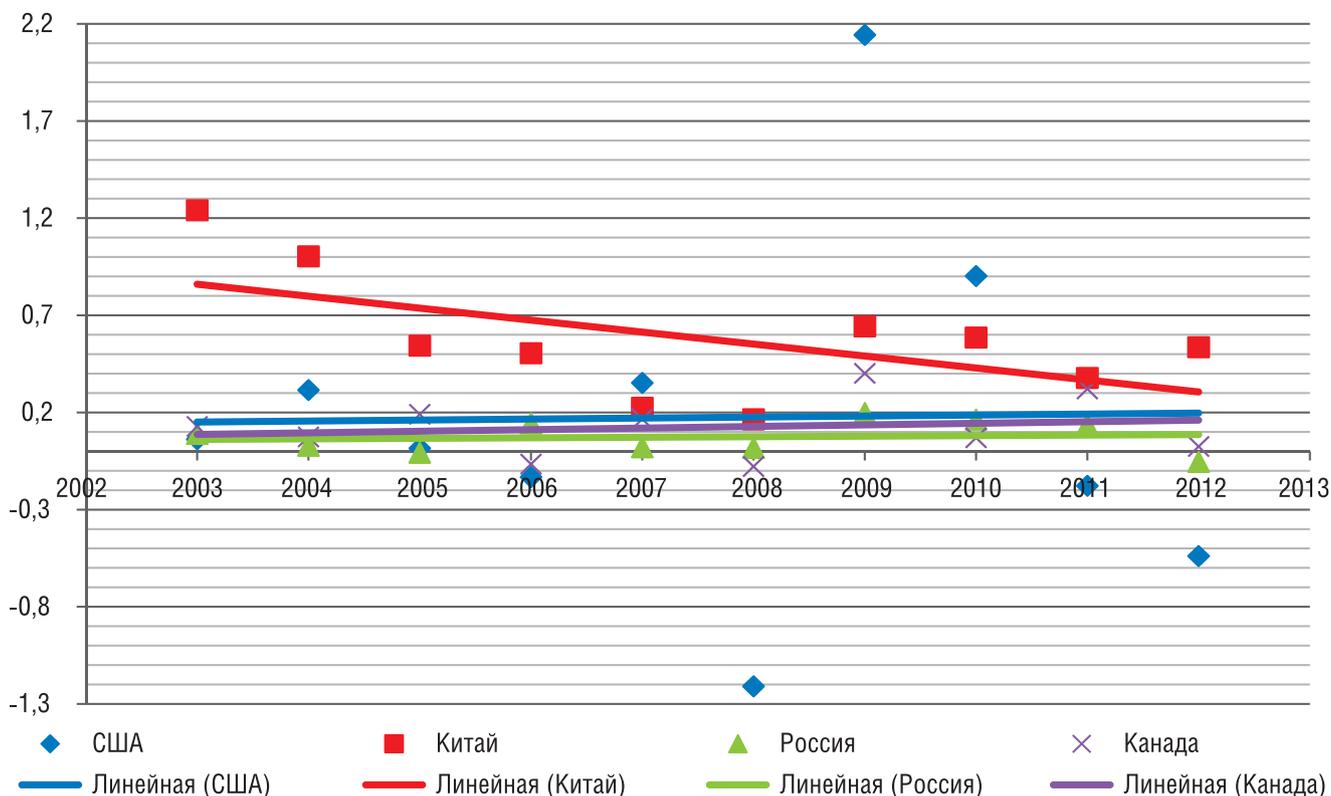


РИСУНОК 10. Динамика трендов коэффициента удельной энергоэффективности (коэффициента «энергочувствительности») Канады, Китая, России и США в 2002–2012 годах



По расчетным данным темпов роста ВВП (%) и удельного роста энергопотребления (%) России в 2002–2012 годы были построены линейные зависимости (тренды изменения), из анализа которых следует устойчивая тенденция снижения темпов роста ВВП России с 33% в 2002 году до 8% в 2012 году и удельного роста энергопотребления с 1,8% в 2002 году до 0,05% в 2012 году. Безразмерный коэффициент удельной энергоэффективности рассчитывается как отношение удельного роста энергопотребления за год к удельному росту (темпу роста) ВВП за тот же год и характеризует так называемую «энергочувствительность» экономики страны – он показывает удельное изменение энергопотребления приходящееся на каждый процент прироста ВВП. Из графика на рисунке 9 следует, что коэффициент удельного энергопотребления России вырос со значения 0,06 (т.е. на каждые % роста ВВП приходился 0,06% роста энергопотребления) в 2002 году до значения 0,09 (на каждые % роста ВВП приходился 0,09% роста энергопотребления) в 2012 году. Для того чтобы

определить, хорошо это или плохо для российской экономики, проведем сравнение изменения этого коэффициента по таким странам, как США (страна с наиболее сбалансированной экономикой «сверхдержавы», который производит весь спектр продукции), Китай (мировая «фабрика» с наибольшими структурными изменениями экономики, которая все в большей степени переходит с выпуска продукции энергозатратной и с низкой добавленной стоимостью на выпуск продукции современной и с высокой добавленной стоимостью), Канада (страна, находящаяся в схожих территориально-климатических условиях с Россией и имеющая схожую с Россией структуру экономики, ориентированную на производство минерального сырья и топлива) и России. На рисунке 10 представлены линейные зависимости, характеризующие тренд изменения коэффициента удельной энергоэффективности (коэффициента «энергочувствительности») по рассматриваемым нами странам в период с 2002 по 2012 годы, рассчитанные так же, как показано выше.

Значения коэффициента «энергочувствительности» в 2002 и 2012 годах по разным странам сведены в таблицу 1.

Меньше всего коэффициент «энергочувствительности» изменялся в США – это говорит о сбалансированности экономики США. В Китае коэффициент «энергочувствительности» снижался быстрыми темпами, что свидетельствует о динамичной структурной перестройке экономики – Китай все в большей мере переходит на выпуск высокотехнологической продукции, требующей

ТАБЛИЦА 1. Значения коэффициента «энергочувствительности» по странам в 2002 и 2012 годах

Страна	2002 год	2012 год
Канада	0,09	0,17
Китай	0,86	0,31
Россия	0,06	0,09
США	0,18	0,19



ТАБЛИЦА 2. Прирост ВВП (%), приходящийся на 1 % прироста энергопотребления в 2002 и 2012 годах

Страна	2002 год	2012 год
Канада	11,1%	5,9%
Китай	1,16%	3,2%
Россия	16,7%	11,1%
США	5,6%	5,3%

значительной меньших энергетических затрат. В Канаде, так же как и в России, наблюдался рост значения коэффициента «энергочувствительности», что свидетельствует о схожести структур экономик наших стран, в основном ориентированных на добычу минерально-сырьевых ресурсов, а также об энергетической избыточности инфраструктур северных огромных территорий, однако там значения этого коэффициента практически в 2 раза выше, чем в России. Поэтому, как бы это парадоксально не звучало, для нашей экономики увеличение коэффициента «энергочувствительности» является благом, так как это свидетельствует о том, что растущее в стране производство внутреннего валового продукта является механизмом перераспределения энергии – мы начинаем больше энергии потреблять на воспроизводство ВВП из той энергии, которая ранее непроизводительно расходовалась на обогрев и обслуживание простаивающей инфраструктуры. Именно этим и объясняется столь малые значения коэффициентов «энергочувствительности» нашего народного хозяйства – просто мы имеем огромные энергетические инфраструктурные резервы!

Величина, обратная от значения коэффициента «энергочувствительности» показывает % прироста ВВП, соотносимый на 1 % роста внутреннего энергопотребления, что показано по странам в таблице 2.

Как видим из таблицы 1 и 2 – у России наименьшие показатели коэффициента «энергочувствительности» и

наибольшие показатели прироста ВВП, приходящегося на 1% прироста энергопотребления соответственно. Это может свидетельствовать либо об успешном завершении структурной перестройки экономики, либо о том, что внутреннее энергопотребление страны очень велико, в связи с чем дополнительные затраты энергии, требуемые для прироста ВВП на 1%, не оказывают существенного влияния на уровень энергопотребления России (экономика «энерго нечувствительна»). Масштабных структурных изменений в экономике пока нет, следовательно мы продолжаем эксплуатировать протяженную, явно избыточную в настоящий момент и энергозатратную инфраструктуру, созданную в СССР, которая начиная с начала 2000-х годов все в большей степени вовлекается в процессы воспроизводства ВВП. Тем не менее, как показывают расчеты, только 23–25 % энергии от общего энергопотребления расходуется на процесс воспроизводства ВВП. Поэтому, к важнейшим народнохозяйственным задачам наряду с задачей структурной перестройки экономики (на что потребуются усилия не одного поколения россиян), можно также отнести задачу вовлечения возобновляемых источников энергии ВИЭ, и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья в процессы генерации энергии в стране.

## Выводы:

1. Россия является мировым лидером по производству углеводородного сырья, существенно опережая мировые тренды, особенно в добыче нефти. При этом уровень проведения ГГР и ПРБ совершенно недостаточен, что замедляет процесс необходимого восполнения МСБ страны.
2. Россия занимает лидирующее третье место в мире по уровню энергопотребления – в 2012 году уровень энергопотребления в России составил 694,2 млн т.н.э., что объясняется огромной территорией, 70% которой расположены в северных и арктических зонах.

3. За период 2002–2012 год Россия была лидером по темпам прироста ВВП среди стран G-20 – 584%, при этом уровень энергопотребления за тот же период увеличился только на 11%.
4. Анализ динамики изменения ВВП и энергопотребления России в кризисный 2009 и посткризисный 2010 годов показал, что только 85–90 кг.н.э. расходуется на воспроизводство 1000 USD ВВП, что составляет 23–25% внутреннего энергопотребления.
5. Рассчитанные показатели коэффициента «энергочувствительности» экономик Канады, Китая, России и США имеют самые малые значения для экономики России (0,06 в 2002 году и 0,09 в 2012 году), что свидетельствует о том, что для дополнительного воспроизводства ВВП нам требуется привлечь наименьшее количество дополнительной энергии. Мы ее и так потребляем сверх всякой меры, поэтому задача вовлечения уже имеющейся инфраструктуры в процесс воспроизводства ВВП актуальна.
6. Столь высокое внутреннее энергопотребление, связанное с обслуживанием протяженной и явно избыточной энергетической инфраструктуры свидетельствует о необходимости вовлечения в разработку возобновляемых источников энергии и нетрадиционных источников углеводородного сырья. ●

## Литература

1. Бессель В.В., Лопатин А.С., Беляев А.А., Кучеров В.Г. Использование возобновляемых источников энергии для повышения энергоэффективности ЕСГ России. *Neftegaz.RU*, 10, 2013, стр. 12–20.
2. *BP statistical review of world energy June 2013.*
3. *BP statistical review of world energy June 2012.*
4. Бессель В.В., Дорф А.А. Бурить или не бурить – вот в чем вопрос? *Бурение и Нефть*, №9, 2013, стр. 10–12.
5. *The World Bank: World Development Indicators, 2013. Gross Domestic Product 2012, PPP.*
6. *The World Bank: World Development Indicators, 2013. Gross Domestic Product (current USD).*
7. Бессель В.В., Беляев А.А., Зверев А.М. Энергосбережение в магистральном транспорте газа за счет использования возобновляемых источников энергии. *Территория НЕФТЕГАЗ*, № 9, 2013, стр. 84–90.
8. Бессель В.В. Нетрадиционные углеводородные ресурсы – альтернатива или миф? *Neftegaz.RU*, 9, 2013, стр. 64–70.



# О НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ для освоения Северного Ледовитого океана

**Чингиз Гусейнов,**  
РГУ нефти и газа  
им. И.М.Губкина  
д.т.н.  
профессор

Острота проблем освоения арктических углеводородных ресурсов с каждым годом будет возрастать. Недавний обнародованный правительственный проект «Социально-экономическое развитие Арктической зоны РФ на период до 2020 г.» в определённой мере раскрывает планы нашего государства. Взятые образцы донного грунта, подтверждающие их принадлежность к грунтам хребта Ломоносова, ещё должны быть признаны специальной комиссией ООН (которая должна состояться в 2014 году). К сожалению, ни одна страна в мире не заинтересована в положительном для нас решении этой комиссии, в особенности даже те страны (а их свыше 30!), границы которых вообще не соприкасаются с арктическими морями.

И в этом аспекте одним из наиболее убедительных аргументов (исключая силовые) должны стать реально созданные технические средства и апробированные технологические приёмы, которые могут продемонстрировать миру нашу готовность освоения

глубоководных ресурсов Северного Ледовитого океана (СЛО), покрытого дрейфующими льдами. Более того, безусловным прецедентом является открытие того или иного месторождения. Поэтому в настоящее время следует активизировать поиски самих месторождений на всей акватории СЛО с тем, чтобы застолбить за нашей страной пальму первенства при дальнейшем его освоении (совершенно естественно, когда сама страна будет определять сроки и последовательность освоения вновь открытых месторождений).

Большинство геологов, занимающихся крупноблочными региональными исследованиями, прогнозируют открытие крупных углеводородных ресурсов в акваториях арктических морей, отличающихся разнообразием глубин, часть которых практически недоступна освоению в настоящее время. Безусловно, мелководные зоны замерзающих вод уже сегодня могут подлежать освоению, поскольку существующие технические средства и технологии способны



выполнить свою миссию с вполне рентабельными показателями. Так что остаётся только выявить эти ресурсы и поставить их на службу человечеству. Но, начиная с глубин, превышающих 40–50 м, рентабельность их освоения (непреренно в тесной совокупности со сроками их освоения) традиционными погружными (преимущественно гравитационно-свайными) стальными/железобетонными платформами довольно сомнительна (даже с учётом высоких нынешних цен на углеводородные продукты). Ну, а большие глубины, по нашему мнению, следует осваивать с помощью новых, исключительно подводных, а точнее – подлёдных разнообразных технических средств. Под словом «разнообразных» следует понимать необходимость создания действительно разнотипных технических средств в зависимости от глубин. Но, прежде всего, считаем необходимым объяснить, какие факторы повлияли на формулирование наших предложений:

- ледовая обстановка, продолжительная по времени, не позволяет в короткий межнавигационный период пробурить с надводных судов необходимый фонд эксплуатационных скважин, а создание ледостойких сооружений на глубинах свыше 50 м вряд ли будет рентабельным по сравнению, когда мы освоим настоящие подводные технологии;
- температурные условия над водой неизмеримо более разнообразные и сложные по сравнению с подводными – круглый год почти одинаковыми;
- над водой господствуют ветры различные по интенсивности и направлениям в то время, как под водой практически их нет;
- также отсутствуют под водой волновые воздействия, а существующие подводные течения почти не меняют своей направленности и интенсивности (тем не менее в дальнейшем это положение требует серьёзного изучения и подтверждения);
- энергетические расходы под водой неизмеримо ниже, чем над поверхностью моря.

Естественно, огромная акватория СЛО должна быть зонирована как по глубинам, так и по техническим возможностям их освоения в

ближайшие годы. Вот тогда будет очевидна ограниченность возможностей современных традиционных технических средств. В связи с этим, руководствуясь наработанным опытом, следует представить в соответствии с разными глубинами типы используемых различных подводных технических средств, и поскольку выше уже отмечалось, что мелководные участки Арктики (примерно до глубин 50 м) вполне могут быть освоены погружными ледостойкими платформами, то мы попытаемся предложить наше видение создания (разработки) необходимых технических средств для последующих глубин:

- а) для глубин 50–150 м предлагается использовать полностью изготовленные погружные суда/платформы, которые будут устанавливаться на морском дне, а точнее – на заранее установленном и закреплённом на морском дне темплите (т.е. надёжной плите с предварительно изготовленными отверстиями под намеченное число эксплуатационных скважин);
- б) для глубин 150–400 м предлагается использовать плавучие суда/платформы, фиксируемые на морском дне с помощью специальных якорей/связей; бурение с последующей добычей осуществлять через водоотделяющие колонны, опирающиеся на морском дне на заранее установленные темплиты;
- в) для глубин свыше 400 м предлагается использовать те же плавучие суда/платформы (что и в вышеприведённом пункте), только в отличие от вышеприведённого удерживаемого на точке с помощью системы динамического позиционирования (которая в настоящее время успешно используется на полупогружных буровых установках и буровых судах, для глубин свыше 500 м, когда невозможно использование якорных цепей/связей/канатов).

При этом следует сразу отметить, что для глубин группы а) уже разработаны проектные решения перспективных технических средств; кроме того, небесполезно отметить прецеденты освоения прибрежных

месторождений (когда часть месторождения находится на материке, часть – под водой, или же всё месторождение находится вблизи от берега) путём бурения скважин с берега – так называемыми скважинами с большим отклонением от вертикали, т.е. горизонтально направленными скважинами; протяжённость таких скважин может достигать 15–18 км; в качестве яркого примера приведём нефтяное месторождение Одопту-море на Сахалине и газоконденсатное Юрхаровское месторождение на Ямале.

Также необходимо отметить, что для последующих групп по глубинам или вариантам б) и в) предлагаются подводные суда, которые, по нашему мнению, предлагается независимо от глубины моря устанавливать ниже спокойной поверхности воды примерно на глубине 150 м: эта глубина гарантированно свободна от любых льдин, способных нанести повреждения стенкам подводного сооружения; более того, толщины стенок сосудов, рассчитанные на давление в 1,5–2,0 МПа, не будут превышать 15–20 мм, что значительно упростит сварку листов, образующих конструкцию подводного нефтегазодобывающего сооружения. И вообще эта глубина достаточно изотермична (годовые колебания температуры воды на этих глубинах не превышает 3–5°C); воды этих глубин содержат мало растворённого кислорода, что благотворно будет влиять на коррозионную устойчивость стальной обшивки подводного сооружения.

Общее, что объединяет эти различные средства то, что они все исключительно подводные и должны полностью изготавливаться в доке с тем, чтобы, будучи доставленными на заданную точку месторождения, сразу могли бы приступить к бурению эксплуатационных скважин.





Мы на эту тему уже опубликовали несколько работ. Наши опубликованные работы, в которых представлено описание подводного плавучего сооружения, конструкция которого запатентована нами. В предложенном варианте по центру расположен устьевой модуль с расчётным числом скважин, а вокруг него – все функциональные модули (рис.1); такое конструктивное решение позволяет создать подводное сооружение для бурения скважин с последующей добычей пластовой продукции. Это сооружение благодаря балластным круговым ёмкостям в виде двух тороидов, установленных под модулями (один из которых специально секционирован для поддержания плавучего сооружения в горизонтальной плоскости путём затопления отдельных секций, а другой – в качестве регулируемого грузового балласта); при этом под тороидами установлены 4 (крест-накрест) движители, предназначенные для удержания всей платформы на заданной глубине, как по вертикали, так и по горизонтали. Таким образом, эти движители выполняют одновременно две функции: противодействуют подводному течению, имеющему почти постоянное и стабильное по интенсивности направление, а также способствуют непрерывному удержанию платформы в горизонтальной плоскости.

Габариты этих судов, вбирающих массу тяжёлого нефтепромыслового и бурового оборудования с учётом необходимости мощного энергоснабжения и наличия экипажа весьма велики, что, естественно, скажется на общей массе судов в случае использования традиционных судовых сталей.

Кроме того, и форма подобных судов тоже будет существенно отличаться в силу иного предназначения: форма военных подлодок обтекаемо-удлинённая с целью достижения максимально возможных скоростей; тогда как форма судов нефтегазового предназначения должна быть обтекаемо-круговой для более удобной сообщаемости отдельных технологических комплексов и центрально расположенными скважинами.

Представленное на этом рисунке плавучее подводное сооружение как один из запатентованных нами вариантов является по существу концептуальной проработкой, которая на стадии проектирования, безусловно, претерпит определённые видоизменения, как любой концептуальный замысел. В целом наше предложение потребует разработки дальнейших продолжений и совершенствования, поскольку эта направленность работ достаточно нова и по своей сути просто неисчерпаема.

Предлагаемое конструктивное решение, по нашему мнению, наиболее адекватно задачам освоения замерзающих на длительный срок акваторий СЛО, практически чти всегда покрытого дрейфующими ледовыми полями или одиночными ледовыми нагромождениями или же айсбергами.

Лишь большой комплекс всесторонне исследованных разработок могут стать основой серьёзных инновационных и проектных решений на пути создания новых подводно-подлёдных плавучих нефтегазовых средств.

При решении задачи энергетической вооружённости нашего сооружения мы исходили из предположения использования в подводных условиях

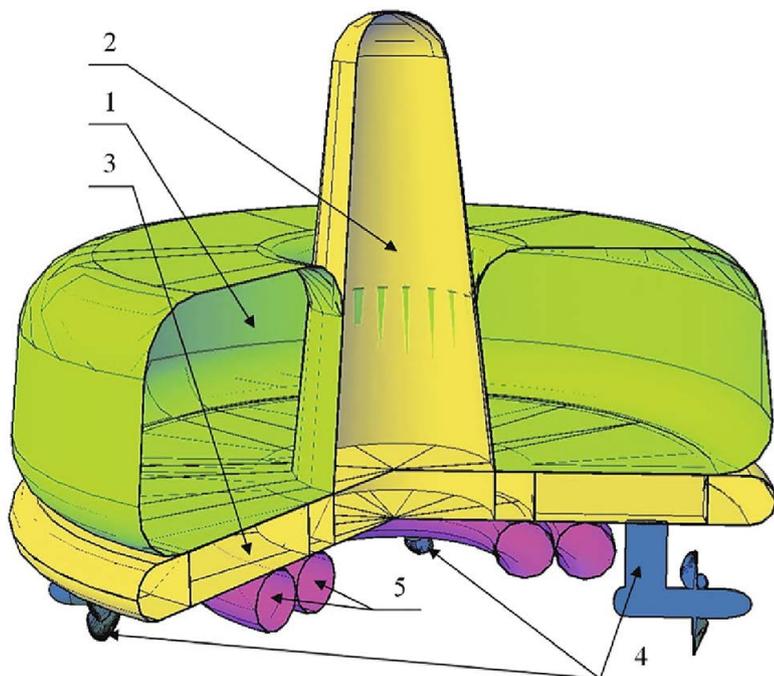
преимущественно современных достижений ядерной энергетики, агрегатами которой по существу оснащён почти весь наш подводный флот, и есть все основания полагать, что все новые арктические ледоколы будут также обеспечены атомной энергетикой. По этой причине мы считаем, что такие энергоёмкие процессы как бурение, регенерация воздуха (для экипажа примерно в 100 чел.), перекачка нефти и компримирование газа могут быть обеспечены атомной электростанцией. Современный уровень судовой ядерной энергетики, безусловно обеспечит бесперебойность энергоснабжения предлагаемого сооружения и его безопасность.

На пути разработки проектных решений особое внимание должно быть уделено созданию технологии подводного бурения, поскольку на современном этапе вся буровая технология в своей значительной части копирует то, что наработано на суше, и так называемая морская технология бурения отличается от сухопутной лишь тем, что появилась водоотделяющая колонна и цементирование скважин (т.е. всех составных частей обсадной колонны) осуществляется до самого устья в отличие от «сухопутных» скважин. При этом следует заметить, что в случае использования погружных платформ конструкция скважин и технология их проходки может практически полностью копировать «сухопутную» технологию, но принципиальные отличия будут заключаться в конструктивной части создания более совершенной технологии дегазации бурового/промыслового раствора и в более плотной компоновке всего бурового комплекса





РИС. 1. Ресурсы технически извлекаемого газа в мире, трлн.куб.м



1 – устьевой модуль, 2 – буровой/добычной модуль, 3 – общеинженерный, энергетический и жилой модули; 4 – двигатели, 5- комплекс регулируемых секционированных балластных ёмкостей тороидальной формы.

из-за ограниченности площади и что не менее важно – ограниченности самого пространства.

Также следует подчеркнуть, что все отдельные технологические узлы бурового и добычного (технологического) комплексов должны быть надёжно изолированы друг от друга во избежание перетоков загазованного воздуха, независимо от насыщенности каждого из отсеков всякого рода газоанализаторами во всех помещениях; более того, во все отсеки, в которых возможна какая-либо утечка газа, должно поступать избыточное по сравнению с обычным составом воздуха количество азота (для предотвращения взрывоопасной концентрации), а весь обслуживающий персонал обязательно должен пользоваться лёгкими заспиными автономными дыхательными аппаратами (своеобразными аквалангами), не мешающими производству штатных операций. Кроме того, в системы вытяжной вентиляции также должен подаваться азот для предотвращения взрывообразования.

Освоение акваторий СЛО не мыслится нами как создание единственного подводного судна, способного решить проблему

освоения нефтегазовых ресурсов океана; параллельно следует создать довольно большой перечень подводных буксиров разной мощности, подводных судов-трубоукладчиков, подводных нефтехранилищ и танкеров различного назначения, а также газозовов сжиженного природного и нефтяного газов, подводных аварийно-спасательных и строительно-монтажных судов, различных судов-снабженцев, судов для подводно-технических работ, подводных кранов, быстроходных пассажирских судов для перевозки вахтенного персонала и др.

Создание предлагаемого комплекса также предполагает:

- создание новой технологии бурения с подводного судна с соответствующим совершенствованием и адаптации ряда узлов буровой техники;
- совершенствование систем наведения для надёжной стыковки подводных судов;
- создание беспилотных робототехнических работ (для укладки темплитов, стыковки темплитов с водоотделяющими колоннами и т.д.);
- совершенствование комбинированных систем

динамического позиционирования (как на заданной точке, так и на задаваемой глубине, а также для поддержания судна строго в горизонтальном положении);

- создание системы подводного сжигания вредных отходов;
- создание системы подводной переработки природного и нефтяного газов в жидкие энергоносители, а также системы сжигания газа с использованием жидкого азота;
- использование новых композиционных материалов вместо традиционных судовых сталей;
- создание новой – подводной технологии покраски судов, находящихся непосредственно на точке эксплуатации;
- совершенствование системы подводного строительства трубопроводов;
- совершенствование системы подводной связи.

Несомненно, перечисленными проблемами не исчерпывается вся глобальная проблема освоения СЛО, сложность которой не уступает проблемам развития космических программ, но, как утверждает патриарх ядерной индустрии академик Ф.М.Митенков в технике «нет нерешаемых задач; есть – нерешённые».

В заключение следует отметить, что значительность затронутых задач существенно превышает реальные возможности наших нефтегазовых компаний, даже таких гигантов как Роснефть и Газпром; эти задачи должно решать наше государство с привлечением всех возможных организаций, прежде всего, судостроительных и нефтегазовых. ●

#### Литература

1. Вайнерман М.М., Эделев О.К. – Подводный буровой комплекс для освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических морей, ж-л «Бурение и Нефть», №8, 2008, с.14.
2. Гусейнов Ч.С., Иванец В.К. – К проблеме освоения арктических углеводородных ресурсов, Труды РГУ нефти и газа им И.М.Губкина, №4, 2011, с.102–108.
3. Гусейнов Ч.С. – Неотложные задачи освоения недр Арктики – инновации в будущее России, ж-л «Управление качеством в нефтегазовом комплексе», №4, 2012
4. Гусейнов Ч.С., Мирзоев Ф.Д. – О необходимости разграничения Северного Ледовитого океана на зоны и разработки этапов их освоения, журнал «Бурение и Нефть» №2, 2013, с. 10–15.

# РАЙЗЕРЫ НА ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: от проектирования до эксплуатации

В процессе эксплуатации морских сооружений, особенно глубоководных, необходимо учитывать воздействие нагрузок от ветра, течения и волнения, поскольку значительную часть времени они непрерывно перемещаются, совершая колебания в различных степенях свободы. В этих условиях большое значение приобретает устойчивая работа райзера, который является одним из важнейших и ответственных узлов общего добычного комплекса, поскольку динамика и поведение подводной части морской буровой и эксплуатационной колонны непосредственно влияют на прочность и динамику ее подземной части. Каково назначение райзеров, каким вопросам необходимо уделять внимание на стадии их проектирования, какие подходы могут быть выбраны для защиты райзеров от опасности воздействия льда?

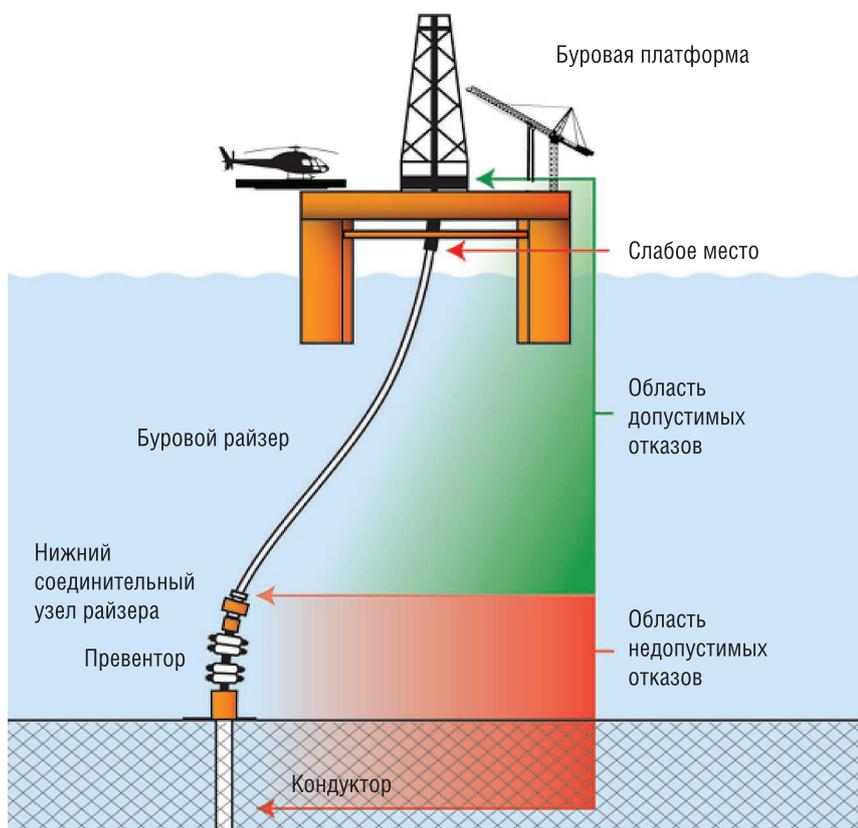
**В.М. Назёров,  
И.Э. Ибрагимов,  
А.Д. Митерева,  
ДОО ЦКБН  
ОАО Газпром**

Райзер (рисунок 1), представляет собой колонну труб, монтируется в натянутом положении для исключения его разрушения в результате потери устойчивости, служит для подсоединения подводных скважин к оборудованию, расположенному на верхних строениях платформы

и используется в следующих операциях:

- спуска инструментов в пробуренную скважину и циркуляции бурового раствора и шлама;
- транспортировки жидкостей и инструментов от плавучих средств и подводных установок (т.е. подводная скважина, темплет, манифольд и т.д.).

РИС. 1. Полупогружная буровая платформа с морской буровой колонной (райзером)

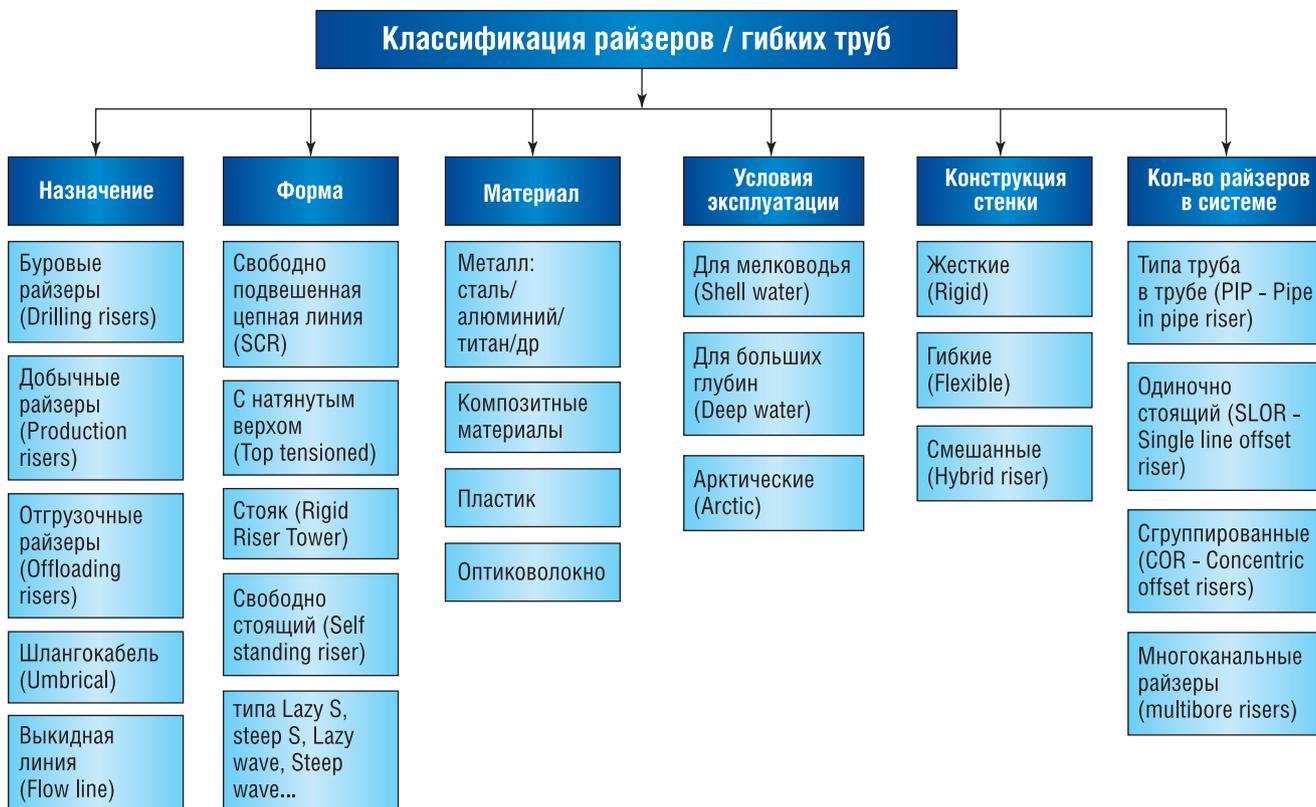


Существуют различные виды райзерных систем (см. рисунок 2, 3), которые отличаются по назначению, условиям эксплуатации, способам интеграции с надводным сооружением и т.д. Райзеры можно классифицировать исходя из следующих основных критериев (см. рисунок 2):

- назначения системы райзеров (буровые, добычные/нагнетательные, отгрузочные/экспортные, для заканчивания скважины, для ремонта скважины);
- конструкции стенки райзера (жесткие/rigid, гибкие/flexible, гибридные/hybrid райзеры);
- формы системы райзеров (свободно подвешенные райзеры/free hanging catenary risers; свободно стоящие райзеры/self standing risers; натянутые райзеры/top tensioned risers; стояки/tower risers; райзеры типа Lazy S, Steep S, Lazy wave, Steep wave, pliant wave, J lay, Reel lay, Tow out; многоканальные райзеры/multibore risers, пучок райзеров на подводном бье/riser bundle with mid-water buoy и т.д.);



РИС. 2. Классификация систем райзеров и гибких труб



- конструкционного материала трубы райзера металлические (стальные, алюминиевые и др.), композитные, оптоволоконные, пластиковые и др.;
- условий эксплуатации системы райзеров (мелководные/shall water, глубоководные/deep water, для арктических условий и т.д.);
- количества и вида соединения райзеров в системе (сгруппированные одноколонные свободностоящие райзеры/ Single line offset riser (SLOR); труба в трубе/Pipe in pipe riser (PIP), сгруппированные райзеры/ Concentric offset riser (COR) и др.).

Конструкция райзеров определяется исходя из технологических показателей (параметры добычи, способ обустройства месторождения и т.п.) и природных условий в месте расположения объектов обустройства (глубина моря, условия окружающей среды и т.п.), поэтому при проектировании райзерной системы учитывают следующие факторы:

- условия эксплуатации и требования к геометрии райзера;
- требования к конструктивной целостности и жесткости;
- характеристики конструкционного материала райзера;

- применяемые системы поддержания конструкции в толще воды, способ крепления;
- экономико-стоимостные показатели.

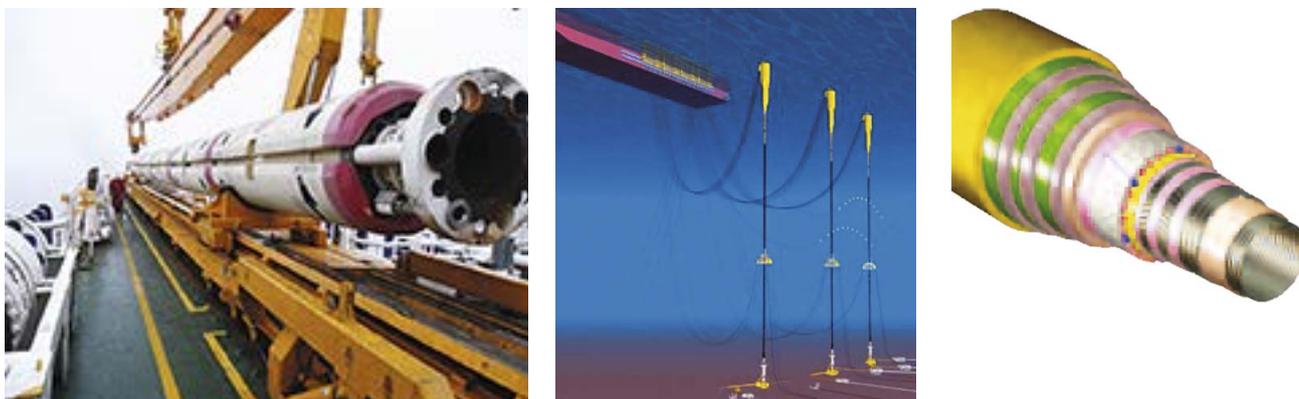
Для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации система райзеров должна проектироваться таким образом, чтобы выдерживать нагрузки на растяжение/сжатие, изгиб, кручение, давление воды и нагрузки от взаимодействия с другими объектами (надводным сооружением, грунтом дна, системами поддержания, ледовыми образованиями и т.д.). Исходя из требований к функциональному назначению и целостности системы райзеров, на стадии проектирования следует уделять внимание таким вопросам, как:

- соответствия законодательным и нормативным требованиям;
- обеспечения надежности и безопасности системы;
- обеспечения функциональных требований;
- обеспечения эксплуатационной пригодности;
- обеспечения условий конструкционной прочности;
- материального исполнения;

- технологичности процессов изготовления;
- системы и последовательности монтажа;
- контроля состояния и ремонту;
- стоимости изготовления и обслуживания.

Райзеры различаются по размерам, конфигурации в поперечном сечении, виду нагружения. В глубоких водах для колонн большой длины требуется достаточная степень натяжения для предотвращения выхода их из строя в результате сжатия, а с увеличением глубины вес райзера и напряжения в нем увеличиваются. Дополнительно к напряжениям на райзер воздействуют изгибающие моменты, вызываемые волнами, морскими течениями и перемещением плавучей платформы. Для поддержания конструктивной целостности каждый райзер должен быть вертикально натянутым. Для исключения разрушения райзеров в результате потери устойчивости используют различные устройства для их натяжения, а также элементы плавучести, которые присоединяют к колонне райзера, или используют добычную буй, поддерживающий райзерную систему в постоянном натяжении при любом волнении моря.

РИС. 3. Разновидности конструкций систем райзеров и гибких труб



Таким образом, системы натяжения райзеров могут быть разделены на две категории: «активные» и «пассивные» системы. Активные системы натяжения райзеров включают гидравлические плунжеры, электромеханические устройства, амортизаторы или другие средства, например, эластомерные пружины.

Эти устройства для натяжения райзеров содержат различные движущиеся части, являются достаточно дорогими и подвержены механическому износу и разрушению, причем разрушение этих частей может вывести из строя всю райзерную сборку, сильно повредить подводное оборудование и / или вызвать подводный выброс с последующим загрязнением и риском повреждения плавучей платформы, ее оборудования и обслуживающего персонала.

При бурении в очень глубоких водах вес секций водоотделяющей колонны может быть весьма большим и система натяжения райзера, сама по себе, не сможет обеспечить достаточного натяжения водоотделяющей колонны для ее поддержания. В этом случае используют «пассивные» системы натяжения.

Для этого к райзерным секциям прикрепляют плавучие устройства, представляющие собой цилиндры, наполненные воздухом, или устройства с вспененным пластиком, которые способствуют эффективной работе системы натяжения. Что касается использования добычного буя для поддержания райзерной системы в постоянном натяжении, то технические решения направлены на упрощение его конструкции, снижение массы за

счет использования подводного основания с улучшенной системой заякоривания добычного буя, а также отдельного, поддерживающего добычу судна, связанного с буюм. При использовании в глубоких водах этот подход и конструктивное решение приводят к экономии капитальных вложений и эксплуатационных расходов.

Поэтому с целью поиска решений по сохранению работоспособности райзеров на глубоководных месторождениях был проведен анализ патентной и технической информации и ниже приведены некоторые технические решения, направленные на сохранение конструктивной целостности райзеров, используемых на глубоководных морских месторождениях. Уделено внимание жестким и гибким райзерным системам, системам для натяжения райзеров и осложнениям от воздействия окружающей среды. Приведенная информация может быть принята во внимание при проектировании обустройства морских месторождений.

Так пассивная система натяжения может помочь в преодолении некоторых негативных моментов, вызываемых активной системой натяжения райзеров. Одна из форм пассивной системы натяжения райзеров включает наличие, по меньшей мере, одного плавучего элемента или плавающей секции, определенной формы, изготовленной, например, из вспененного материала и подсоединенной к верхнему концу морского райзера, которая позволяет ему держаться на поверхности. Использование таких плавучих элементов позволяет снизить количество устройств

для натяжения, размещаемых на самой плавучей платформе. Этот способ является наиболее предпочтительным, поскольку натяжение, создаваемое за счет элементов плавучести, не передается на корпус, тем самым, давая возможность корпусу сооружения поддерживать только свой вес и вес оборудования, размещенного на верхних строениях.

Следует отметить, что ремонт и техническое обслуживание плавучих элементов требует отсоединения райзера от подводного оборудования для извлечения плавучего элемента на поверхность, что влечет за собой прерывание добычи. Кроме этого, присоединение плавучих элементов к райзеру при его сборке с последующим погружением для подсоединения к подводному оборудованию является весьма трудоемкой и длительной по времени операцией.

Ниже приведено краткое описание некоторых из приведенных на рис. 2 райзерных систем, преимущественно используемых при добыче углеводородов из глубоководных месторождений:

1. Свободно стоящий райзер, (позволяет исключить сборку и разборку райзера и/или соответствующего количества натяжных устройств, необходимых в глубокой воде), включает множество элементов плавучести, прикрепленных к райзерной колонне в различных местах, поддерживающих ее в натянутом положении. На верхнем конце свободно стоящего райзера установлено соединительное устройство для его крепления к райзерной надставке, отходящей



от платформы. Надставку спускают и подсоединяют к верхней части свободно стоящего райзера с последующей его фиксацией в натянутом положении. Обычно райзерная надставка располагается метров на двести ниже поверхности воды так, чтобы в случае аварийной ситуации ее можно было отсоединить для предотвращения повреждения свободно стоящего райзера. Райзерная надставка имеет небольшие размеры, быстро демонтируется, занимает мало места при ее хранении на палубе и требует меньше оборудования для ее натяжения.

Наиболее часто свободно стоящий райзер используют при работах, проводимых на подводных скважинах, когда судно, в основном, остается на месте, позволяя подсоединять его к одному устью на определенный период времени, а затем двигаться к другому. Разъединение райзерной надставки от свободно стоящего райзера оказывает минимальное воздействие на судно. Райзер также используется при бурении, ремонтных и внутрискважинных работах.

2. Гибкий райзер, как например, Soflexip или Wellstream, стенки труб которого включают ориентированные стальные ленты вместе с прослойками пластика, что позволяет райзеру быть более гибким по сравнению с обычной стальной трубой. Однако, такие райзеры относительно дорогие и должны заказываться заранее согласно предъявляемым техническим требованиям. Основные преимущества композитных материалов, из которых конструируют гибкие райзеры, – это высокая удельная прочность и жесткость, хорошие усталостные характеристики, легкий вес и коррозионная стойкость.

3. Стальной провисающий райзер похож на трубопровод, один конец которого находится на дне океана. Стальной провисающий райзер устанавливают таким же образом, как и выкидные линии или трубопроводы. Секции труб подсоединяют к стальному провисающему райзеру и укладывают на дно. Установлено, что в очень глубоких водах изгиб стальных провисающих райзеров находится в приемлемом диапазоне из-за относительной глубины воды по отношению к диаметру трубы.

Подвеска (зависание) стальной трубы от судна приобретает форму очень схожую с кабелем в цепной системе заякоривания. Стальной провисающий райзер имеет на дне океана точку крепления и его нижний конец может быть подсоединен к оборудованию, размещенному на дне, такому как сборному манифольду или трубопроводу. По сравнению с гибкими райзерами имеет широкий диапазон размеров для использования в глубоких водах и может составить альтернативу стальным морским райзерам с вертикальным натяжением. Дальнейшее преимущество в том, что его можно монтировать почти в любом месте.

Одной из главных проблем является установка одной или более колонн труб от дна океана до платформы. Один конец колонны труб фиксируют на дне океана, в то время как верхний конец трубной колонны подсоединяют к плавучей платформе (судну), подверженной перемещениям вследствие воздействия сил окружающей среды.

Для ограничения перемещения платформы под действием волны, качки и поворотов вокруг вертикальной оси в диапазоне, приемлемом для стальных провисающих райзеров, используют якорные системы различных типов, такие как цепные подвески, упругие и полупругие якорные системы. Для стальных провисающих райзеров предложена система, которая связана с подбором оптимальных характеристик полупогружной платформы, стальной провисающей райзерной системы и полупругой якорной системы для достижения наименьшего перемещения, которое позволит исключить усталостное разрушение и/или потерю несущей способности конструкции.

Одно из преимуществ настоящего изобретения заключается в конструкции корпуса, способного выдерживать в месте расположения для данных условий окружающей среды большие палубные нагрузки, отвечая на них незначительными перемещениями (вертикальная и килевая качки, вращение). Достигаемые величины перемещений на 20–40% меньше, чем в современных конкурентоспособных проектах корпусов полупогружных плавучих

добычных систем. Форма и соразмерность понтонов и колонн корпуса спроектированы таким образом, чтобы минимизировать вертикальную качку в нормальных и экстремальных морских условиях, тем самым, уменьшая как усталостные, так и экстремальные нагрузки на стальные провисающие райзеры. Корпус описываемой конструкции также обеспечивает большую гидростатическую вращательную остойчивость, снижая квазистатическое вращение, а также килевую качку в штормовых условиях, вызываемую сочетанием установившегося ветра и моментами якорной системы, и дополнительно снижает нагрузку на стальные провисающие райзеры.

Оптимизация системы достигается за счет анализа метеорологических данных на месте расположения месторождения, определения числа и размеров стальных провисающих райзеров, нахождения внешней границы перемещений для предотвращения выхода из строя райзеров и оптимизации комбинации формы корпуса полупогружной платформы, полупогружной якорной системы и стальных провисающих райзеров для поддержания перемещений полупогружной платформы внутри внешней границы, безопасной для указанных райзеров. Основными видами повреждений райзера, но данным мировой практики, являются:

- отклонения профиля райзера от запроектированного, в т.ч. вызванное отрывом промежуточной поплавок, полной или частичной потерей его плавучести;
- механическая деформация и повреждения конструктивных элементов такелажной оснастки райзера, в т.ч. чрезмерный износ деталей крепления гибкого шланга к промежуточной плавучести;
- повреждение антикоррозионного покрытия конструктивных элементов райзера;
- потеря анодов катодной защиты конструктивных элементов такелажной оснастки райзера;
- коррозия конструктивных элементов райзера;
- механическое повреждение тела райзера, например, вследствие соударения с ледовыми образованиями типа осколков битого льда и т.п.

Глубоководные морские райзерные системы подвержены агрессивному воздействию окружающей среды, поскольку во время работы находятся в двух зонах: волновой и глубоководной.

Волновая зона (приблизительно 100 м от поверхности воды) характеризуется непрерывным движением и соответствующими силами, действующими на судно и райзеры, вызванными ветром, приливами и течениями. Эти постоянные перемещения вызывают усталостные напряжения, особенно в жестких райзерах, проходящих через волновую зону (для использования в этой зоне лучше подходят гибкие райзеры).

Глубоководная зона (приблизительно 300 м от поверхности воды и глубже) характеризуется существенным гидростатическим давлением, которое должны выдерживать райзеры. Предпринимались попытки использования отдельных типов райзеров и их сочетаний для работы в названных зонах. При этом отмечены недостатки и ограничения использования гибкой райзерной системы; так её основное ограничение в том, что райзеры должны иметь небольшие внутренние диаметры, чтобы выдерживать гидростатическое давление и высокие растягивающие нагрузки в глубоководной зоне.

Использованию райзерной системы SCR (стальной провисающий райзер), в которой стальная труба укладывается по дну и мягко изгибается вверх с подвесной частью, проходя через волновую зону, и подсоединяется к плавучему средству на поверхности, присущи следующие недостатки:

- плавучее средство должно выдерживать вес этой райзерной системы;
- для противостояния влиянию волновой зоны райзеры должны иметь большую толщину стенки, что приводит к увеличению их массы;
- райзеры подвергаются усталостным нагрузкам, которые могут повлечь за собой проведение крупных и дорогостоящих ремонтных работ из-за глубин, на которых придется их проводить.

Предложена райзерная система, устраняющая вышеназванные недостатки, включающая два райзера разного типа, один из

которых способен противостоять постоянным и меняющимся силам и перемещениям в волновой зоне, другой – выдерживать гидростатическое давление в глубоководной зоне, и два способа их использования. Первый способ относится к, так называемой, гибридной райзерной колонне, состоящей из жесткой части, расположенной вертикально относительно морского дна, и гибкой, которая состоит из гибких соединительных труб (от верха жесткой части до судна). Для поддержания жесткой части гибридной райзерной колонны в относительно вертикальной позиции обычно используют погружной буй.

Другая система, состоящая из райзеров двух типов, включает стальные провисающие райзеры и гибкие соединительные трубы, используемые для сообщения между морским дном и поверхностью. В этом способе используют погружной буй для поддержания верхнего конца жесткой (SCR) части в месте, значительно ниже волновой зоны. Гибкие соединительные трубы распространяются от верха жесткой части SCR до плавучего средства на поверхности.

Таким образом, один из вариантов системы для транспортировки жидкости на шельфе при добыче углеводородов может включать: гибридную райзерную колонну, установленную вертикально относительно морского дна до места, расположенного значительно ниже волновой зоны; устройство для регулирования плавучести, подсоединенное к верхнему концу гибридной райзерной колонны, способное поддерживать ее практически в вертикальном положении; один или более

райзеров, поднимающихся вверх от морского дна и прикрепленных к устройству для регулирования плавучести; одну или более гибких соединительных труб от устройства для регулирования плавучести до добычного оборудования, расположенного на поверхности, что позволяет производить транспортировку жидкости между гибкими соединительными трубами, гибридной райзерной колонной и стальным провисающим райзером.

Также следует отметить, что для российского шельфа актуален вопрос применения райзеров на глубоководных месторождениях в арктических морях. В этих случаях при проектировании райзерных систем следует рассматривать возможность взаимодействия райзера со льдом.

Если в качестве объекта обустройства морского месторождения используется плавучая или стационарная платформа того или иного типа, то морской лед может оказывать на систему райзеров, соединяющих подводные устья скважин с корпусом (палубой) платформы, косвенное и прямое воздействие.

Косвенное воздействие связано со смещением плавучей платформы (например, корабельного типа, FPU – Floating Production Unit) в целом, вызванное действием льда на корпус платформы, которое передается райзеру как элементу системы обустройства месторождения (рис. 4). Необходимо отметить, что такое косвенное воздействие природных факторов имеет место и в безледных условиях – оно порождается воздействием волн, течений и ветра и учитывается при проектировании. Например, на месторождении Lufeng 22-1 в Южно-Китайском море

РИС. 4. Концептуальный проект FPU для ледовых условий





РИС. 5. Добычная платформа типа «джекет» с ледостойкими райзерами (залив Бохай, Китай)



эксплуатируется FPU «Munin», для которого проектом предусмотрено отсоединение райзерной системы и системы якорей в случае приближения мощных тайфунов во избежание их повреждения.

Наибольшую опасность в случае ледовых условий представляют айсберги и крупные ледовые образования, такие как торосы. Столкновение с ними может привести как к повреждению корпуса платформы, так и к чрезмерному горизонтальному смещению узла крепления райзера к корпусу, что может вызвать повреждение или полное разрушение самого райзера. Обе ситуации ведут к нарушению технологических процессов и представляют угрозу общей безопасности при разработке месторождения.

Поэтому при проектировании обустройства месторождения предусматриваются определенные степени защиты и предупреждения ледовых воздействий на сооружение, как, например, мониторинг ледовой обстановки и активное воздействие на айсберги.

Для стационарных платформ в ледовых условиях возможно применение подхода, при котором райзер конструктивно проектируется с такими параметрами, которые обеспечивают его несущую способность при непосредственном воздействии ледового покрова, другими словами – в условиях прямого воздействия льда райзер проектируется «в ледовом исполнении». Практическим примером могут служить добычные платформы типа «джекет»

(рис. 5), применяемые в заливе Бохай (северо-западная часть Желтого моря). На фотографии видно, что отсутствует какая-либо конструктивная защита райзеров, вследствие чего они сами противостоят непосредственному воздействию дрейфующего льда.

На практике применяется и другой подход, когда «неледостойкие» райзеры размещаются внутри некоторого внешнего защитного ледостойкого корпуса. Примером может служить платформа Кравцовская (конструкция типа «джекет»), с 2004 г. добывающая нефть в Балтийском море (рис.6).

А, например, в гравитационной платформе Лунская (проекте «Сахалин-2») райзеры помещены внутри одной из опорных колонн, поддерживающих интегральную

палубу с технологическим оборудованием (рис. 7).

Таким образом, при проектировании райзерных систем для акваторий с ледовым режимом могут быть выбраны различные подходы для защиты райзеров от опасности воздействия льда, которое может быть прямым и (или) косвенным. Для выбора оптимального варианта необходимо оценить соответствующие риски с качественной и количественной точек зрения.

В свою очередь прямое воздействие льда на систему райзеров является актуальным для российского шельфа в случае использования на месторождении плавучего сооружения корабельного типа, FPU (рис. 4), при наличии ледовых условий. В частности, такой вариант

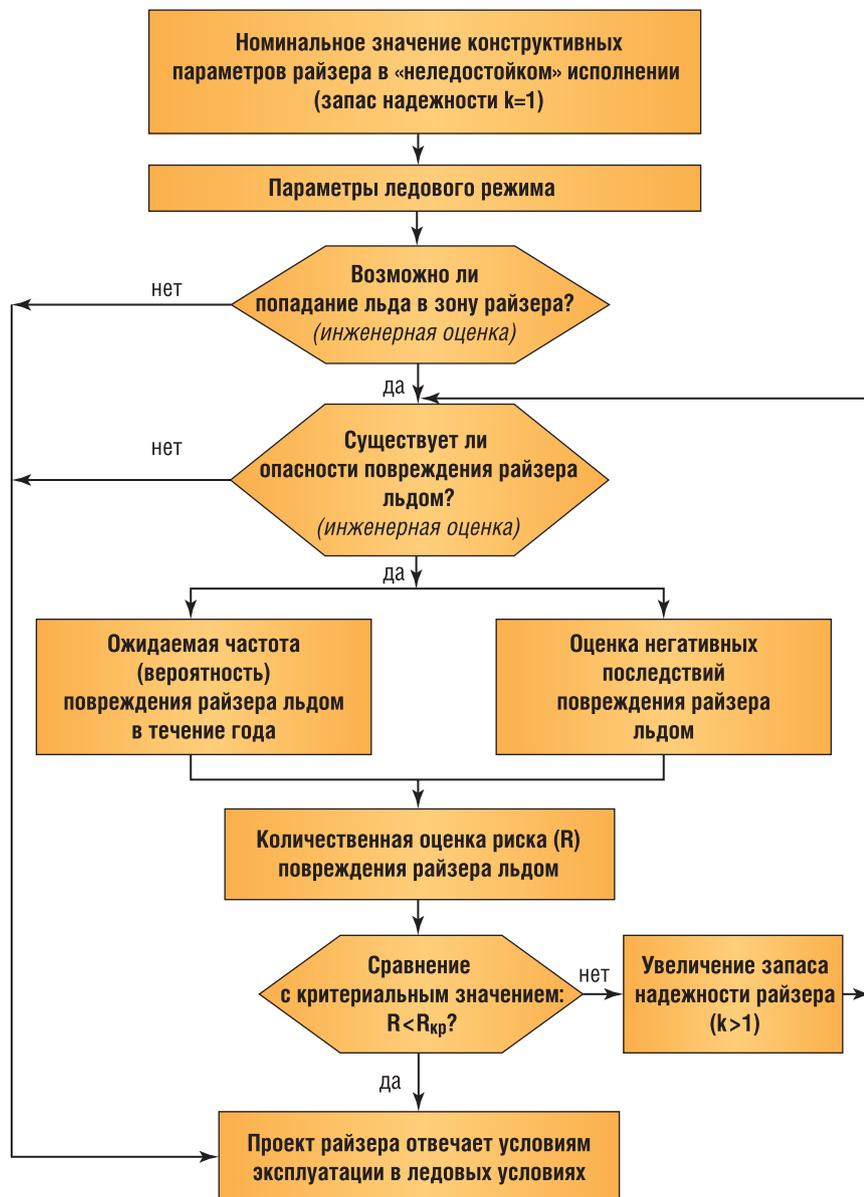
РИС. 6. Добычная платформа Кравцовская типа «джекет» с противоледной защитой райзеров (слева)



РИС. 7. Платформа «Лунская-А» (проект «Сахалин-2»)



РИС. 8. Алгоритм оценки воздействия льда на райзерную систему



рассматривается как основной при освоении Штокмановского газоконденсатного месторождения. При этом, с одной стороны, воздействие льда на уровне воды воспринимается корпусом FPU, и поэтому воздействие льда на райзер является косвенным. Но с другой стороны, поскольку существует возможность попадания обломков разрушенного ледяного покрова под днище судна, то имеется опасность реализации и механизма прямого (непосредственного) воздействия льда на систему райзеров.

Опасность прямого воздействия льда на райзеры возрастает в случае ледовых полей высокой сплоченности, появление которых вероятно в арктических акваториях. Рассмотрим следующий

типичный сценарий воздействия ледяного поля на корпус плавучей платформы. Ровный сплошной лед под действием внешних сил (течение, ветер) надвигается на сооружение и разрушается, взаимодействуя с корпусом, что приводит к образованию битых ледяных полей вокруг платформы. При этом возникает опасность того, что образующиеся обломки могут оказаться в области райзеров и создать угрозу целостности и работоспособности системы райзеров.

На рисунке 8 предлагается алгоритм, который описывает методику анализа ледового воздействия на систему райзеров (отметим, что методика применима и в случае стационарных платформ, а не только плавучих).

Предложенная схема основана на вероятностном подходе, учитывает фактор случайности при возникновении ледовых угроз и позволяет определить надежность райзерной системы, эксплуатируемой в ледовых условиях.

Методика выбора конструктивных параметров райзерной системы по критерию допустимого риска имеет итерационный характер и основана на последовательном анализе риска райзерной системы при данных конструктивных параметрах. В качестве рекомендаций по способам и средствам защиты райзеров от ледовых воздействий при условии значительной вероятности повреждения райзеров льдом или неприемлемых значениях риска повреждения райзера льдом можно отнести следующее:

1. Принятие организационных мероприятий по исключению попадания опасных ледовых образований в зону расположения райзера.

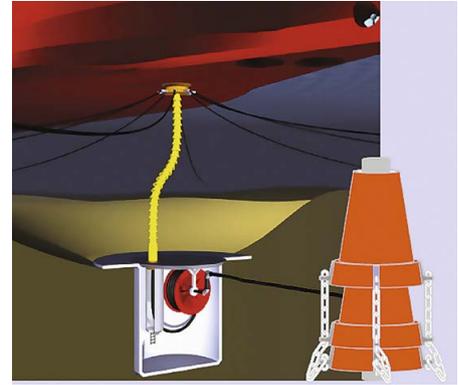
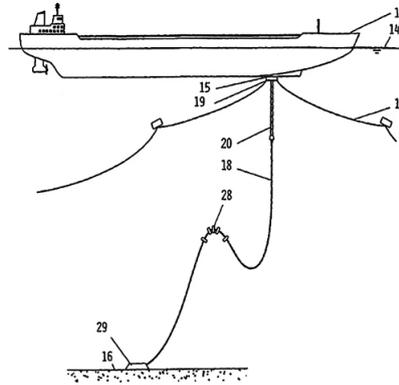
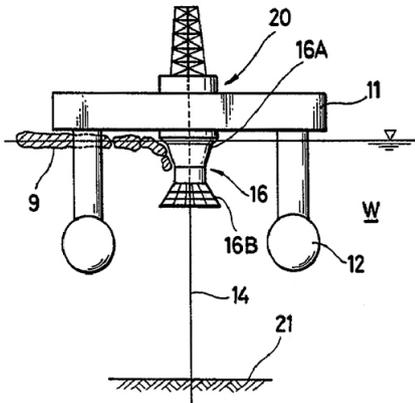
Примерами таких мероприятий может служить мониторинг ледовой ситуации в регионе и средства оперативного реагирования на обнаруженную угрозу с применением мер по активному воздействию на ледовые образования (оттаскивание крупных массивов льда, разбиение льда снарядами или лебедками и т.п.). Подобные мероприятия по мониторингу более крупных ледовых образований, например, айсбергов, уже нашли свое практическое применение в качестве мер обеспечения безопасности морских сооружений. Например, добывающее судно на месторождении Terra Nova обеспечено системой мониторинга айсберговых угроз, а также системой аварийного отсоединения судна, для отхода с места установки в безопасный район при внезапном возникновении или чрезвычайных айсберговых угрозах.

2. Применение специальных технических средств в конструкции райзера, которые препятствуют или ограничивают взаимодействие райзера с опасным льдом.

Примерами таких технических средств могут служить решетчатые или цепные конструкции, расположенные в верхней опасной зоне либо на всем протяжении райзера. Исследования в области защиты райзеров ото льда уходят



РИС. 9. Запатентованные технические средства защиты райзеров ото льда



корнями еще в 80-ые года прошлого столетия. На рисунке 8 приведены примеры возможных технических средств защиты райзера ото льда.

3. Упрочнение основного тела райзера за счет введения дополнительного коэффициента запаса материала или прочности конструкции райзеров, исходя из расчетов для предельных состояний при возникновении наиболее вероятных опасных ледовых нагрузок.

## Выводы

Предложенные технические решения предназначены для использования в основном, в незамерзающих морях, но целый ряд приведенных решений, особенно в глубоководной зоне, может быть принят во внимание и использован при обустройстве морских месторождений на арктическом шельфе.

Для транспортировки продукции подводных скважин до плавучих средств подготовки рекомендуется использовать системы жестких, гибких и комбинированных райзеров.

Для поддержания райзеров в рабочем положении используются системы натяжения, которые подразделяются на «активные» и «пассивные», а также может быть использована их комбинация.

Использование системы гибридных райзеров позволяет сохранить их работоспособность в волновой и глубоководной зонах.

При проектировании райзерных систем для акваторий с ледовым режимом могут быть выбраны различные подходы для защиты райзеров от опасности воздействия льда:

- в ледовом исполнении;
- внутри внешнего защитного ледостойкого корпуса;
- в одной из опорных колонн.

Сохранение несущей способности стальных провисающих райзеров может быть достигнуто подбором и оптимизацией комбинации характеристик полупогружной платформы, стальной подвесной райзерной системы и полупругой якорной системы с учетом результатов анализа метеорологических данных в месте расположения месторождения. ●

## Литература

1. Папуша А.Н. Проектные решения для морских нефтегазовых технологий освоения углеводородных месторождений в Арктике. Вестник МГТУ, том 13, №4/1, 2010 г. стр.764-779.
2. Особенности нормирования требований к проектированию морских райзеров на российском континентальном шельфе/ Ибрагимов И.Э., Квасняк А.Д.// Труды 9-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2009). 15-18 сентября 2009 года. Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2009. – Т.2 – с.202–205.
3. Bai Y. Elsevier ocean engineering book series. Volume 3. Pipelines and risers: 2001- 498p.
4. Особенности стандартизации морских райзеров на российском континентальном шельфе/ Кершенбаум В.Я., Ибрагимов И.Э., Квасняк А.Д. // Сборник тезисов докладов Восьмой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности», Москва, 6-9 октября 2009г. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. – с.8.
5. Pat. 4657439 US, E 21 B 19/00. Buoyant member riser tensioner method and apparatus. / Petersen William H (US); Priority date 1985.12.18. Publication date 1987-04-14.
6. Pat.2191229 GB, E21B43/01, E21B/017 Offshore hydrocarbon production system /Bell Hugh Malcom Ian; Ash John; Priority date 1986.03.24. Publication date 1987-12-09.
7. Pat. 6336421 US, B 63 B 35/44, E 21 B 19/00. Floating spar for supporting production risers. / Fitzgerald John A (US), Skeels Harold B (US); Priority date 1998.07.10. Publication date 2001-08-16.
8. Pat. 3017934 US, E 21 B 15/02, 17/01, 43/01,15/00. Casing support. / Rhodes Aaron D, Hal Stratton (US); Priority date 1955.09.30. Publication date 1962-01-23.
9. WO 0247970, B 63 B 1/10, 9/00, 21/50, 35/44, E 21 B 43/01. Low motion semisubmersible floating production system. / D Sousa Richard Bartholomew (US), Kelly Patrick James (US), Barton David Leslie (US), Greiner William Lewis (US); Priority date 2000.12.15. Publication date 2002-06-20.
10. Pat. 2768457 FR, B 63 B 21/27, 22/04, 35/44, E 21 B 17/01, 17/00. Device for hybrid riser for the sud-sea transportation of petroleum products. / Thiebaud Francois (FR), Alliot Vincent (FR); Priority date 1997.09.12. Publication date 1999-03-19.
11. Pat. 6062769 US, E 02 D 27/04, E 21 B 17/01, 17/00.Enhanced steel catenary riser system. / Cunningham Christopher E (US); Priority date 1999.08.06. Publication date 2000-05-16.
12. Pat. 5639187 US, E 21 B 17/01, 43/013, 43/017,17/00. Marine steel catenary riser system. / Mungall John Christian Hartley (US), Garrett David Loyd (US), Alexander Charles H (US); Priority date 1994.10.12. Publication date 1997-06-17.
13. Application US20030627006, E 21 B 17/01, 43/01. Hibrid tension-leg riser. / Wilson W Brett (US); Priority date 2003.07.25. Publication date 2004-07-08.
14. Проектирование технических средств для освоения шельфа. Группа компаний Морские и нефтегазовые проекты, 2005.
15. Loset S. 2005. Field offloading and tankering in ice/ Research report. NTNU. Trondheim
16. Q.J. Yue and L. Li, Ice problems in Bohai sea oil exploitation. В кн.: Proc. 17th Int. Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC'03), Trondheim, Norway, June 16-19, 2003.
17. Сайт ЦКБ «Копалл», url: <http://www.cdbcorall.com/3/31/>
18. Сайт компании «Сахалин Энерджи», url: [http://www.sakhalinenergy.com/en/imagegallery.asp?p=imggal\\_main&s=25](http://www.sakhalinenergy.com/en/imagegallery.asp?p=imggal_main&s=25)
19. Квасняк А.Д. Диссертационная работа. Совершенствование нормативной базы стандартизации систем райзеров для российского арктического шельфа. Москва 2010.
20. Pat. 7927041 US, E02D5/60, E21B17/01. Deep water flexible riser protection./Bannemaire Basile (NO); Gudmestad Oved T (NO); Loset Sveinung (NO); Priority date 2002.12.27. Publication date 2006-08-10.
21. Pat. 4657439 US, B63B27/34, E21B17/01, B63B21/50. Protection means for flexible riser/ Loset Sveinung (NO); Gudmestad Oved T (NO); Priority date. 2002.09.24. Publication date 2006-02-23.
22. Pat. 4505618 US, B63B1/10, B63B35/44, E02B17/00. Marine riser protector for use on offshore oil drilling rigs in icy waters./ Yashima Nobuyoshi [JP]; Priority date 1982.10.22. Publication date 1985-03-19.

# ПОЗДНЯЯ СТАДИЯ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Александр Панарин,**  
начальник отдела разработки  
месторождений  
ООО «Газпром нефть шельф»  
Кандидат геолого-  
минералогических наук,  
заслуженный геолог РТ

Вступление большинства крупных и средних по запасам месторождений России в позднюю стадию разработки позволяет произвести оценку эффективности их эксплуатации, состояния охвата выработкой пластов и залежей, уточнить структуру остаточных запасов, наметить мероприятия по вовлечению их в активную разработку с целью достижения запланированной нефтеотдачи. Одной из основных составляющих решения данной проблемы является доизвлечение остаточной нефти из заводненных, не полностью выработанных коллекторов, включая водонефтяные зоны.

Другими важнейшими проблемами, возникающими на этом этапе разработки месторождений, являются вопросы экономического и экологического характера.

Продление рентабельного срока эксплуатации и снижении экологической нагрузки на

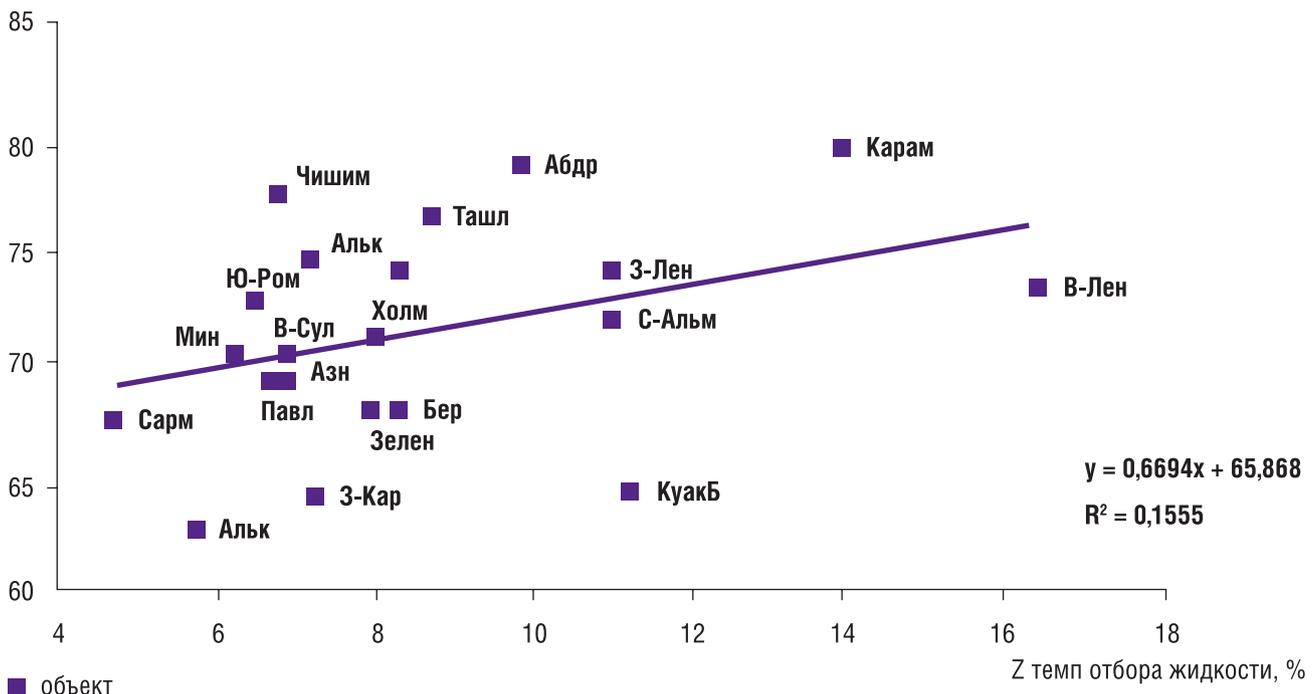
природную среду в поздний период разработки месторождений выходят на передний план. Лишь комплексное решение этих вопросов способствует достижению поставленных целей.

Только радикальный, инновационный подход, направленный на коренное изменение технологии разработки, создает предпосылки для достижения запланированного коэффициента нефтеизвлечения со снижением эксплуатационных расходов и негативного воздействия на природную среду.

В качестве примера можно привести опыт ОАО «Татнефть», где в 1986 году сделан кардинальный переход от экстенсивного к интенсивному методу разработки месторождений. Этот переход опирался на положения технологии оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП). Данная технология создавалась на базе многолетних

РИС. 1

% отбор от НИЗ





исследований (около 30 лет), проводимых коллективом ученых и специалистов Казанского университета под руководством профессора Н.Н. Непримерова. В основе технологии ОВНП лежат выявленные закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта от величины пластового давления, прилагаемой депрессии и репрессии, химического состава закачиваемых вод, температурных изменений, а также качественно нового информационного обеспечения.

Технология базируется на новой модели фильтрации и новом математическом аппарате: на смену механической модели сплошной среды пришла физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики. Она учитывает релаксационный характер фильтрации аномальных жидкостей с конечной скоростью распространения возмущения в пласте.

Экспериментально открыто и теоретически обосновано новое явление критической фильтрации в добывающих скважинах и сверхкритической – в нагнетательных. Основными постулатами технологии ОВНП являются:

- Разработка месторождений должна осуществляться при пластовом давлении равном начальному. Отклонение давления

в любую сторону приводит к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН).

- Депрессия на пласт не должна превышать критических значений. В обводненных скважинах это приводит к резкому увеличению обводненности из-за разной скорости распространения возмущения по нефтенасыщенной и заводнённой части пласта.
- Репрессия на пласт выше критической допустима, но должна быть обоснована по гидродинамическим и экономическим критериям.
- Качественно более совершенное информационное обеспечение, основанное на постоянном мониторинге межскважинных интервалов с помощью фильтрационных волн давлений (ФВД), определяющих изменение комплексных параметров выработки пластов: гидро- и пьезопроводности в чистом виде (в отличие от импульсных методов исследований КВУ и КВД).

По вопросу о темпах отбора жидкости существует несколько точек зрения. Одни исследователи ратуют за форсированный отбор и высокие темпы, другие – за более умеренные и низкие темпы отбора жидкости.

Анализ эксплуатации 20-ти длительно разрабатываемых площадей супергигантского Ромашкинского месторождения

позволяют сделать следующие выводы.

Темпы отбора жидкости к концу основного периода разработки колебались в пределах от 4,5% (Сармановская) до 16,5% (Восточно-Ленинградская). При этом коэффициент нефтеотдачи к концу 3 стадии разработки составляет от 65% до 80% от НИЗ и не зависит от темпа отбора жидкости (рис. 1). Обводненность же продукции и накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) имеют тесную корреляционную связь (рис. 2 и рис. 3). При увеличении темпа отбора по отдельным площадям с 4,5% до 16,5% к завершению основного периода разработки обводненность возрастает с 65% до 90%, а ВНФ – с 0,5 до 1,2–1,7 т.е. в 3 раза.

Аналогичные результаты получены и по блокам разработки девонских объектов НГДУ «Альметьевнефть». До 1985 года наблюдалось неуклонное наращивание объемов добываемой жидкости и закачки воды при ежегодном росте обводненности на 2–3% и темпах падения добычи нефти на 10–12% в год. Соотношение нагнетательных к добываемым скважинам составляло 1:4,6, обводненность продукции достигла 85,2% при отборе 78% от НИЗ, давление нагнетания в системе ППД составляло 16,5МПа, забойное давление в зоне отбора находилось на уровне

РИС. 2

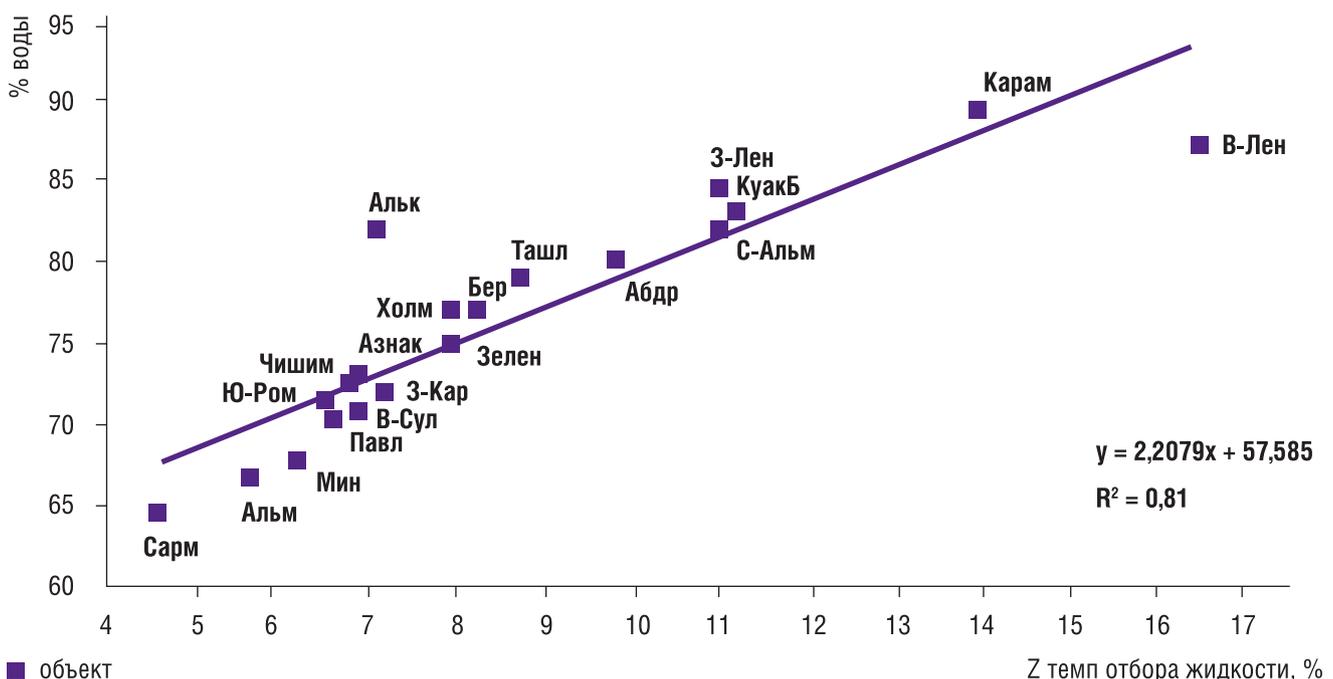
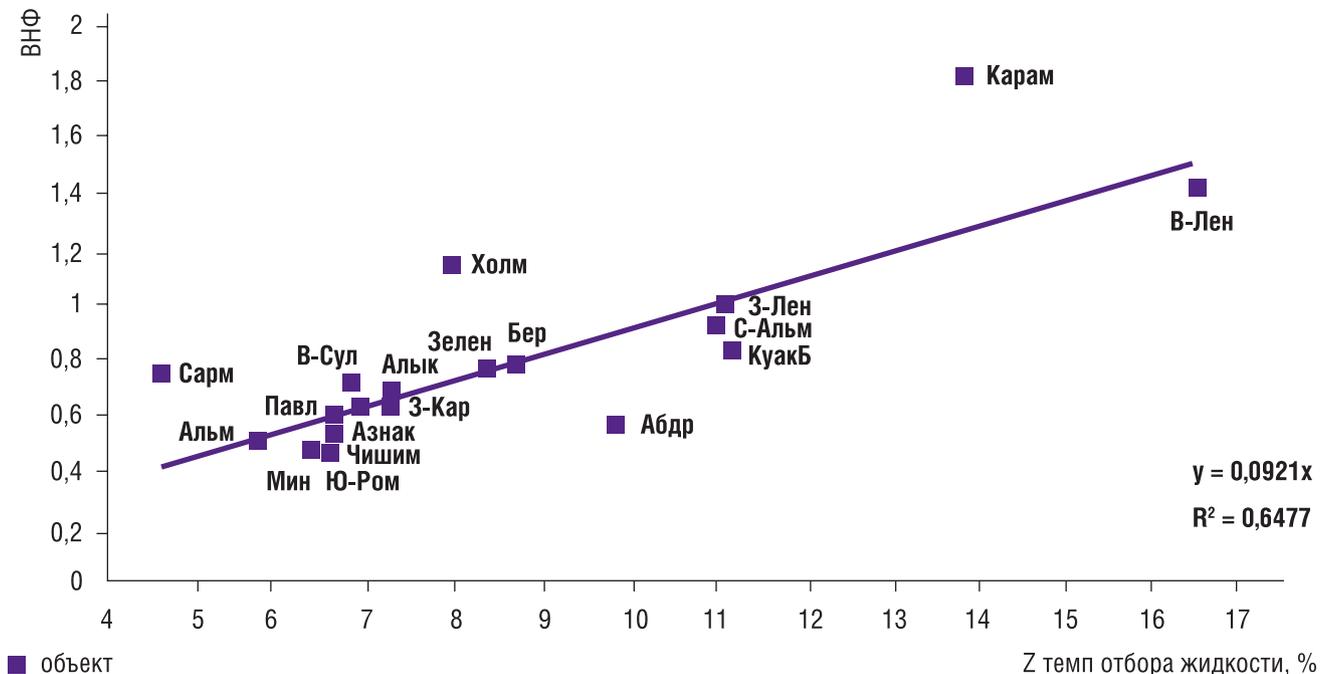


РИС. 3



ниже давления насыщения (7,0МПа). Изношенная система водоводов ППД выполненная в не антикоррозийном исполнении, при эксплуатации на высоких давлениях нагнетания приносила многочисленные порывы и разливы агрессивных попутных вод, что приводило к засолонению родников и поверхностных водоисточников. Аналогичная ситуация сложилась

и в других нефтегазодобывающих предприятиях объединения «Татнефть».

Практическая реализация постулатов ОВНП в ОАО «Татнефть» началась в 1986 году, когда большинство объектов разработки вступило в позднюю стадию разработки.

При снижении отбора жидкости и закачки воды более, чем в 2 раза

и сохранением обводненности на уровне 83% по девонским объектам Ромашкинского месторождения достигнута стабилизация добычи нефти и даже её рост, ежегодное потребление электроэнергии сократилось с 7 млрд.кВт\*ч до 3 млрд.кВт\*ч. Еще более значимые результаты получены по НГДУ «Альметьевнефть», где объем отбора жидкости и закачки

РИС. 4

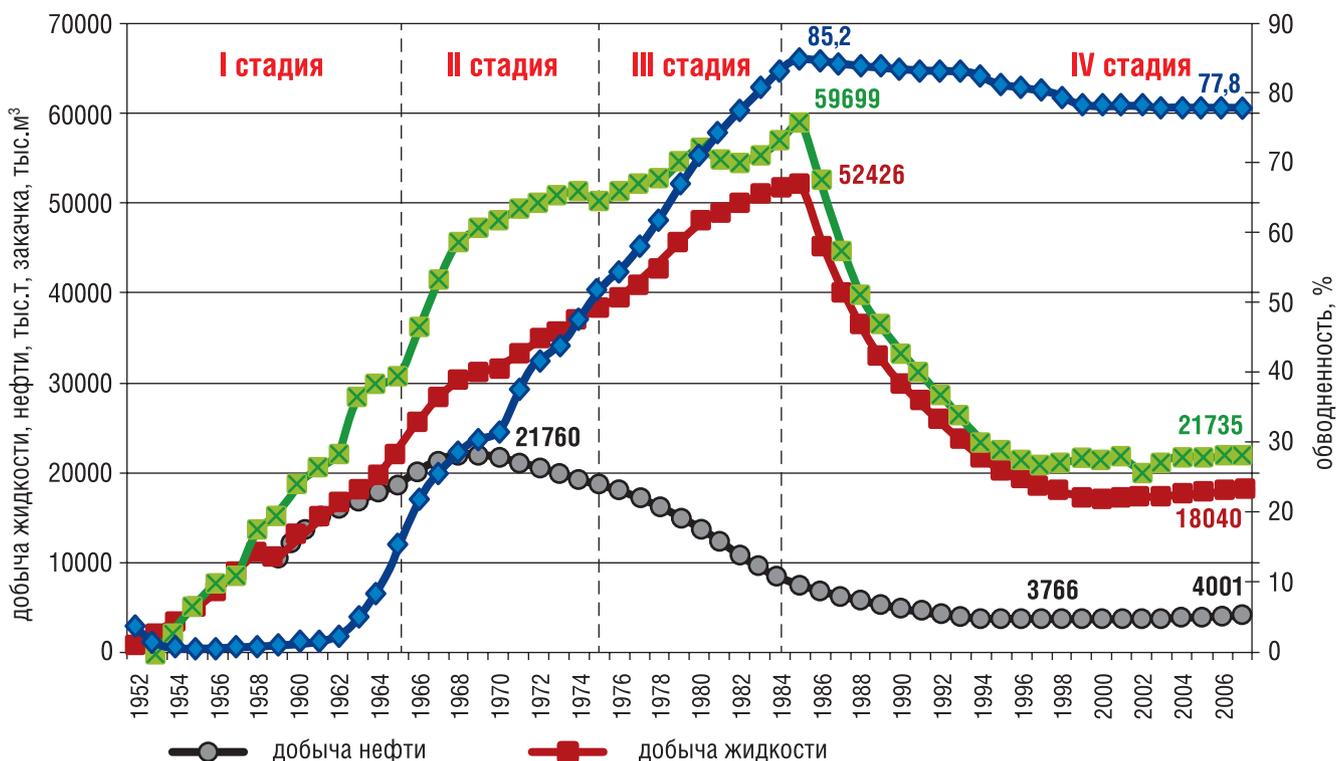
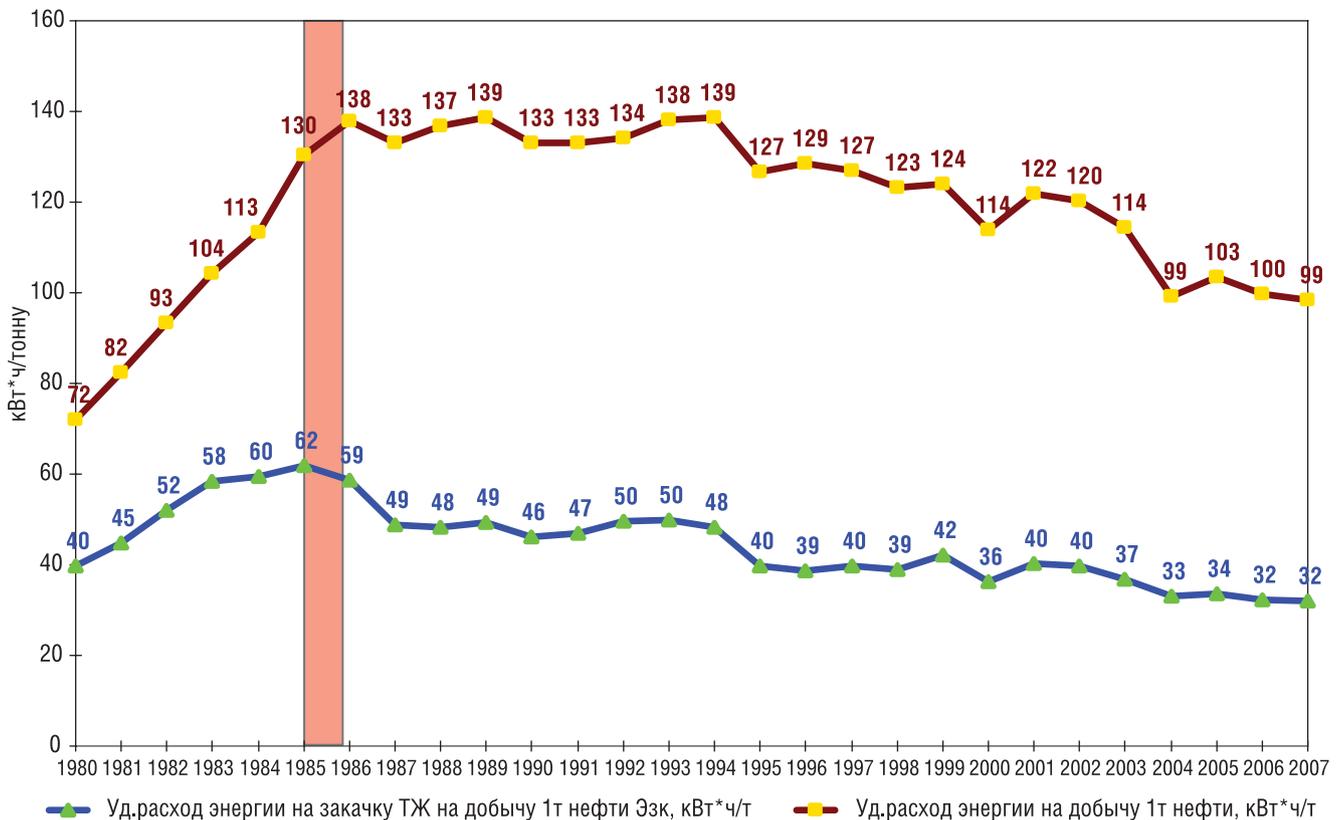




РИС. 5



сократился в 3 раза, обводненность снизилась с 85,2% до 77,8%.

Соотношение нагнетательных и добывающих скважин уменьшилось в 3 раза до 1:1,5, за счет чего давление на устье нагнетательных скважин упало с 16,5 до 12,0 МПа. В добывающем фонде скважин депрессия на пласт снижена на 2,5 МПа. Таким образом общее снижение перепада давления между зонами закачки и отбора составило 7 МПа. При сокращении добывающего и увеличении нагнетательного фонда благодаря выравнивания пластового давления и приближения его к начальному, вовлечению в активную разработку слабо дренирующих запасов достигнут рост добычи нефти с 3,8 млн.т. в 1996 году до 4,2 млн.т. в 2012 году.

Динамика технологических показателей объектов разработки НГДУ «Альметьевнефть» приведены на (рис.4).

Существенное снижается, также энергоемкость процесса нефтедобычи: годовое потребление электроэнергии упало с 1,02 до 0,4млрдкВт\*ч, удельный расход на добычу 1 тонны нефти сокращен в 1,4 раза, а на закачку в 2 раза при ежегодном росте этих показателей

на 5–10% до внедрения энергосберегающей технологии разработки ОВНП (рис.5).

Прогнозный водонефтяной фактор по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть» ожидается на уровне 2 против 4 по традиционной технологии, кроме этого удалось обеспечить прирост 35млн.т. извлекаемых запасов за счет увеличения КИН и существенно улучшить состояние родников и поверхностных водоисточников.

По данным В.Н. Щелкачева ожидаемый ВНФ по большинству месторождений Западной Сибири составит не менее 7–9 единиц. Закачка огромных масс поверхностной холодной воды значительно нарушает начальный режим продуктивных пластов. Снижение пластовой температуры наряду с отклонениями пластового давления от начального, применение высоконапорных насосов в добыче и системе ППД, обеспечивающих не оптимальное давление на забоях скважин, существенно сказывается на уменьшении прогнозного КИН. Если в 1970 году по ХМАО КИН прогнозировался на уровне 0,36, то в 2010 году – лишь 0,27. При отборе 53,8% от НИЗ обводненность продукции достигла 86,8%, что

ставит под сомнение достижение проектной нефтеотдачи.

Благополучие любой нефтяной компании определяется отношением к «старым», зрелым месторождениям, вступившим в позднюю стадию разработки. Именно они будут определять будущую величину нефтеотдачи, объемы операционных затрат, рациональное использование созданной инфраструктуры, занятость населения. Изменение стратегии разработки месторождений на поздней стадии позволяет решить задачу продления рентабельного срока эксплуатации, а также существенно снизить нагрузку на окружающую природную среду. ●

#### Литература

1. Непримеров Н.Н., Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов – Казань: издательство КГУ; 1978; С. 215.
2. Непримеров Н.Н., Десятилетнее собрание научных и литературных трудов-Казань: Центр инновационных технологий; 2004; – том 4.5.
3. Панарин А.Т., Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений на базе энергосберегающей технологий. Нефтяное хозяйство. 1992; №2; С.8–9.
4. Панарин А.Т., Роль новых технологий в повышении эффективности разработки месторождений. Георесурсы. 2010; №4 (36); С.33–34.

# ПРИМЕНЕНИЕ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ



**Геннадий Ярыгин,**  
Председатель Совета директоров, научный руководитель фирмы  
Доктор технических наук, профессор,  
ЗАО «Научно-производственная фирма «ДИЭМ»



**Григорий Вильчек,**  
Заместитель начальника управления промышленной и экологической безопасности  
Кандидат географических наук,  
ЗАО «Научно-производственная фирма «ДИЭМ»

Стратегическая экологическая оценка (СЭО) – это оценка вероятных экологических и социально-экологических последствий реализации стратегических решений (планов, программ развития региона или отрасли). Упреждающее проведение СЭО – методический инструмент, пока еще мало распространенный в России, однако уже более десятилетия активно развиваемый и внедряемый в европейских странах. Проведение СЭО является обязательным в соответствии с международными стандартами – Протоколом (Киев, 2003) по стратегической экологической оценке к Конвенции Европейской Экономической Конвенции ООН об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Эспо, 1991); Директивой Европейского Парламента 2001/42/ЕС об оценке воздействия некоторых программ и планов на окружающую среду, 2001). Более того, СЭО предоставляет средство для достижения поставленных ООН Целей развития на тысячелетие, принятых всеми странами мира и ведущими всемирными институтами развития на генеральной Ассамблее ООН в 2000 году. Значение СЭО в контексте сотрудничества в целях развития подчеркивается и другими международными конференциями и соглашениями, такими как Парижская Декларация по повышению эффективности внешней помощи (2005 год), которая обязывает доноров и страны партнеры «развивать и применять общие подходы при проведении стратегических оценок окружающей среды» (OECD, 2012).

Стратегическая экологическая оценка проводится применительно к программам, планам

хозяйственной деятельности на ранних этапах их формирования. Кроме того, в ряде европейских стран (Норвегии, Германии, Болгарии, Словении и др.) СЭО используется для экологической оптимизации пространственных планов – от локального до национального уровня, зонирования территорий по видам перспективного использования (например, выделения кластеров промышленного развития, транспортных коридоров, энергетических коридоров и т.п.). В качестве одного из примеров сошлемся на опыт Словении.

В России опыт применения СЭО ограничен немногочисленными пилотными проектами. Так, эта методология была использована при разработке «Стратегии социально-экономического и пространственного развития Казани до 2015 года» и планов развития Кирилловского района Вологодской области. Для российской нефтегазовой отрасли известны всего три случая применения СЭО – оценка, проведенная под эгидой Всемирного фонда дикой природы (WWF), для Сахалина, и СЭО программ освоения нефтегазовых ресурсов Западно-Камчатского шельфа, выполненная по инициативе ОАО «Газпром», аналогичная работа для месторождений Обско-Тазовской губы, реализованная ЗАО «НПФ «ДИЭМ» по заказу ООО «Газпром добыча Ямбург». В ближайшее время ситуация может в корне измениться. В соответствии с поручением Президента РФ по итогам Президиума Госсовета Российской Федерации 27 мая 2010 года Россия должна ратифицировать Конвенцию Эспо с Киевским Протоколом по стратегической экологической оценке. СЭО станет обязательной и в России, по крайней мере, применительно к оценке



трансграничных воздействий. Помимо этого, Президентом были даны поручения по созданию нормативной базы для применения стратегической экологической оценки, проведению ОВОС в соответствии с требованиями международных финансовых институтов. Принятие соответствующих нормативных актов обеспечит СЭО правовую базу и даст старт ее широкому применению. Тем важнее накопить к тому времени собственный опыт применения этого инструмента.

Прежде всего, следует подчеркнуть отличие СЭО от традиционной оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС). Отличие это далеко не только в масштабе (СЭО применяется к стратегиям, программам и планам, ОВОС – к конкретным проектам) и степени детальности анализа (в случае СЭО преобладают качественные оценки, при ОВОС – количественные). По нашему мнению, главное различие – в целях. Если основная задача ОВОС – оценка экологической приемлемости рассматриваемого проекта и исчисление вероятного ущерба для его последующей компенсации, то цель СЭО – выбор экологически оптимальной стратегии развития территории или отрасли, гармонизация долгосрочных интересов инвесторов, экономики и населения региона при сохранении высокого качества окружающей среды. Результаты СЭО задают рамки и определяют маршруты долгосрочного экологически безопасного развития. Идеальным вариантом является ситуация, когда после обсуждения всеми заинтересованными сторонами – инвесторами, органами власти, общественностью, всеми хозяйствующими субъектами, и утверждения схемы территориального развития и обосновывающих ее результатов СЭО, заранее определены приемлемые для региона экологические и социально-экономические параметры, а значит, соответствие этой схеме заведомо исключает какие-либо риски для вновь разрабатываемых проектов.

В конкретных случаях Западно-Камчатского шельфа и Обско-Тазовской губы, где работы выполнены ЗАО «НПФ «ДИЭМ», целью СЭО

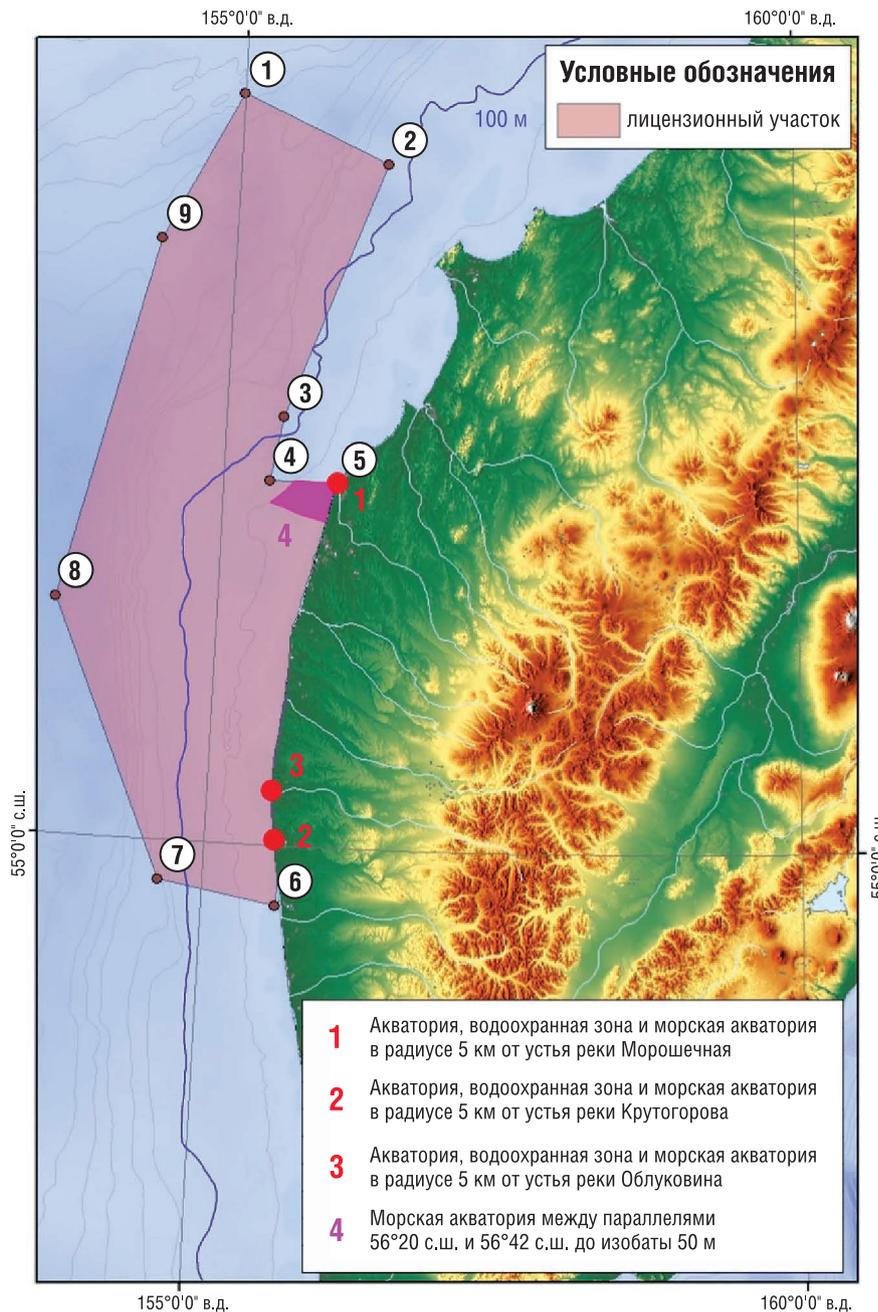
был выбор экологически оптимальной стратегии разведки, обустройства и эксплуатации нефтегазовых месторождений региона, гармонизация интересов индустриального развития, традиционной хозяйственной деятельности, сохранения природных комплексов и биологических ресурсов на основе

вариативного долгосрочного прогноза экологических и социальных последствий освоения нефтегазовых ресурсов.

Последовательно решаемыми задачами исследования явились:

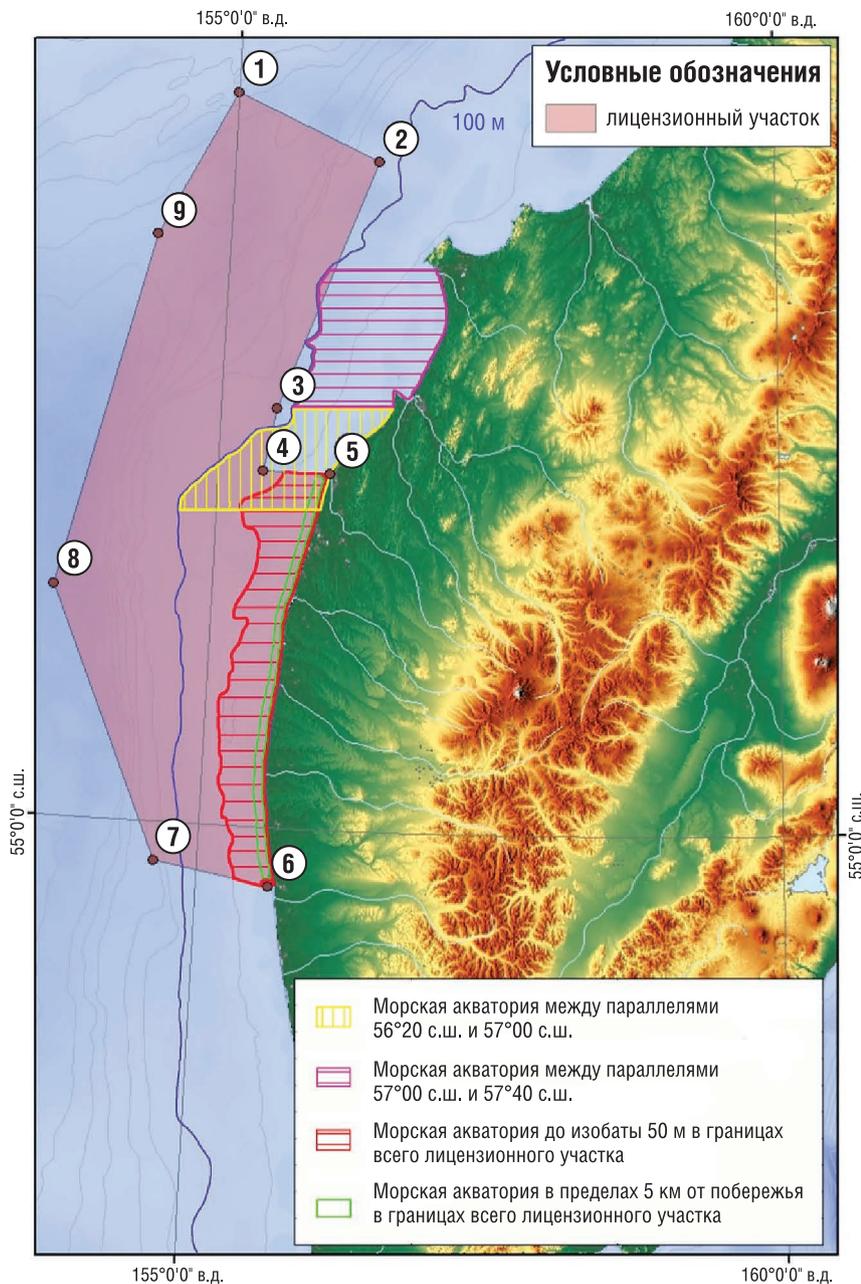
- Выявление и анализ существующих программ развития региона (различных аспектов);

РИС. 1. Перечень территорий (акваторий), в пределах которых запрещена промышленная деятельность, связанная с разведкой и освоением углеводородных ресурсов



1 – акватория, водоохранная зона и морская акватория в радиусе 5 км от устья реки Морошечная, водно-болотные угодья международного значения; 2 – акватория, водоохранная зона и морская акватория в радиусе 5 км от устья реки Крутогорова, проектируемый лососевый заказник; 3 – акватория, водоохранная зона и морская акватория в радиусе 5 км от устья реки Облуковина, проектируемый лососевый заказник; 4 – Морская акватория между параллелями 56°20' с.ш. и 56°42' с.ш. (граница лицензионного участка) до изобаты 50 м, зона, обеспечивающая существование всей популяции камчатского краба Западной Камчатки

РИС. 2. Перечень территорий (акваторий), в пределах которых ограничена промышленная деятельность, связанная с разведкой и освоением углеводородных ресурсов



1 – северный запретный район (район воспроизводства камчатского краба), проведение геологоразведочных и строительных работ запрещается с 01 мая по 30 июня; 2 – район совместного обитания камчатского и синего крабов, проведение геологоразведочных и строительных работ запрещается с 01 июля по 15 июля; 3 – морская акватория до изобаты 50 м в границах всего лицензионного участка, проведение геологоразведочных и строительных работ запрещается с 01 мая по 30 июня; 4 – места нагула и нереста камчатского краба, запрещается бурение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, создание платформ, искусственных островов, иная деятельность, связанная с обустройством месторождений углеводородов, за исключением строительства линейных сооружений

- Оценка современного состояния окружающей среды региона (предварительная, по фондовым материалам);
- Выявление и анализ экологических и социально-экономических ограничений деятельности;
- Оценка потенциальных воздействий на окружающую среду, население и хозяйство, связанных с реализацией альтернативных программ;
- Сравнительный анализ стратегических альтернатив развития региона и анализ

возможностей их взаимной гармонизации;

- Разработка экологической стратегии разведки и эксплуатации углеводородных ресурсов.

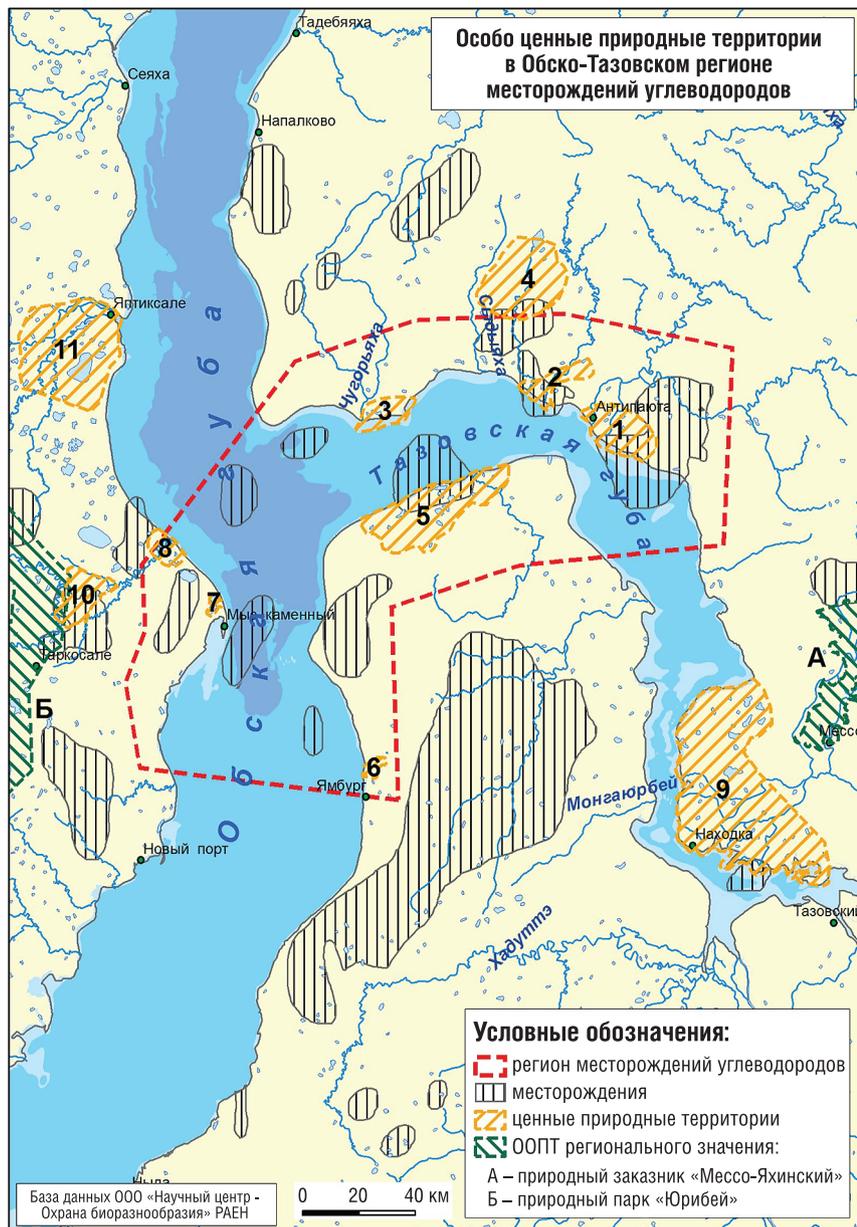
В результате проведенных исследований на шельфе Охотского моря в границах Западно-Камчатского лицензионного участка недр были выделены зоны с различными ограничениями природопользования. В частности, определены участки, где промышленная деятельность должна быть полностью исключена (в основном это устья нерестовых рек), а также участки, где должны быть введены ограничения по срокам и видам работ (в основном – прибрежная полоса до изобаты 50 м). Рекомендованное зонирование акватории представлено на рис. 1 и 2. Эти, а также некоторые другие ограничения и рекомендации обрели легальный статус после их включения в специальные экологические и рыбохозяйственные требования к освоению Западно-Камчатского участка, утвержденные Росрыболовством.

Что касается результатов СЭО программ освоения месторождений Обско-Тазовской губы (рис. 3), то после рассмотрения экологических и социальных последствий реализации ряда сценариев были сформулированы рекомендации по корректировке графика освоения месторождений, применяемым технологиям, природоохранным и компенсационным мероприятиям.

При этом оказалось, что разработать и предложить какие-либо стратегические решения в данном случае невозможно по двум причинам. Во-первых, ограниченность района исследований и явная искусственность выделения участка не позволили рассмотреть сценарии развития группы месторождений в контексте всех видов хозяйственной деятельности в Обской и Тазовской губах. В частности, из рассмотрения было исключено строительство порта и завода СПГ севернее рассмотренного участка. Во-вторых, работа выполнялась



РИС. 3. Район проведения СЭО и особо ценные природные территории в районе Обско-Тазовской губы (по данным НЦ «Охрана биоразнообразия»)



Представляется целесообразным объединить усилия заинтересованных сторон (органов государственной власти и органов власти субъектов федерации, промышленности, научных организаций и экологических НКО), выбрав модельный регион для реализации пилотного проекта СЭО. В качестве модельных регионов можно было бы рекомендовать Ямало-Ненецкий АО, Акваторию Охотского моря в целом, Северный Каспий с прилегающими территориями. Результаты такого масштабного исследования позволят избежать ошибок в ходе массового применения методологии стратегической экологической оценки. ●

**Литература**

1. Андреев О.П., Арабский А.К., Миронов В.В., Ярыгин Г.А., Вильчек Г.Е., Баюкин М.В., Лукьянов О.В., Тишков А.А. Стратегическая экологическая оценка как инструмент оптимизации программ освоения нефтегазовых ресурсов (на примере Обско-Тазовской губы) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2013. № 4. С. 41-48.
2. Вильчек Г.Е., Тишков А.А., Вайсфельд М.А., Волкова И.В., Логачев А.Р. Стратегическая экологическая оценка как инструмент оптимизации нефтегазовых проектов на шельфе // Известия РАН. Серия географическая, 2012. № 5. С. 7-26.
3. Директива Совета ЕС 2001/42/ЕС от 27.06.2001 по оценке воздействия на окружающую среду некоторых планов и программ (Директива о стратегической экологической оценке)
4. Пособие по применению Протокола ЕЭК ООН по стратегической экологической оценке. ЕЭК ООН, 2006. 261 с.
5. Протокол по стратегической экологической оценке к Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте / [http://www.unece.org/env/eia/about/sea\\_text.html](http://www.unece.org/env/eia/about/sea_text.html).
6. Руководство по проведению стратегической экологической оценки/ Под общ. ред. Горкиной И.Д., Максименко Ю.Л., Сенчени И.Н. М., 2006. 72 с.
7. A Practical Guide to the Strategic Environmental Assessment Directive. Practical guidance on applying European Directive 2001/42/EC "On the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment". Office of the Deputy Prime Minister: London, 2005. 110 p.
8. OECD. Strategic Environmental Assessment in Development Practice: A Review of Recent Experience, 2012. <http://www.seataskteam.net/guidance.php>
9. Sakhalin Offshore Oil: Environmental Concern. Ed. By W. Spiridonov. Moscow: KMK Scientific Press, 2003. 49 p.
10. Spatial Development Strategy of Slovenia. Ljubljana: Ministry of Environment, Spatial Planning and Energy, 2004. – 79 p.

в период, когда стратегические планы по освоению месторождений были уже разработаны и приняты, их существенная корректировка оказалась невозможной.

Сравнение результатов этих двух исследований позволяет сделать следующие выводы, существенные для дальнейшего развития инструментария СЭО и методологии ее применения в России:

- СЭО – адекватный механизм экологической оценки, применимый в России, в том числе для шельфа;
- СЭО наиболее эффективно применительно к крупным морским акваториям,

территориям субъектов федерации и на национальном уровне;

- СЭО может быть эффективна только в случае применения на ранних стадиях, когда решения по развитию, в т.ч. промышленному, региона или акватории находятся еще на предпроектной стадии (концепции, инвестиционного замысла);
- Для успешного применения СЭО нуждается:
  - в нормативно-правовой базе;
  - методических разработках, адаптированных к российским условиям.

# В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

## Новые ТУ для деталей, используемых в судостроении

### Лариса Бутурлина

Главным направлением производства ЗАО Группы Компаний «Русское Снабжение» является изготовление элементов трубопроводов и запорной

Изготовление элементов трубопроводов – сложившееся направление работы компании, которое занимает наибольшую долю в производстве и реализации продукции

арматуры по техническим условиям, разработанным специалистами нашей компании.

Сегодня общая протяженность только магистральных нефтепроводов в нашей стране составляет около 50 тысяч километров. Продукция ЗАО ГК «Русское Снабжение» находит широкое применение в нефтегазовой отрасли, но

также востребована и в других отраслях, таких например, как энергетическая, химическая, атомная промышленность, а также в судостроении.

Процесс прокладки трубопровода по дну моря технически очень сложен и требует применения самых новых, а, следовательно,

очень дорогих технологий. В связи с этим, нефть и нефтепродукты зачастую пересекают морские просторы при помощи танкеров.

Углеводородные запасы на месторождениях суши исчерпывают себя, добывать нефть становится все труднее, поэтому Российская Федерация рассматривает освоение шельфа как приоритетное направление. Эта цель является наиважнейшей, а ее реализация затрагивает целый ряд задач.

Для воплощения в жизнь всех мероприятий по освоению шельфа необходимы специфические технические ресурсы. Эти ресурсы существуют и развиваются в различных отраслях добычи и производства нашей страны. Неотъемлемой и необходимой частью работы в открытом море являются морские суда. В данный момент в нашей стране воплощаются в жизнь проекты

Рассматривая новые и приоритетные направления развития экономики страны Группой Компаний «Русское Снабжение» было принято решение разработать новые ТУ по деталям, используемым в судостроении





строительства судов и морской техники для освоения шельфа РФ.

ЗАО Группа Компаний Русское Снабжение разрабатывала свои ТУ в соответствии с высокими требованиями по управлению качеством продукции. Это связано с тем, что детали, изготавливаемые по разработанным в компании ТУ, используются в агрессивных средах, при высоком давлении и радиации. К таким деталям предъявляются особые требования, обеспечивающие бесперебойную работу производства и безопасность людей.

На предприятии разработаны ТУ на изготовление деталей для трубопроводов судов различного назначения. Конструкторское бюро ведет работу по созданию каталога «Детали соединения трубопроводов».

На предприятии освоено производство новой продукции: соединений штуцерно-торцовых насадных различных типов, штуцеров промежуточных, ввертных, ответвительных и приварных.

Линейка выпускаемых на предприятии изделий также пополнилась большим ассортиментом фланцев трубных; приварных различного назначения (концевых под фланцы труб и арматуру, под

штуцеры и сальники, на плоскость под цапковую арматуру, с протектором под бронзовую арматуру продувания, под датчики измерителей температур, с протектором для крепления донной и бортовой арматуры; стаканов переборочных: штуцерных приварных бронзовых, штуцерных съемных, штуцерных без бурта стальных приварных, прямых фланцевых приварных, вварышей путевых под фланцы труб и арматуру, подвесок судовых трубопроводов и т.д.

Освоение новых для компании направлений дают ей возможность развиваться и совершенствоваться. Специалисты предприятия изучают нормативные

документы, отраслевые стандарты, находят и разрабатывают новые технологические решения для того, чтобы качество наших изделий могло удовлетворить самые высокие требования.

ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» является действительным членом Российского Союза Нефтегазостроителей и Союза Производителей Нефтегазового Оборудования.

Искренне надеемся, что посильная помощь ЗАО Группы Компаний «Русское Снабжение» поможет дальнейшему повышению конкурентоспособности Российской Федерации на мировом рынке. ●

Являясь одним из крупнейших производителей элементов трубопроводов и запорной арматуры в Приволжском федеральном округе, компания поставляет свою продукцию более чем тысяче Заказчикам как в Российской Федерации, так и в странах ближнего и дальнего зарубежья



# ЛЕГЧЕ ПРЕДУПРЕДИТЬ, ЧЕМ ПОТУШИТЬ

## Теплоизоляция и противопожарная безопасность



**Андрей Холин,**  
Руководитель проектов  
ООО «Проминком»

Сотрудники компании «Проминком» накопили богатый опыт работы на опасных производственных объектах, в том числе в сфере газодобывающей промышленности, где требования пожарной безопасности нужно выполнять с особой тщательностью. Причем при обеспечении пожарной безопасности проектируемых газопроводов всегда нужно применять превентивные меры, ведь любой пожар легче предупредить, чем потушить. Система предотвращения пожара в проектируемом газопроводе обеспечивается применением пожаробезопасных строительных материалов и инженерно-технического оборудования, прошедших соответствующие испытания и сертификацию.

Сегодня на российском рынке большой выбор огнестойких и сравнительно безопасных строительных материалов, каждый из них обладает как своими достоинствами, так и недостатками. Степень пожарной опасности материала определяется такими свойствами, как горючесть, воспламеняемость, способность распространения пламени по поверхности, дымообразующая способность, токсичность продуктов горения. Различают четыре класса

пожароопасности строительных конструкций: неопасные (К0), малоопасные (К1), умеренноопасные (К2), опасные (К3). Класс пожарной опасности определяется в соответствии с Федеральным законом №123 от 22.07.2008.

Утеплители на основе минерального волокна представляют собой материалы, изготавливаемые на основе каменных тянутых волокон или волокон из силикатного стекла. Минеральная вата сама по себе относится к группе негорючих материалов и имеет класс пожарной опасности КМ0, поскольку температура плавления волокон составляет 1000°C. Огневые испытания теплоизоляционных материалов, выполненные ВНИИПО МЧС, показали, что минеральная вата не изменяет своей формы даже при 30-минутном воздействии на нее открытого пламени.

Стекловолокно отличается от минеральной ваты более низкой температурой плавления: для данной продукции этот показатель составляет 550°C. Тем не менее, у изделий с минимальным содержанием связующего степень огнестойкости достаточно высока. Некашированные маты и плиты небольшой плотности относятся к группе негорючих материалов. Однако в случаях, когда требуется надежная защита от распространения пламени во время пожара, предпочтение отдается минеральной (каменной) вате.

Однако практически во всех волокнистых минеральных теплоизоляционных материалах используется синтетические органические связующие. До 5% от общей массы составляют фенолформальдегидные смолы, которые придают минеральной или стеклянной вате жесткую форму плиты или мата. Фенолформальдегидная смола представляет собой углеводородное органическое соединение, которое способно воспламеняться. Количество смолы в минеральной вате



Монтаж противопожарной вставки на газопроводе



ничтожно мало, гореть материал на открытом воздухе не будет, но в герметичной системе утепления, где отсутствует дополнительный кислород и движение воздуха, органическое связующее во время пожара деструктурирует и тлеет. При доступе кислорода вследствие разрушения конструкции воспламеняются разогретые до нескольких сотен градусов Цельсия пары термического распада фенолформальдегидной смолы. Смола хорошо горит и плохо тушится, к тому же выделяет при горении токсичные вещества.

И все-таки волокнистые неорганические плиты и маты, связанные фенолформальдегидной смолой, действительно можно считать потенциально негорючим материалом на фоне экструдированного пенополистирола. Этот материал при горении выделяет едкий густой черный дым (предельная концентрация продуктов горения – 5 мг/м<sup>3</sup>), который раздражает слизистые оболочки и вызывает токсическое отравление. В пенополистирол добавляются антипирены – вещества, которые препятствуют воспламенению, но не исключают его. При использовании антипиренов удается пенополистирольную продукцию из группы «сильногорючие» переместить в группу Г1 «слабогорючие». Тем не менее, сохраняется проблема воспламеняемости и способности к образованию дыма. А тлеющий пенополистирол столь же опасен в плане выделения продуктов горения, как и пылающий. Но поскольку пенополистерол чаще всего применяется с защитными слоями из негорючих материалов (бетон, ЦПС, минеральная вата и т.д.), оперировать стоит характеристиками конечной конструкции. По словам производителей полистирольной теплоизоляции, характеристики конструкции с экструдированным пенополистиролом временами превосходят характеристики конструкций с минеральной ватой (например, предел огнестойкости ж/б плиты с XPS).

Пожалуй, одним из самых безопасных теплоизоляционных материалов, является пеностекло FOAMGLAS® – универсальный теплоизоляционный материал со структурой пены. Для его производства измельчают высококачественное специальное стекло, смешивают его с угольным

Классы пожарной опасности строительных материалов

Свойства материалов	КМО	КМ1	КМ2	КМ3	КМ4	КМ5
Горючесть	НГ	Г1	Г1	Г2	Г2	Г4
Воспламеняемость	–	В1	В1	В2	В2	В3
Дымообразование	–	Д1	Д3+	Д3	Д3	Д3
Токсичность	–	Т1	Т2	Т2	Т3	Т4
Распространение пламени	–	РП1	РП1	РП1	РП2	РП4

порошком и эту смесь разогревают в специальной печи. Производство пеностекла можно сравнить с выпечкой хлеба. Наружная поверхность пеностекла состоит из множества одинаковых пор (ячеек), образованных при его обрезке для придания пеностеклу нужных размеров или форм. Диаметр ячеек не превышает 1,5 мм. Внутри пеностекло состоит из стеклянных пузырьков, которые герметичны и не имеют с соседними пузырьками общих отверстий или пор. Именно такая структура обеспечила высокое качество материала и определила его уникальные возможности.

Пеностекло FOAMGLAS® негорючий материал, и воздухопроницаемый, а это свойство пеностекла при пожаре препятствует распространению токсичного дыма, огня и подаче воздуха для поддержания горения нагретых материалов. Для сравнения пенопласты, пенополистиролы, пенополиуретаны, пенополиизоцианураты горят или тлеют с обильным выделением ядовитого дыма. Минеральная или стеклянная вата иногда не горит, но пропускает через себя и дым, и нагретый воздух. «Проминком» использует этот материал с 2004 года, за это время был накоплен непревзойденный опыт по применению пеностекла FOAMGLAS®, благодаря чему сотрудники компании выполняют



Применение огнеупорных теплоизоляционных материалов на газовой компрессорной станции

работы качественно и в кратчайшие сроки на объектах любой сложности.

На многих объектах целесообразно применять теплоизоляцию из двух или нескольких материалов. «Проминком» нередко в своей работе использует комбинированные тепло- и шумоизоляционные системы, таким образом можно сократить стоимость работ и повысить огнеупорные качества объекта. Например, для придания большей огнестойкости в теплоизоляцию из пенополистирола монтируются вставки из негорючего пеностекла, которые придают надежную защиту от пожара всей конструкции. Такая система применялась на магистральном надземном нефтепроводе Заполярье – Пурпе (проект ОАО «Транснефть»). Каждые 24 м на трубопроводе были вмонтированы вставки из пеностекла FOAMGLAS®, которое не воспламеняется, а значит не дает распространиться огню. При этом удалось сэкономить на закупке дорогостоящего пеностекла FOAMGLAS®, так как большая часть изоляции была выполнена из экономичного пенополистерола.

На пожароопасность той или иной конструкции влияет не столько применение отдельных элементов, сколько комбинация этих элементов. Основная масса пожаров, сопровождающаяся возгоранием теплоизоляционного слоя, происходит, как правило, из-за несоблюдения строительных технологий и рекомендаций производителей.

Компания «Проминком» гарантирует строгий контроль качества всех работ, проводимых на опасных производственных объектах. При необходимости для защиты конструкций от пожаров компания применяет специальные огнестойкие составы. У компании «Проминком» имеется лицензия МЧС на производство работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений. ●

# НАДЕЖНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

Комплекс услуг для шельфа от компании ИНТРА ТУЛ



**Шакиров Е.Ж.,**  
заместитель  
генерального директора  
Холдинговой Компании  
«ИНТРА ТУЛ»

Российский континентальный шельф считается одним из самым перспективных в мире. Для наиболее эффективной работы на морских месторождениях ХК «ИНТРА ТУЛ» готов предложить технологии, позволяющие не только устранить утечки, но также предотвратить возможные поломки, что позволит обеспечить максимальный срок службы оборудования и

у других методов ликвидации протечек, к тому же муфта может быть установлена даже на нефтепроводы и газопроводы, имеющие сквозные дефекты. Этот метод устранения утечек проще, быстрее и безопаснее, чем сварные соединения. Огневые работы при установке не требуются, а гарантированный срок эксплуатации МРС – 30 лет.

			
			
Соединительная муфта	Фланцевый адаптер	Адаптер под сварку	Концевая заглушка

оптимизировать все издержки на производство.

В качестве эффективного способа устранения дефекта на подводном переходе ХК «ИНТРА ТУЛ» предлагает установку уникальной саморегулирующейся муфты (МРС). Скорость ее установки намного выше, чем

Для соединения трубопроводов и установки на них фланцев компания предлагает механические соединительные муфты, которые по прочности сравнимы со сварными, но при этом не требуют использования каких либо высокотемпературных работ. Проектируются такими же прочными, как и сам трубопровод. Обычно используются на диаметрах до 42 дюймов на любых глубинах.

В качестве метода выборочного ремонта трубопровода без вывода его из эксплуатации ХК «ИНТРА ТУЛ» предлагает Технологии композитного ремонта.

Одной из них является применение материала KPM-C®, который используется для восстановления несущей способности трубопроводов и организации антикоррозионной защиты на свайных конструкциях гидротехнических сооружений в зоне переменного уровня воды. Наносится как в атмосферных условиях, так и непосредственно под водой.



Подводная врезка и перекрытие трубопровода под давлением



Так же, для устранения протечек трубопроводов и обеспечения коррозионной защиты, совместно с лентами ИНТРА КРМС СГ Х и ИНТРА КРМС ВС, могут быть применены Компаунды (праймеры) ИНТРА КРМ СП, ИНТРА КРМ ЛВ.



Для оперативного ремонта судов и конструкций из различных материалов с внутренним давлением и без, разработаны

специальные комплекты, которые состоят из материалов ИНТРА КРМС СГ, ИНТРА КРМ СП, ИНТРА КРМ эпоксидный наполнитель, могут применяться над под и в зоне переменного уровня воды.

Для удаления дефектного участка трубопровода без остановки потока при ремонте или модернизации линии ХК «ИНТРА ТУЛ» предлагает технологию подводной врезки и перекрытия трубопроводов морских объектов без остановки транспортировки продукта. Применяется на глубинах до 300 м на трубопроводах диаметром до 60" с давлением до 100 бар и температурой рабочей среды до 370°C.

Среди множества уникальных технологий предлагаемых ХК «ИНТРА ТУЛ», особо стоит отметить морские гибкие армированные трубопроводы. Их конструкция включает специальный внутренний слой из полиэтилена высокой плотности, упрочненного навивкой на него металлических лент из

холоднокатаной стали. Поверх лент формируется наружный защитный слой из полиэтилена низкого давления с добавлением углеродной сажи, который служит для защиты от механических повреждений армирующего слоя и воздействия негативных факторов окружающей среды.

Помимо поставок материалов и проведения сервисных работ на объектах специалисты ХК «ИНТРА ТУЛ» проводят обучение персонала клиента.

Все оборудование и технологии прошли необходимые испытания и сертификацию для применения на территории РФ.

ХК «ИНТРА ТУЛ» работает на рынке ремонтных технологий, применяемых в сфере промышленности, уже более 10 лет и готов предложить своим клиентам решения для обеспечения безопасности, уменьшения времени простоев производства, устранения и предотвращения поломок, обеспечения максимального срока службы оборудования, оптимизации издержек производства. Данные технологии успешно применяются на территории России ведущими нефте- и газодобывающими компаниями. ●



**Интра Тул**

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

**Санкт-Петербург:** 195027,  
Санкт-Петербург, шоссе Революции, 3  
телефон: (812) 313-5092  
факс: (812) 313-5093  
e-mail: [intratool@intratool.ru](mailto:intratool@intratool.ru)

# ГЕНЕРАТОР БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ



ГрандМоторс

## «ГрандМоторс» – надежный партнер в нефтегазовой отрасли

Современные условия и темпы добычи нефти и газа подразумевают особые требования к оборудованию, применяемому на месторождениях. Для бурения все более глубоких скважин на удаленных и труднодоступных объектах важным фактором становится надежная безаварийная работа буровых установок с увеличенными межсервисными периодами и минимальными перерывами на сервис и обслуживание. Что сегодня предлагают компании рынку для достижения необходимых показателей работы оборудования?

Разрабатываемые сегодня и вновь открываемые углеводородные месторождения в своем большинстве расположены на территориях с децентрализованным энергоснабжением в суровых климатических условиях. Очень важными составляющими всего добывающего комплекса, помимо самого бурового оборудования, являются автономные источники электроэнергии и защитные блоки-модули.

Если речь идет о нефтяных месторождениях, то в качестве автономных источников

энергоснабжения можно использовать либо газопоршневые генераторные установки, либо дизельные генераторы. ГПГУ используются тогда, когда химический состав и объем попутного газа, добываемого на нефтяных месторождениях, позволяет использовать его для генерации электроэнергии. Применение газопоршневых генераторных установок оправдано в долгосрочных проектах, когда бурение разворачивается крупными компаниями на длительный срок. Это обусловлено тем, что для запуска ГПГУ

требуется проведение целого ряда работ: наличие уже добытого газа на месторождении, обеспечение его очистки и подготовки необходимого давления для возможности его использования в качестве топлива, составление проекта, производство и монтаж, постройка свайного поля, подготовка площадки для установки оборудования, тщательная пусконаладка. Весь этот процесс занимает значительное время, тогда как для запуска дизель-генераторной установки требуется всего неделя для поставки на объект и подключения к оборудованию. Крайне малый срок мобилизации – одно из основных преимуществ дизель-генераторных установок.





Однако какое оборудование бы не использовалось для автономного энергоснабжения в нефтегазовой отрасли, сохраняется одно важное условие – оснащение электростанций и другого оборудования прочными всепогодными антивандальными блок-контейнерами, способными защитить оборудование, выдержать, при необходимости, многократные перемещения, создать наиболее благоприятные условия для работы оборудования и персонала при критически низких и высоких температурах. Так же ремонт и обслуживание оборудования пакетированного в блок-контейнер намного проще и безопаснее.

Одной из немногих компаний на российском рынке, которая, помимо поставок дизельных и газовых электростанций ведущих европейских марок, занимается проектированием и производством блок-контейнеров «Север» и «Полярная Звезда», является инжиниринговая компания «ГрандМоторс». Уже более 10 лет ЗАО «ГрандМоторс» развивает и осуществляет инженерные разработки в области пакетирования самого разнообразного оборудования в специализированные блок-модули, обеспечивающие бесперебойную и гарантированную работу техники любой сложности в самых критических климатических и сейсмических условиях.

Компания «ГрандМоторс» производит блок-контейнеры «Север» и «Полярная Звезда» любых необходимых размеров с прочным сварным каркасом и антивандальным усилением.



Блок-модули представляют собой изолированную камеру, в которой поддерживается оптимальный температурный режим для безотказного функционирования оборудования при внешних климатических условиях от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ , обеспечивается максимальная степень

огнестойкости и сейсмостойкости до 9 баллов.

Жесткие конструкции позволяют пакетировать и надежно крепить в блок-контейнеры оборудование любой массы без риска деформации геометрических параметров блока, пола,





стен и крыши контейнера при такелажных работах, без смещения оборудования с фундаментных оснований, допускают многократные перемещения и доставку до места назначения любым видом транспорта, а так же защищают оборудование от механических повреждений, вандализма и нарушения внутреннего микроклимата.

«ГрандМоторс» при производстве блок-контейнеров «Север» и «Полярная Звезда» использует только 100% негорючие материалы, как для каркасных конструкций, так и для утепляющих и шумоглушащих покрытий. Все поверхности покрываются стойкой антикоррозийной защитой.

Специальное производство ЗАО «ГрандМоторс» производит пакетирование в блок-модули не только дизельных или газопоршневых электростанций, но и другого промышленного оборудования по индивидуальным техническим заданиям.

В промышленные блок-контейнеры «Север» и «Полярная

Звезда» производства ЗАО «ГрандМоторс» устанавливаются: комплектные электрические распределительные устройства, электрические и дизельные компрессорные станции для газообразных, в том числе углеводородных сред, мобильные азотные кислородные установки, с системами газоразделения, мобильные газовые и дизельные котельные, газораспределительные и тепловые пункты, оборудование для подогрева технологических жидкостей, насосные установки, станции пожаротушения, станции водоподготовки, емкости хранения топлива, телекоммуникационные системы и другое всевозможное технологическое оборудование.

Производство компании «ГрандМоторс» основано на принципах высокого профессионализма, именно поэтому при создании инженерных решений и пакетирования любого вида оборудования в блок-контейнеры применяется специально разработанный индивидуальный комплекс инженерных решений.

В качестве примера можно привести пакетирование в блок-модули воздуходелительных установок, используемых на газовых и нефтяных месторождениях. Конструктивное исполнение азотных и кислородных станций представляет собой автономную установку, состоящую из газоразделительного блока, компрессора, дополнительного компрессора высокого давления, смонтированных на шасси, и систем технологической вентиляции, пожаротушения, освещения, сигнализации, анализа получаемого продукта и атмосферы внутри модуля и т.д. Учитывая конструктивные особенности данного оборудования, компания «ГрандМоторс» разработала специальное решение для пакетирования: в каждом блок-модуле предусмотрены отдельные отсеки для каждой группы оборудования с необходимыми индивидуальными системами в зависимости от условий эксплуатации, с единой автоматической системой управления всей газоразделительной системы.

Проектный отдел ЗАО «ГрандМоторс» уже многие годы разрабатывает подробные индивидуальные проекты расположения любого оборудования в блок-контейнерах, а так же оснащение его дополнительными опциями и системами обеспечения, таких как основное и аварийное освещение, система автоматического пожаротушения с датчиками температуры и задымления, пожарно-охранная сигнализация и силовой щит для питания собственных нужд. Дополнительные опции, разработанные в собственном производственном центре компании ЗАО «ГрандМоторс», обеспечивают полноценное функционирование оборудования в суровых климатических условиях, отличаются высокой эргономичностью и качеством сборки. ●

**ЗАО «ГрандМоторс»**  
[www.grandmotors.ru](http://www.grandmotors.ru)  
[info@grandmotors.ru](mailto:info@grandmotors.ru)  
 Москва, 1-ый Тверской-Ямской пер., д. 18/3  
 Тел.: +7 (495) 411-94-60  
 8 (800) 333-94-60



# Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

20 - 21 ФЕВРАЛЯ 2014 • МАДИНАТ ДЖУМЕЙРА • ДУБАЙ



## КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Тенденции в нефтепереработке на мировом и региональных рынках
- Планы капитальной модернизации. Текущие и планируемые крупнейшие проекты
- Законодательство и его влияние на индустрию
- Возможности приобретения НПЗ или их строительство за рубежом
- Долгосрочное стратегическое планирование
- Улучшение организационной структуры
- Финансирование новых проектов: требования и стратегии получения финансирования
- Управление крупными проектами
- Маркетинг продукции и торговля

Организатор:



Euro Petroleum Consultants

**SHARING KNOWLEDGE,  
SHAPING BUSINESS**

Спонсоры:



A Honeywell Company



IFP Group Technologies



## Докладчики и участники дискуссий включают:

Тофик Гахраманов, Вице-президент по вопросам стратегического развития, **SOCAR**

Игорь Кузьмин, Директор департамента нефтепереработки, **РОСНЕФТЬ**

Игорь Соглаев, Президент, **САНОРС**

Леонид Евдокимов, Первый заместитель председателя правления, **UZ-KOR GAS CHEMICAL**

Дмитрий Иванов, Директор дирекции крупных проектов, **ГАЗПРОМ НЕФТЬ**

Жан Сантенак, Президент, Генеральный директор, **AXENS**

Норм Гильсдорф, Президент по развивающимся рынкам, **HONEYWELL**

Раджив Гаутам, Генеральный директор, **UOP**

Джон Дербишир, Президент, **KBR**

Джон Пейдж, Вице-Президент, **IHS**

Алексей Сазанов, Зам. директора налоговой и таможенно-тарифной политики, **МИНИСТЕРСТВО ФИНАНСОВ РФ**

Дэймон Хилл, Старший вице-президент, **FOSTER WHEELER**

Роман Сухоносков, Управляющий директор, **ГАЗПРОМБАНК**

Андрей Дерех, Председатель совета директоров, **UNITER INVESTMENT COMPANY**

проф. Рахим Моло, Старший юрист, **FRESHFIELDS BRUCKHAUS DERINGER**

А также высокопоставленные представители **McKINSEY & COMPANY, SHELL GLOBAL SOLUTIONS, SAIPEM, СИБУР, СБЕРБАНК РОССИИ** и других компаний лидеров отрасли.

Зарегистрируйтесь до 13 декабря 2013, чтобы воспользоваться ценой на раннюю регистрацию.

[www.europetro.com](http://www.europetro.com), Тел. +7 495 517 77 09, +359 2 4272205, [moscow@europetro.com](mailto:moscow@europetro.com), [marketing@europetro.com](mailto:marketing@europetro.com)

# ЗАЩИТА ОТ АГРЕССИВНОЙ СРЕДЫ

## ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ФИРМЫ «ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ ПОКРЫТИЯ» ДЛЯ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛА И БЕТОНА

Продолжительность «жизни» и качество работы металлического оборудования, используемого в нефтегазовой и нефтехимической отрасли, зависит от применяемых антикоррозионных материалов. Какие защитные покрытия предлагают сегодня компании рынку?

**Валерий Раммо,**  
технический директор,  
ООО «Индустриальные  
покрытия»,  
к. т. н.

Проблема эффективной антикоррозионной защиты является очень актуальной для современных предприятий нефтегазового комплекса. Фирма «Индустриальные покрытия» предлагает широкий ассортимент ЛКМ, позволяющий оптимально выбирать системы покрытий для различного оборудования, емкостей и металлоконструкций, эксплуатирующихся в промышленно-агрессивных средах. Техническая политика компании направлена на разработку и внедрение материалов, отвечающих по комплексу эксплуатационных свойств растущим требованиям потребителей, а также на разработку современных экологически чистых материалов.

В зависимости от условий эксплуатации и требуемого заказчиком срока службы покрытия, его цены, условий

нанесения предлагаются как относительно недорогие одноупаковочные покрытия (акриловые, полеолефиновые, хлорвиниловые, алкиакриловые), так и двухупаковочные покрытия на основе эпоксидных и полиуретановых материалов, способных обеспечить длительный срок службы покрытия в жестких условиях эксплуатации.

Для защиты металлических конструкций и технологического оборудования, эксплуатирующихся в условиях агрессивной атмосферы нефтеперерабатывающих, химических, металлообрабатывающих производств, компания «Индустриальные покрытия» предлагает использовать цинкпротекторные, эпоксиполиуретановые, полиуретановые системы с высоким сухим остатком (таблица 1).

На диаграмме № 1 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в агрессивных условиях данных трех схем.

Из диаграммы видно, что все системы имеют примерно одинаково высокие защитные характеристики покрытий, и только у чисто полиуретановой системы изначальная адгезионная прочность ниже, а также хуже стойкость в условиях соляного тумана.

Вышеприведенные схемы покрытий в определенной степени позволяют учитывать специфику поверхностей окрашиваемых объектов, а также условия их эксплуатации, что позволяет заказчику сделать наиболее удобный для себя выбор системы покрытий.

ТАБЛИЦА 1. Схемы покрытий с длительным сроком службы (более 15 лет)

№ п/п	Схема покрытия	Отличительные особенности покрытия
1	Грунтовка Masscopoxy Zinc – 1 слой 60 мкм Грунт-эмаль Masscopoxy1264 – 1 слой 100 мкм Полиуретановая эмаль Masscopur 14 – 1 слой 60 мкм	3-хслойная система с цинкнаполненной протекторной грунтовкой
2	Грунт-эмаль эпоксидная Masscopoxy 1264 – 1 слой 150 мкм Полиуретановая эмаль Masscopur 14 – 1 слой 60 мкм	2-хслойная эпоксиполиуретановая тиксотропная система
3	Полиуретановая грунт-эмаль Masscopur 15 – 2 слоя 160 мкм	2-хслойная быстросохнущая грунт-эмаль в схемах для холодного климата и кислых парогазовых сред



В тех случаях, когда заказчик по каким-либо причинам не хочет использовать схемы покрытий, включающие в себя несколько ЛКМ, мы предлагаем грунт-эмали: на основе одноупаковочного быстровысыхающего материала (Masscoat 155, 177), или двухупаковочного эпоксидного материала Masscoroxu 047. Данные материалы толерантны к подготовке поверхности, могут наноситься по прочнодержасьейся до 40 мкм ржавчине, наносятся при отрицательных температурах от -10°C и в условиях повышенной влажности, двухупаковочный материал имеет длительное время жизнеспособности – более 6 часов. Характеристики материалов приведены в таблице 2.

Схемы покрытий на основе грунт-эмалей Masscoat 155 и Masscoat 177 наилучшим образом подходят для защиты металлоконструкций, эксплуатирующихся в условиях умеренного и умеренно-холодного климата, в то время схема на основе грунт-эмали Masscoroxu 047 может применяться для защиты портовых и гидротехнических сооружений, окраски подводного и надводного борта судов.

Для защиты внутренней поверхности емкостного оборудования наиболее популярны схемы покрытий на основе эпоксидных и эпоксидно-фенольных смол. Мы предлагаем две системы покрытий: стандартную эпоксидно-диановую: грунтовка Masscotank 01+ эмаль Masscotank 10 и усиленную эпоксидно-фенольную: эмаль Masscotank 11. Обе системы при толщине покрытия 350-400 мкм сохраняют защитные свойства в течение не менее

ДИАГРАММА 1. Изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в агрессивных условиях данных трех схем

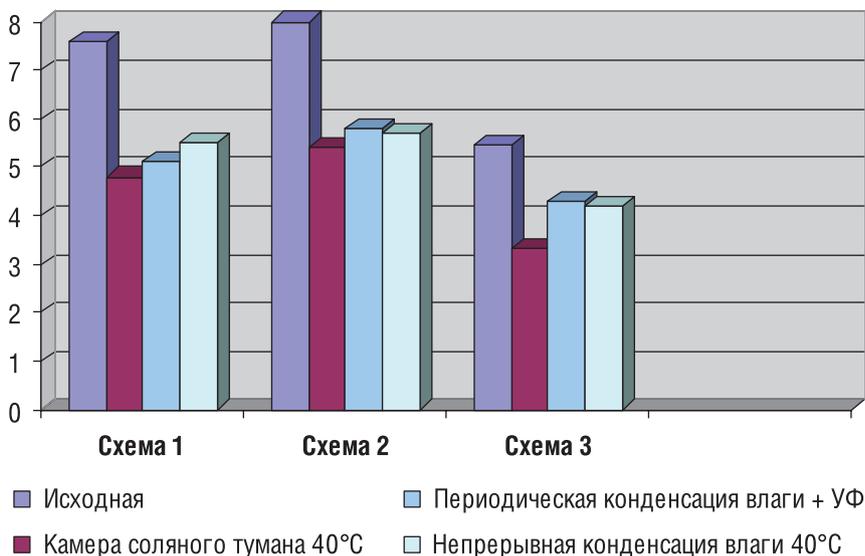


ТАБЛИЦА 2. Экономичные и технологически удобные схемы защитных покрытий

№ п/п	Схема покрытия	Отличительные особенности материала и покрытия
1	Грунт-эмаль Masscoat 155 – 2-3 слоя с толщиной однослойного покрытия 60–80 мкм	Одноупаковочная грунт-эмаль на основе хлорированного полиолефина, образует матовое покрытие, время высыхания до ст. 3 при 20°C – 1ч
2	Грунт-эмаль Masscoat 177 – 2–3 слоя с толщиной однослойного покрытия 60–80 мкм	Одноупаковочная грунт-эмаль на основе полимеризационных смол, образует полуглянцевое покрытие, время высыхания до ст. 3 при 20°C – 1ч
3	Грунт-эмаль Masscoroxu 047 – 1–2 слоя с толщиной однослойного покрытия 100–120 мкм	Двухупаковочная грунт-эмаль на основе эпоксидноакриловых смол, время высыхания до ст. 3 при 20°C – 3 ч

15 лет до балла не более АЗ 1 ГОСТ 9407 в условиях воздействия нефти, нефтепродуктов, технической минерализованной воды, содержащей

сероводород, и водонефтяной эмульсии. Эпоксидно-фенольная система хорошо работает при температуре эксплуатации покрытия до ~ 100°C.

На диаграмме № 2 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в различных средах.

Диаграмма показывает, что эпоксидно-фенольная система «Masscotank 11» обладает более стабильной защитной и адгезионной прочностью, особенно при эксплуатации в повышенных температурах и в жестких условиях: парогазовая зона, раствор сероводорода, высокое содержание ароматических углеводородов.

Материалы для полимерных покрытий бетонных полов промышленных зданий, складских помещений, лестничных маршей



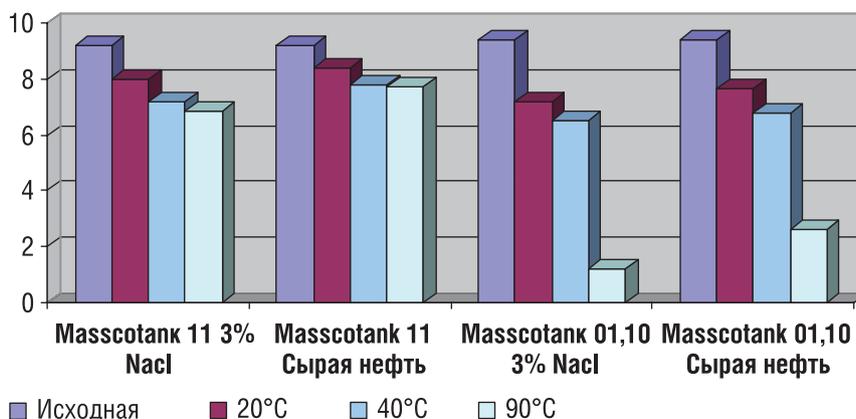
получили очень широкое распространение вследствие хороших эксплуатационных характеристик получаемого напольного покрытия. Мы предлагаем потребителю достаточно широкий выбор как наливных, так и окрасочных покрытий полов на основе эпоксидных и уретановых материалов, в том числе и водоразбавляемых (характеристики материалов см. в табл. 4 и 5).

Для защиты железобетонных строительных конструкций наиболее целесообразно применение водоразбавляемых материалов: эпоксидных «Masscoroxy Wep» и эпоксидно-латексных «Masscoroxy Lat», обеспечивающих на железобетонных конструкциях наилучшие характеристики в условиях повышенной влажности, замораживания-оттаивания, гидростатического воздействия грунтовых вод, а также парогазовых агрессивных сред. Эти материалы могут быть рекомендованы так же для защиты бетонных резервуаров пожаротушения и емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов.

**ТАБЛИЦА 3.** Схемы покрытий для защиты внутренних поверхностей емкостей, топливных танков для хранения нефти, воды и нефтепродуктов

№ п/п	Схема покрытия	Отличительные особенности материала и покрытия
1	Грунтовка Masscotank 01 – 1 слой 200 мкм Эмаль Masscotank 10 – 1 слой 200 мкм	Предназначена для защиты внутренней поверхности емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов и других жидкостей с температурой эксплуатации до 80°C
2	Эмаль Masscotank 11 – 1 слой 350–400 мкм	Предназначена для защиты внутренней поверхности емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов и других жидкостей с температурой эксплуатации до 100°C, стойка к воздействию сероводорода

**ДИАГРАММА 2.** Изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в различных средах



**Схемы покрытий для полов промышленных зданий**

**ТАБЛИЦА 4.** 1) Высокие и средние механические и химические нагрузки (наливные полы)

№ п/п	Схема покрытия	Характерные свойства материала и покрытия
1	Двухкомпонентный эпоксидный компаунд Masscofloor F40 – 1–2 слоя	Жизнеспособность композиции 0,5–1 час при 20°C. Оптимальная толщина однослойного покрытия 1,5–2 мм. Время высыхания до ст. 3 не более 24 часов. Ввод в эксплуатацию через 5–7 суток
2	Двухкомпонентный уретановый компаунд Masscofloor F41 – 1–2 слоя	Жизнеспособность композиции 0,5–1 час при 20°C. Оптимальная толщина однослойного покрытия 1–1,5 мм. Время высыхания до ст. 3 не более 24 часов. Ввод в эксплуатацию через 5–7 суток. Высокая эластичность (относительное удлинение не менее 10 %), отличная водо- и химстойкость (в частности к органическим кислотам)

Эпоксидно-латексные материалы «Masscoroxy Lat», отличаются повышенной жизнеспособностью (до 8 часов) при коротком времени высыхания до степени 3 (не более 1,5–2 часов при 20°C). Покрытие сочетает в себе высокие физико-механические и деформационные характеристики латексных полимеров с отличными адгезионными и защитными характеристиками эпоксидных ЛКМ. При эксплуатации покрытия в атмосферных условиях и при деформации подложки исходные его свойства сохраняются в течение длительного времени.

**ТАБЛИЦА 5.** 2) Средние и низкие механические и химические нагрузки (окрасочные полы)

№ п/п	Схема покрытия	Характерные свойства материала и покрытия
1	Двухкомпонентная эпоксидная водоразбавляемая краска Masscoroxy Wep – 2–3 слоя с толщиной однослойного покрытия 40–60 мкм	Жизнеспособность композиции 1,5–2 часа при 20°C. Время высыхания до ст. 3 не более 16 часов. Ввод в эксплуатацию через 5–7 суток при 20°C
2	Двухкомпонентная полиуретановая эмаль Masscorur 12 – 2–3 слоя с толщиной однослойного покрытия 40–60 мкм	Жизнеспособность композиции не менее 6 часов при 20°C. Время высыхания до ст. 3 не более 2 часов при 20°C. Ввод в эксплуатацию через 3–5 суток при 20°C

Таким образом, фирма ООО «Индустриальные покрытия» в настоящее время может предложить потребителю достаточный ассортимент защитных покрытий. Учитывая возможности широкого варьирования рецептур антикоррозионных материалов, при тесном сотрудничестве потребителя и разработчика, свойства покрытий могут быть скорректированы с учетом конкретной области применения, нанесения и условий эксплуатации. ●

**ХІІ МОСКОВСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ**



**XII MOSCOW  
INTERNATIONAL  
ENERGY  
FORUM**

# **ТАЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ**

**21 - 23 АПРЕЛЯ 2014 г.  
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР**

**ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ**

**10 МЕЖДУНАРОДНЫХ  
КОНФЕРЕНЦИЙ**

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА**

**3000 УЧАСТНИКОВ**

**120 УНИКАЛЬНЫХ  
ДОКЛАДОВ**

**2500 МЕТРОВ  
ЭКСПОЗИЦИИ**

**Институциональные условия и стратегические меры  
повышения конкурентоспособности российского ТЭК**



**РЕГИСТРАЦИЯ:**

**119019, Москва, а/я 76  
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18  
info@mief-tek.com**

**www.mief-tek.com**

14+

**ОРГАНИЗАТОРЫ**

**Комитет Совета Федерации  
по экономической политике**

**Комитет Государственной Думы  
по энергетике**

**Министерство энергетики  
Российской Федерации**

**Министерство иностранных дел  
Российской Федерации**

# ЭКОНОМЯЩИЙ НА КАЧЕСТВЕ ПЛАТИТ ДВАЖДЫ



**Окунев С.Н.,**  
Главный инженер  
ООО НПО  
«Фундаментстройаркос»



**Долгих Д.Г.,**  
Заместитель  
генерального директора  
ООО НПО  
«Фундаментстройаркос»

На сегодняшний день значительная доля объектов топливно-энергетического комплекса функционирует в районах Крайнего Севера. При работе в непростых условиях вечной мерзлоты застройщики, заказчики и генеральные подрядчики вынуждены уделять особое внимание укреплению фундамента, чтобы обеспечить надежную эксплуатацию сооружения и избежать его деформации. Разработанные компанией «Фундаментстройаркос» системы стабилизации температуры грунта позволяют успешно решить данную задачу, но только при условии их профессионального монтажа.

Специалисты ООО НПО «Фундаментстройаркос» предлагают использовать технологии, основанные на замораживании грунта для обеспечения его прочности. Для этой цели было разработано несколько видов сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ), из которых сегодня в основном применяются индивидуальные термостабилизаторы (вертикальные или наклонные металлические трубки с оребрением), а также термостабилизирующие системы – горизонтальная естественнодействующая трубчатая система (ГЕТ) и вертикальная естественнодействующая трубчатая система (ВЕТ). Системы ГЕТ и ВЕТ закладываются под землей в основание здания в виде змеевика и соединяются с конденсаторным блоком, расположенным снаружи сооружения. Они поддерживают заданный температурный режим вечномерзлых грунтов и устраняют непредвиденные тепловыделения под фундаментами различных сооружений, построенных без проветриваемых подполий.

ООО НПО «Фундаментстройаркос» более 20 лет проектирует, изготавливает и устанавливает системы ГЕТ и ВЕТ. Огромный опыт в данной сфере позволяет специалистам компании быть абсолютно уверенными в качестве, надежности и долговечности данной

продукции. Поскольку производство ведется на программируемом оборудовании со 100 %-ым контролем качества, заводской брак изделий фактически исключен.

Высокую эффективность уникальной технологии уже оценили многочисленные заказчики компании, работающие на объектах, расположенных в условиях мерзлоты. Однако практика показала, что многие потребители СОУ, приобретая продукцию ООО НПО «Фундаментстройаркос», доверяют ее монтаж неспециализированным субподрядчикам. Такой подход, в основе которого лежит желание сократить расходы на строительство, зачастую приводит к плачевным результатам.

Специфика оборудования и его монтажа таковы, что качество выполненных неспециалистами работ заметно далеко не сразу. СОУ включаются в работу лишь в зимний период, поэтому достоверно узнать, был ли допущен брак в работах подрядчика, заказчик может лишь спустя несколько месяцев после их завершения. К этому времени фундамент уже зарыт, над ним уже возведены какие-либо конструкции и исправить ошибки не представляется возможным.

В чем же заключается сложность монтажа уникальных термостабилизирующих систем? Казалось бы, сварка стальных труб диаметром 33,7 миллиметра, из которых они состоят, не представляет особой проблемы, хотя и весьма трудоемка. Но при выполнении данных работ следует обязательно учитывать несколько нюансов, от которых в дальнейшем во многом будет зависеть эффективность работы СОУ. Главное условие работы системы – ее абсолютная герметичность: при малейшей щели между ее элементами хладагент испарится вскоре после запуска, что приведет к остановке СОУ и необходимости его ремонта. Обеспечить такую герметичность системы отнюдь не простая задача, поскольку только в одной



Раскладка системы из отдельных элементов



Смонтированные охлаждающие трубы системы

системе ГЕТ/ВЕТ до 60 сварных стыков. Каждый из этих стыков должен быть сварен идеально. Мельчайшая ошибка, допущенная при сварке, может привести к тому, что СОУ не сможет обеспечить устойчивость фундамента под зданием или сооружением. А ведь поиск и устранение утечки – дорогостоящая, длительная и трудоемкая процедура, особенно сложная в условиях севера. Для перезаправки на стройплощадку придется доставить 120 килограмм аммиака на каждую испорченную в результате некачественного монтажа систему. Таким образом, желание строителей сэкономить на монтаже может обернуться дополнительными расходами. Поэтому специалисты ООО НПО «Фундаментстройаркос» убеждены, что столь ответственную работу, как установка систем ГЕТ и ВЕТ, недопустимо доверять подрядчикам, не имеющим достаточного опыта. В этих условиях выбор неспециализированной монтажной организации – это всегда риск. Стремясь снизить расходы, заказчик фактически экономит на качестве.

ООО НПО «Фундаментстройаркос» в обязательном порядке осуществляет авторский надзор за монтажом поставляемых систем. В практике компании уже были случаи, когда непрофессионализм монтажников приводил к серьезному браку. В числе выявленных нарушений были замечены, в частности:

- несоосность сварки труб;
- неправильная обработка сварного шва;
- отсутствие контроля качества сварки;
- неправильная сборка, при которой элементы системы были

ориентированы **против** движения хладагента, что, разумеется, приводило к ее неэффективности.

Для того чтобы избежать подобных проблем, заказчику современных систем укрепления фундамента следует уделить должное внимание их монтажу, доверив его профессионалам.

Специалисты ООО НПО «Фундаментстройаркос» более 20 лет разрабатывают и устанавливают СОУ. За годы работы накоплен колоссальный опыт монтажа систем ГЕТ и ВЕТ собственного производства, что обеспечивает ряд преимуществ перед фирмами, не специализирующимися на данном виде работ.

Понимая не только правила проведения монтажных работ, но и все принципы работы самих систем, сотрудники предприятия-изготовителя способны путем грамотного монтажа обеспечить их эффективность и долговечность.

Так, на балансе компании имеется полное техническое оснащение для выполнения работ автономно, без подачи электроэнергии и при отсутствии доступа к инфраструктуре, что существенно расширяет географию работ. Значительный опыт решения технических проблем в условиях крайнего севера обеспечивает бесперебойную работу и сокращает срок монтажа. Поскольку в структуре ООО НПО «Фундаментстройаркос» есть и строительно-монтажное подразделение, и проектная часть, компания может обеспечить гибкий подход к предоставляемой заказчиком площадке с учетом всех ее особенностей. К примеру, даже если свои забиты иначе, чем предполагалось проектом, специалисты смогут адаптировать

системы под новые исходные условия, обеспечив эффективность на нужном уровне. Кроме того, уникальная технология сварки в полевых условиях, разработанная и усовершенствованная специалистами ООО НПО «Фундаментстройаркос» специально под нужды монтажа систем термостабилизации, обеспечивает высокую скорость выполнения работ, а также полную надежность и герметичность сварных стыков.

Разумеется, ни одна фирма, не специализирующаяся на производстве систем термостабилизации, не сможет обеспечить аналогичный уровень монтажа. Многие организации, не обладая достаточным опытом, могут пренебречь «мелкими» и якобы несущественными деталями процесса, нарушают по незнанию порядок установки и подвергают все здание или сооружение опасности при его эксплуатации.

Еще одним поводом для специализированного монтажа является гарантия изготовителя. Компания гарантирует работу своих систем только в том случае, если монтаж был выполнен по всем правилам. Система покидает завод в виде набора элементов, и только от их правильной установки зависит эффективность СОУ.

ООО НПО «Фундаментстройаркос» постоянно совершенствует технологию монтажа, учитывая все особенности и опыт наблюдения за работой систем температурной стабилизации за более чем 20-летний период их выпуска. В настоящее время нет ни одной другой организации, которая знала бы об этих системах и их монтаже больше, чем их изготовитель. Так стоит ли экономить на качестве? ●



**Honeywell**

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ ЗАДАЧ

**Мин Су Ким,**  
менеджер по продукции,  
Honeywell Process Solutions

Граница между платформами систем управления продолжает размываться, и в этой ситуации промышленные предприятия как никогда ранее нуждаются в четком понимании своих потребностей в сфере управления. Распределенная система управления (PCY) в течение долгого времени оставалась наиболее предпочтительным вариантом для крупных промышленных предприятий благодаря своей надежности, масштабируемости и простоте использования. Эта система предназначена для распределения функций управления по общезаводской сети и позволяет операторам осуществлять контроль и управление в масштабах всего предприятия. С другой стороны, программируемые логические контроллеры (ПЛК) традиционно использовались для решения задач автоматизации, требующих высокой скорости логического управления, для которых не слишком хорошо подходит использование PCY.

Однако времена изменились. Технологические достижения расширили возможности

традиционных систем управления, предоставив владельцам предприятий множество вариантов на выбор. Появилось новое поколение компактных модульных ПЛК, которые предлагают решения для более широкого круга задач по автоматизации.

### Обзор текущей ситуации в сфере автоматизации

В современных условиях промышленные предприятия должны активно повышать производительность, чтобы сохранять прибыльность. Предприятия могут установить одни и те же производственные цели для всех своих объектов, но конкретные задачи могут отличаться в зависимости от размера и сложности инфраструктуры каждого объекта. Небольшим объектам требуется маневренность и без ущерба для надежности и без увеличения стоимости жизненного цикла, но в таких масштабах, для поддержания которых



РИС. 1. Сокращение бюджетов стимулирует применение унифицированных платформ контроллеров для автоматизации производственных операций

требуется меньше ресурсов. Каждое предприятие стремится избежать излишних расходов на сложную и низкоэффективную систему управления, для возврата капиталовложений в которую требуются годы.

Сокращение бюджетов и потребность в увеличении доходов стимулируют интерес предприятий обрабатывающей промышленности к унифицированным платформам контроллеров для автоматизации производственных операций. Унифицированная платформа обеспечивает поддержку общего промышленного протокола (Common Industrial Protocol, CIP), помогая таким образом повысить эффективность использования сетей и сократить время разработки, а также позволяет свести расходы к приобретению общего, масштабируемого комплекта аппаратных средств и пакета программ. Дополнительное преимущество платформы для разработчика системы управления состоит в том, что она задает единый стиль для всех дисциплин автоматизации. Выбор альтернативного варианта с использованием отдельных, лучших в своем классе контроллеров ведет к увеличению затрат и усложняет координацию между процессами.

ПЛК – это наиболее популярная промышленная система автоматизации в мире. Она применяется повсеместно для промышленной автоматизации, а также для управления технологическими процессами и производственными системами.

При решении любых задач – будь то управление, интеграция технологий или архивирование данных – в любых масштабах – от небольших систем автоматизации

до сложных комплексных решений – ПЛК представляют собой надежные инвестиции и позволяют промышленным предприятиям быстро, гибко и экономично реагировать на возникновение новых потребностей.

## Последние достижения в области технологий

Совершенствование ПЛК в течение последних десятилетий обеспечило поддержку нескольких языков программирования в соответствии со стандартом IEC 61131-3.

Теперь для их программирования можно использовать не только традиционную лестничную логику, но и последовательное управление, функциональные блоки, а также высокоуровневые языки программирования.

Новые разработки в сфере ПЛК включают в себя улучшение человеко-машинного интерфейса (ЧМИ), а также коммуникационных интерфейсов, которые обеспечивают связь с широким спектром технологического оборудования и бизнес-приложений.

Современные модульные и масштабируемые ПЛК позволяют создавать мощные и надежные приложения, реализующие высокоскоростную логику и управление последовательностью операций. В некоторых случаях такие модули можно эксплуатировать в автономном режиме без ЧМИ, пользуясь удобными возможностями интеграции с большинством распространенных архитектур РСУ. В таком виде ПЛК подходят для решения ответственных задач в нефтегазовой, сталелитейной, цементной, энергетической и пищевой отраслях.

Тесная интеграция с общезаводской платформой автоматизации повышает эффективность нового семейства ПЛК, позволяя управлять несколькими процессами через один общий интерфейс оператора. Интеграция значительно сокращает трудозатраты на настройку по сравнению с альтернативными вариантами без такой интеграции. При использовании современных ПЛК пользователям также предлагается широкий выбор модулей ввода-вывода и сетевого оборудования, что обеспечивает гибкость встраивания контроллера в общую схему автоматизации.

Некоторые из последних достижений в области ПЛК:

- Компактные модульные конфигурации для оптимизации установки в шкаф.
- Высокая скорость обработки при использовании языков, включенных в стандарт IEC61131-3.
- Запись последовательности событий с периодом в 1 мс.
- Различные варианты резервирования процессора, блока питания и сети ввода-вывода.



РИС. 2. Современные модульные и масштабируемые ПЛК позволяют создавать мощные и надежные приложения, реализующие высокоскоростную логику и управление последовательностями операций

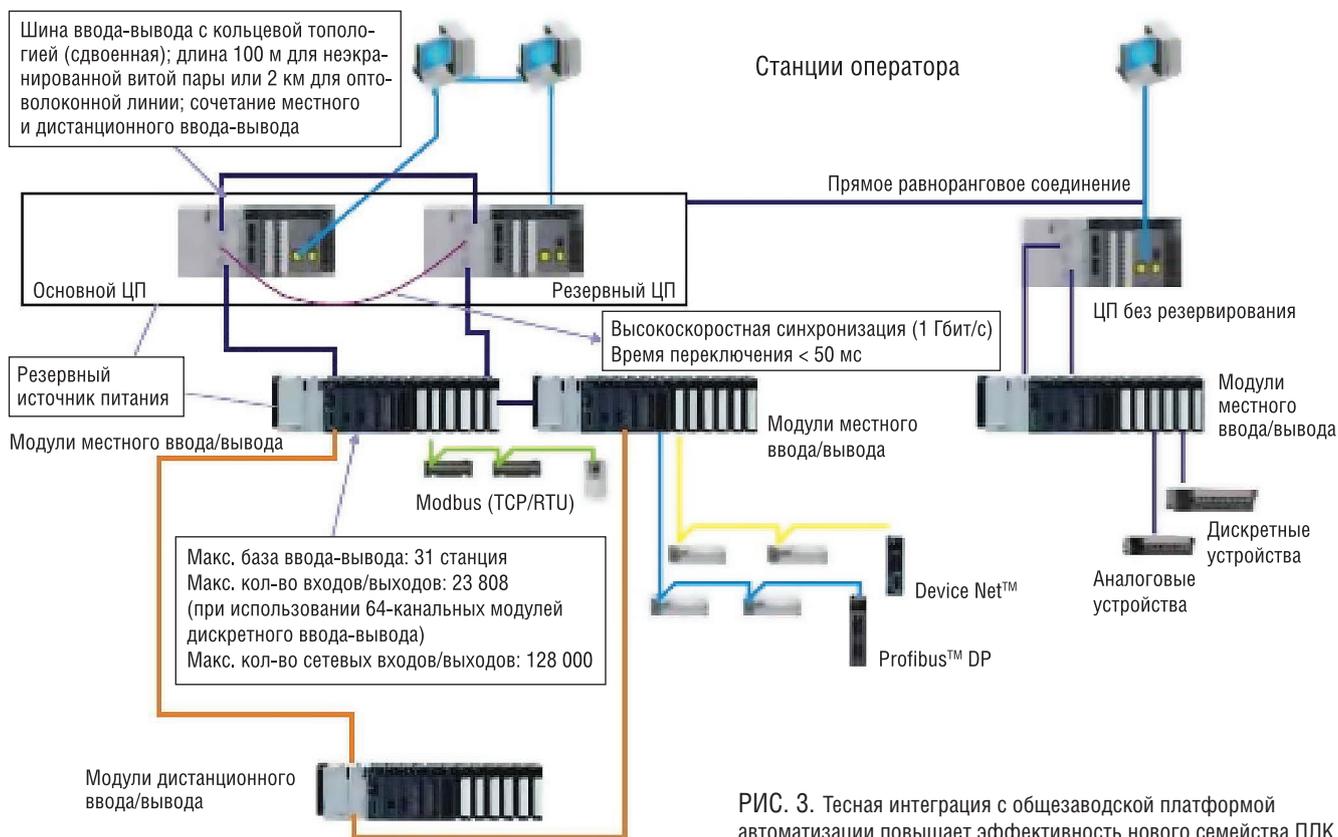


РИС. 3. Тесная интеграция с общезаводской платформой автоматизации повышает эффективность нового семейства ПЛК

- Расширенные возможности резервирования, в том числе быстрое переключение, высокоскоростная синхронизация и топология типа «двойное кольцо».
- Более широкий выбор сетевых протоколов (включая Fast Ethernet, Modbus ASCII/RTU/TCP, DeviceNet, Profibus DP и пр.).
- Более широкий выбор модулей ввода-вывода, включая модули с изоляцией между каналами.
- Интерфейсы для связи с устройствами сторонних производителей, использующими специализированные протоколы.
- Расширенная диагностика с использованием журналов системных событий и ошибок, текущего контроля системы и сети и пр.
- Интегрированные среды программирования и проектирования.

Современные ПЛК не ограничивают пользователей обособленным языком программирования лестничной логики, а позволяют создавать программы с помощью определенного стандарта IEC 61131-3 набора языков, с которыми хорошо знакомо новое поколение инженеров по системам управления.

Это дает разработчикам гибкие возможности по применению различных языков программирования в одном процессоре с помощью модульных программ, каждая из которых предназначена для решения определенной задачи управления технологическими процессами.

### Новейшие интегрированные решения

Все чаще поставщики ПЛК уделяют внимание поставке целостных, комплексных решений по автоматизации, в которых операции установки, запуска и эксплуатации для различных элементов платформы управления объединены и стандартизированы, что освобождает инженеров от чрезмерных усилий по настройке и регулировке. Такая стратегия также обеспечивает надежное функционирование аппаратных и программных компонентов, поскольку их полная совместимость друг с другом была заложена еще при проектировании. Помимо прочего, этот подход обеспечивает простоту и удобство расширения или модернизации системы.

Ключевые характеристики пакетного решения:

- Стандартные экранные формы и информационные панели формируют единообразную рабочую среду для операторов даже при использовании контроллеров других производителей.
- Встраивание аварийной сигнализации и событий ПЛК в подсистему аварийной сигнализации событий PCSU, включая информацию о последовательности событий.
- Функциональные возможности, объединяющие тесно связанную с технологическими процессами среду реального времени контроллера с графическим пользовательским интерфейсом и функциями диспетчерского управления, включая текущий контроль и управление аварийной сигнализацией.
- Функции управления данными, основанные на сборе хронологической информации и составлении отчетов.

Благодаря интегрированному системному подходу серверы ПЛК предоставляют диспетчерскому программному обеспечению доступ к областям памяти ОЗУ



контроллера, а не только к внутренней памяти. Обеспечивается также четкая синхронизация по времени между контроллером и диспетчерским ПО. Таким образом, аварийные сигналы в системе можно формировать и регистрировать без дополнительных инженерных трудозатрат на разработку приложений. Естественная интеграция между средами ПЛК и РСУ также выгодна для стратегий управления. Такой подход заметно отличается от решения с использованием открытого протокола Modbus для интеграции отдельных ПЛК и диспетчерского ПО, требующего привлечения инженера, который должен разработать промежуточный уровень отображения, чтобы обеспечить доступ ко всем областям памяти. Этот подход не только достаточно трудоемок, но и снижает производительность, если система перегружена другими функциями. Более того, при каждой замене ПЛК и схемы выделения памяти пользователь должен будет перерабатывать этот уровень отображения.

## Типовые области применения

ПЛК можно найти на большинстве промышленных предприятий, где они в основном применяются для управления вспомогательными процессами. Тем не менее, новейшие технологии позволяют получить необходимое быстрое действие и вычислительную мощность для непрерывного управления процессами, такими как регулирование разрежения, расхода, уровня или температуры, и вспомогательными дискретными функциями, такими как открытие/закрытие клапана.

Например, системы автоматизации на основе ПЛК могут решать широкий круг задач, связанных с управлением вспомогательным оборудованием на электростанциях и других промышленных объектах. К таким задачам относятся:

### Подготовка воды

Общепринятой практикой является предварительная обработка используемой в котлах воды различными химическими веществами. Эта обработка проводится с целью защиты от коррозии, накипи и микробных отложений с учетом экологических

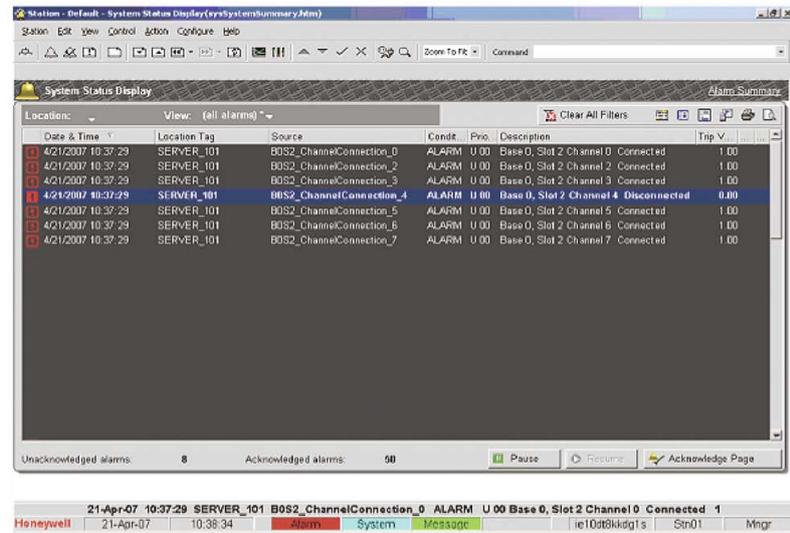


РИС. 4. Естественная интеграция между средами ПЛК и РСУ выгодна для стратегий управления

норм и требований безопасности заказчика. Для решения этих задач часто применяются системы автоматической подачи химикатов и текущего контроля.

### Смешивание топлива

Оптимизация угольных смесей положительно влияет на принятие решений о закупках угля, позволяет снизить расходы на приготовление смесей, свести к минимуму отклонения в составе смесей, а также обеспечить минимальную стоимость смеси для конкретной станции. Уголь может смешиваться с добавками, которые имеют различную теплотворную способность и снижают зольность.

### Хранение и переработка угля

Вопросы здоровья и безопасности являются основным стимулом для внедрения систем автоматизации опрокидывания угольных платформ на электростанциях. Эти проекты направлены на удаление персонала с площадок для разгрузки угля для выполнения других важных задач, на расширение функциональных возможностей и повышение производительности системы, создание новых и улучшение существующих процессов текущего контроля, а также на автоматизацию отчетности.

Объем заполнения бункеров обычно контролируется с помощью лазерных датчиков. Наличие точной информации о содержимом бункера позволяет убедиться в том, что количество определенной смеси соответствует периоду, за который эта смесь должна быть сожжена.

### Продувка сажи

Чистка котлов на электростанциях производится во время работы путем периодической подачи предварительно нагретого воздуха, пара или другого материала в зону горелок для удаления зольных отложений, которые накапливаются на теплопередающих поверхностях. Жесткий контроль процесса продувки сажи обеспечивает получение максимального теплового КПД котла. Кроме того, поддержание требуемой температуры топочных газов в ключевых точках обеспечивает оптимальную работу оборудования для контроля загрязнений окружающей среды. Надлежащее управление системой продувки сажи может увеличить выработку энергии на электростанции примерно на 8 %.

### Золоудаление

Удаление золы из котлов может быть дорогостоящим процессом с точки зрения энергопотребления. Поэтому для этого процесса необходимо точное управление. Многие системы золоудаления используют вакуумные трубопроводы. Эти вакуумные системы работают в пакетном режиме и контролируются операторами станции, поскольку длительность нерабочих циклов должна быть сведена к минимуму. Для исключения работы системы с пустыми бункерами используется логическое управление.

### Удаление топочных газов

Обработка топочных газов имеет решающее значение для уменьшения вредного воздействия

на окружающую среду при сжигании угля. Этот процесс включает в себя удаление оксида азота и диоксида серы, а также твердых частиц, которые в противном случае попадут в атмосферу. Для удаления твердых частиц используются различные автоматизированные установки. Они включают в себя механические уловители, уловители с обводным контуром, электростатические очистители, матерчатые фильтры и мокрые скрубберы.

В сфере обработки сточных вод передовые технологии ПЛК помогают оптимизировать различные операции на промышленных и муниципальных станциях очистки сточных вод. К таким задачам относятся:

### Предварительная очистка

На стадии предварительной обработки поступающий на водоочистную станцию поток сточных вод состоит, как правило, на 99 % из воды. Чтобы переместить эту воду от источников на станцию, а также для перемещения воды внутри станции требуются различные насосные системы. В такой системе сточные воды проходят через серию насосов, которые перемещают воду с одной высоты на другую. Насосы действуют последовательно, и для управления ими используются ПЛК. Связанная с ПЛК система SCADA регистрирует расход и передает собранные данные в другие системы для использования в целях управления и контроля за соблюдением нормативов.

### Первичное отстаивание

После завершения предварительной очистки процесс обработки сточных вод продолжается на серии отстойников, где большую часть работы выполняет сила тяжести. При надлежащем управлении скоростью движения воды камни, мелкий мусор, а также песок и гравий выводятся из потока сточных вод и оседают на дно отстойника. На некоторых станциях используются отстойники, где на поверхность воды поднимаются жиры и масла, и для удаления этих загрязнений используется другой механизм. Отстойники обычно оснащены скребками с механическим приводом, которые непрерывно собирают осадок в бункеры, находящиеся в основании резервуаров, откуда

он перекачивается в системы обработки осадка. Сырой осадок собирают и передают на следующий этап процесса очистки.

После удаления осадка сточные воды обрабатываются в осветлителях, которые обычно удаляют более половины оставшихся взвешенных твердых частиц.

### Вторичная очистка

В ходе вторичной очистки сточные воды проходят через большие капельные фильтры, в которых для фильтрации используется твердая горная порода. Камни покрыты бактериями, которые обеспечивают аэробное и биологическое удаление нежелательных веществ. Система управления в данном случае должна поддерживать оптимальный баланс между содержанием растворенного кислорода и активным биологическим материалом для реализации процесса очистки.

Затем вода поступает в ряд анаэробных, бескислородных и аэробных бассейнов, которые эффективно ускоряют естественные процессы очистки. В одних бассейнах требуется поддерживать достаточную концентрацию растворенного кислорода, в то время как на других стадиях очистки содержание растворенного кислорода должно быть близким к нулю. Управление клапанами регулирования расхода осуществляет система автоматизации, обеспечивающая поддержание требуемого расхода согласно уставкам и регулирование содержания растворенного кислорода. Расход воздуха и скорость смешивания являются важными регулируемыми переменными, влияющими на содержание кислорода.



РИС. 5. Системы автоматизации на основе ПЛК решают широкий круг задач, связанных с управлением вспомогательным оборудованием

### Дезинфекция

Многие станции очистки могут сэкономить химические вещества и энергию путем внедрения замкнутой системы управления дозированием химикатов. Изменения расхода и качества очищенных сточных вод в процессе хлорирования влияют на потребление хлора. Если система автоматизации обеспечит адаптивное дозирование хлора, можно добиться существенной экономии. Для управления расходом хлора требуются точные измерения расхода и остаточного хлора. Поскольку процесс дозирования хлора имеет большое время запаздывания, добавление контура регулирования с прямой связью может повысить точность дозирования.

### Сбраживание

В процессе очистки сточных вод образуется ил, который перерабатывается в ходе сбраживания. Это дорогостоящий процесс, чувствительный к содержанию химических веществ, для которого требуется высокоточное управление. Некоторые операции сбраживания выполняются в пакетном режиме. В этом случае система управления особенно полезна для контроля последовательности операций, которые обеспечивают успешную обработку каждой партии.

### Заключение

В нынешних экономических условиях все большее число промышленных предприятий планируют внедрение систем автоматизации с учетом долгосрочных перспектив, принимая во внимание общую выгоду от капиталовложений в технологии, а не только расходы на первоначальное приобретение. Предприятиям нужны экономичные решения для управления внешними и вспомогательными операциями, а также надежный и высокопроизводительный способ передачи данных от ПЛК в основную среду управления, используемую операторами. Кроме того, большое внимание уделяется размерам оборудования, чтобы свести к минимуму размеры шкафов и занимаемую оборудованием площадь. ●



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 2–3 декабря

Конференция  
«Утилизация  
попутного нефтяного  
газа – проблемы  
и решения»

Москва

## 3–4 декабря

Форум  
«Нетрадиционная  
Нефть России  
и методы увеличения  
нефтеотдачи»

Москва,  
Мариотт Гранд Отель

## 5–8 декабря

4th Basra  
Oil & Gas  
Conference and  
Exhibition

Басра, Ирак,  
Basra International Fair Ground

## 12–14 февраля

XI Специализированная  
выставка

«НЕФТЬ. ГАЗ.  
ЭНЕРГО – 2014»

Оренбург

## Декабрь

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
						<b>1</b>
<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
<b>30</b>	<b>31</b>					

## Февраль

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					<b>1</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>
<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>		

## 9 декабря

Форум  
«Нефтегазопереработка  
в России»

Москва,  
Отель «Никольская  
Кемпински Москва»  
Зал «Кандинский»

## 11–14 февраля

20-я юбилейная международная  
специализированная выставка-  
форум

«Энергетика»

Конкурс

«Инновации в энергетике»

г. Самара, ул. Мичурина, 23  
Выставочный центр «Экспо-Волга»

## 25–27 февраля

Вторая международная  
специализированная выставка  
ёмкостного и резервуарного  
оборудования

«TANK-Expo»

Москва,  
Крокус-Экспо

## 25–27 февраля

Пятая международная  
специализированная выставка

«ПОЛИУРЕТАНЭКС-2014»

Седьмая международная  
специализированная выставка  
композитных материалов,  
технологий и оборудования

«Композит-Экспо – 2014»

Москва, МВЦ Крокус Экспо



# МЕКСИКАНСКИЙ ФАКТОР

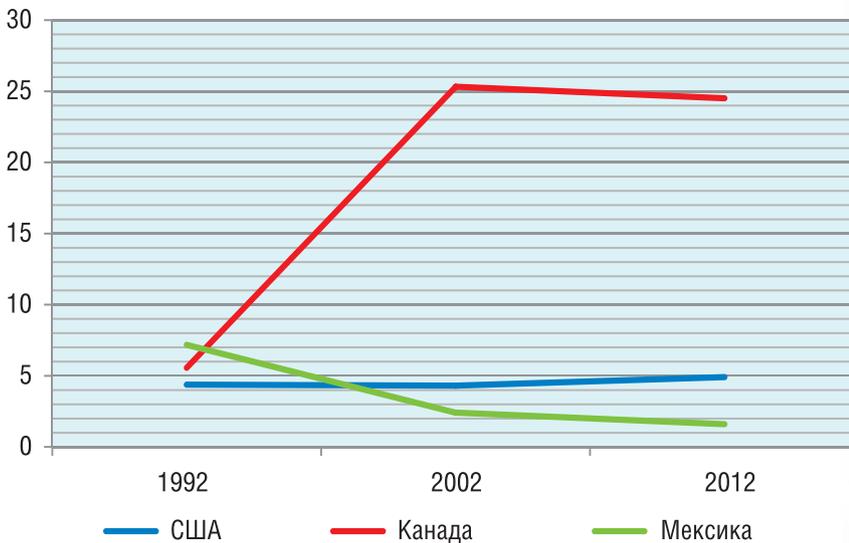
**Булат Мингулов,**  
Независимый эксперт

В ближайшие 22 года Мексика может совершить настоящий рывок в сфере добычи углеводородов и переместиться с 9 на 4 место с объемом добычи порядка 423 млн тонн в год к 2035 году.

В прошлом году три основные политические партии Мексики сумели договориться и принять документ – «Пакт за Мексику». В частности в этом межпартийном соглашении прописаны вопросы,

по которым партии PRI<sup>1</sup>, PRD<sup>2</sup> и PAN<sup>3</sup> будут скоординировано работать в парламенте при принятии новых и отмены старых законов необходимых для реформирования страны. Все три партии в совокупности имеют более 76% голосов в парламенте Мексики, которые понадобятся для получения квалифицированного большинства при принятии поправок в конституцию страны, необходимость реформ в которой признавалось всеми политическими силами страны. Среди отраслей экономики, которые подвергнутся реформированию, также значатся сферы телекоммуникаций и энергетического сектора интерес, к которым проявили и российские компании.

РИСУНОК 1. Доказанные запасы нефти, млрд т.н.э.



Источник: BP Statistical Review 2013

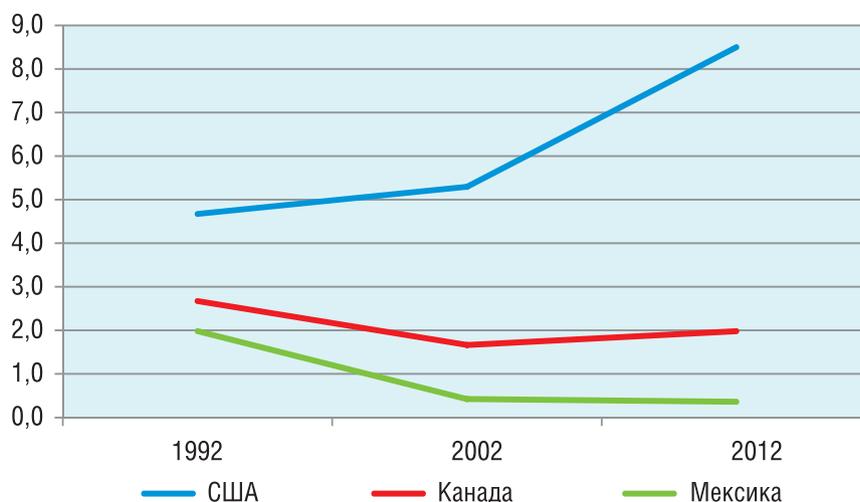
<sup>1</sup> Институционально-революционная партия, 31,9% в нынешнем парламенте Мексики  
<sup>2</sup> Партия демократической революции, 18,5% в нынешнем парламенте Мексики  
<sup>3</sup> Партия национального действия, 25,9% в нынешнем парламенте Мексики



Набранный темп реформ в стране, по которому в течение последнего года был проведен целый ряд поправок в конституцию страны, в частности поправки ограничивающие привилегии могущественного профсоюза учителей, иммунитет чиновников от уголовного преследования, а также изменения, лишаящие национального телекоммуникационного гиганта квазимонопольного положения на рынке. Все это вселяет надежды на то, что объявленное в августе президентом Мексики Энрике Пенья Ньето инициатива открытия энергетического сектора страны для частных инвесторов и реформирование налоговой системы страны, в том числе энергетического сектора будет реализовано в полном объеме и послужит прорывному росту нефте- и газодобычи в стране.

Некогда вторая в мире страна по производству нефти в мире в 1938 году национализировала всю нефтедобычу в стране, которую, преимущественно, контролировали иностранные игроки. Вся нефте- и газодобывающая отрасль страны была сконцентрирована в государственной компании Petroleos Mexicanos (PEMEX). За годы государственного управления в отрасли наметилось технологическое отставание, которое затрудняло извлечение более труднодоступных месторождений, как на суше, так и на шельфе. В итоге происходила разработка только тех месторождений, которые было возможно разведать и эксплуатировать при имеющихся технологиях. Все это на фоне не восполнения доказанных запасов нефти привело к драматичному падению добычи после очередной

РИСУНОК 2. Доказанные запасы газа, трлн. м куб



Источник: BP Statistical Review 2013

попытки выведения отрасли из кризиса в период с 1995 по 2004 гг.

В тоже время по данным инвестиционного подразделения Ситибанка Мексика потенциально обладает существенными запасами углеводородов различного типа месторождений. Так по запасам сланцевого газа импортером которого уже несколько лет является Мексика находится на 4 месте в мире с объемом 18 трлн м куб газа. Однако существует большая разница между доказанными запасами газа и предполагаемыми. Так в 1992 году запасы углеводородов в Мексике (Рисунок 2) были приведены к стандартам США, по которым доказанными запасами считаются только те запасы, промышленная добыча на которых может быть начата в течение 9 месяцев после принятия решения о разработке. Таким образом, Мексика фактически является настоящей нефтяной заначкой США. Богатые запасы глубокого шельфа мексиканских территориальных вод залива оцениваются в 9,7 млрд т. нефти и 2,8 трлн м куб природного газа, а также запасов суши, которые в сумме оцениваются не менее чем в 40 млрд тонн нефтяного эквивалента. Успешная реализация институциональных реформ, которая начата новым правительством Мексики, позволит вскрыть эти запасы.

Общая добыча нефти и газового конденсата в Мексике достигла своего пика в 3,8 млн бар сутки в 2004 году, после чего упала до 2,9 млн бар сутки в 2011 году и стабилизировалась на этом уровне. Причиной рекордного падения добычи можно называть разные причины: отсутствие современных технологий добычи нефти на труднодоступных месторождениях, в том числе глубокого шельфа и природного сланца. Однозначно можно сказать только то, что госкомпания-монополист в условиях десятилетиями коррумпированного правительства-популиста, нередко залезавшего в карман компании и продвигавшего лояльных правительству чиновников работало в условиях не способствовавших качественному развитию компании. По прогнозам экспертов инвестиционного подразделения Ситибанка, страна уже к 2017 году станет импортером нефти, а к 2030 году объем импорта может достигнуть 1 млн барр в сутки. Все это сформировало в стране понимание необходимости проведения реформ в сырьевом секторе. Первые подвижки в этом направлении начались уже в 2011 году, когда были выданы первые лицензии на разработку и добычу без права владения. Данная мера была призвана обойти ограничения конституции страны ограничивающей доступ иностранных компаний к мексиканским месторождениям. Однако этих мер оказалось недостаточно для модернизации отрасли, требующей привлечения инвестиций и, что более важно,



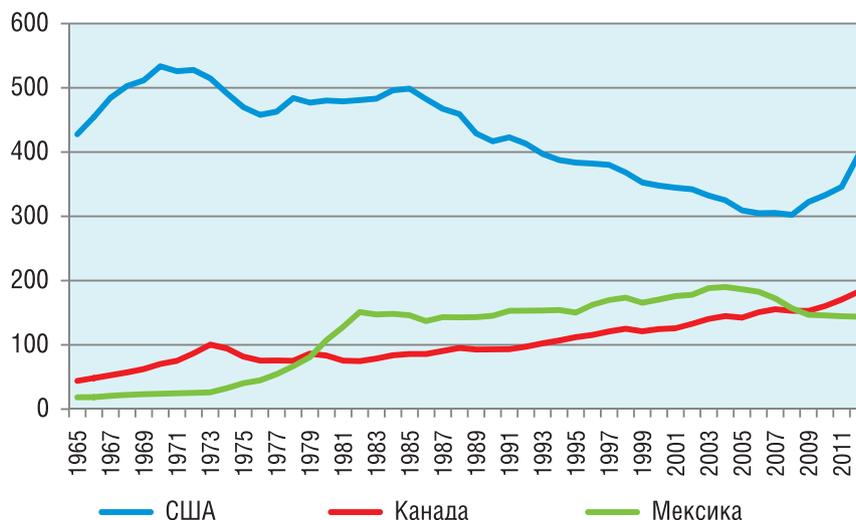
технологий, поэтому в августе этого года было объявлено о новом этапе реформирования ТЭКа в стране.

Геологические и климатические условия в которых находится Мексика, позволяют говорить о значительном потенциале нефти и газодобычи в стране. Заявленные в августе этого года реформы топливно-энергетического сектора экономики, позволяют раскрыть существующий в стране потенциал мексиканских недр для разработки месторождений нефти и газа. Перспектива роста добычи может превзойти все существующие ожидания и тому есть ряд фундаментальных факторов. Давайте попробуем в них разобраться.

Фактор первый – запасы. По запасам всех типов нефти, кроме битумозных песков<sup>4</sup> Мексика, по некоторым оценкам, потенциально может быть на первом месте среди стран НАФТЫ<sup>5</sup> с объемами не менее 50 млрд тонн против 35 млрд тонн в США и 48 млрд тонн (без учета битумозных песков) в Канаде. При этом накопленная добыча в Мексике составляет всего 6 млрд тонн по сравнению с 25 млрд тонн в США.

Если обратить внимание на историю доказанных запасов нефти в странах Северной Америки (Рисунок 4), то можно заметить, что долгое время они находились на примерно одинаковом уровне. Нынешний разрыв произошел только

РИСУНОК 3. Добыча нефти в Северной Америке, млн т год



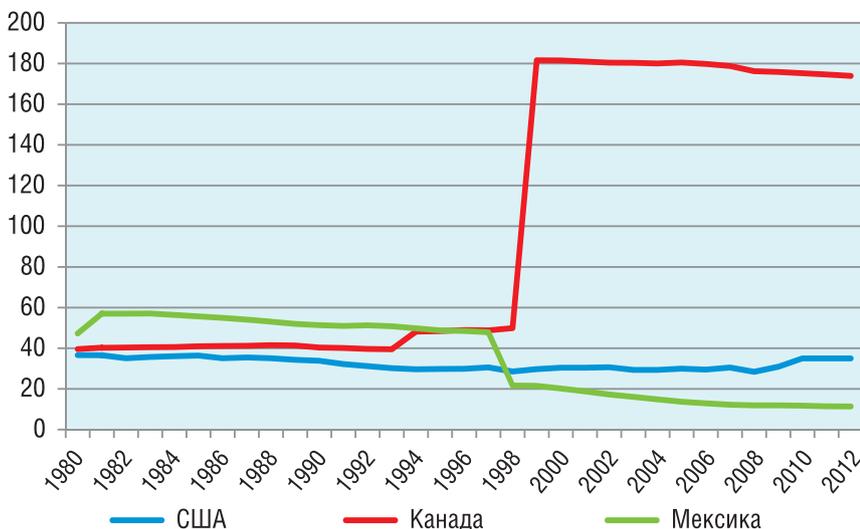
Источник: BP Statistical Review 2013

когда Канада занесла в свой баланс извлекаемых запасов гигантские месторождения нефтяных песков, а Мексика ввиду недоинвестирования в отрасль и неспособности извлечь нефть новых труднодоступных и старых остаточных месторождений вынуждена была часть запасов снять с баланса, в связи с чем и произошла резкая просадка доказанных запасов нефти в 1998 году. Сейчас наиболее перспективные запасы нефти сосредоточены на глубоком и сверхглубоком шельфе мексиканского залива (порядка 9,7 млрд тонн), технологическое недоинвестирование не позволяло разрабатывать эти месторождения.

На данный момент эти объемы даже не учитываются на балансе запасов страны, в то время как в территориальных водах США это один из наиболее перспективных источников нефти, который уже активно разрабатывается и будет источником замещения нынешних выбывающих мощностей.

Кроме того, потенциал Мексики заключается не только в новых нетрадиционных месторождениях и месторождениях глубоководного шельфа, но также и в современных возможностях доразведки и интенсификации разработки существующих месторождений крупными и малыми компаниями. С другой стороны, существующая россыпь малых месторождений нефти, которые рентабельны для разработки только малыми компаниями, условно представляют собой еще одно гигантское месторождение, освоение которого в США позволило долгие годы поддерживать падающую добычу. Сейчас около 55% всей нефти

РИСУНОК 4. История доказанных запасов нефти в странах Северной Америки, млрд т нефти



Источник: BP Statistical Review 2013

<sup>4</sup> Потенциал снижения себестоимости добычи битумозных песков выглядит более ограниченным по сравнению с месторождениями твердых песчанников, поэтому при снижении цен ниже уровня 80 долл за баррель новые инвестиции в отрасль будут значительно сокращены, хотя существующие мощности будут продолжать работать в отличие от твердых песчанников, где таким уровнем отсечения будет 50 долл за баррель.

<sup>5</sup> НАФТА (в пер. с англ. North American Free Trade Agreement, NAFTA), между членами соглашения устраняются практически все барьеры на пути движения капиталов, товаров, услуг и легальной рабочей силы.



США добывается именно малыми (независимыми) компаниями. Именно малые компании первыми оценили возможность комплексного использования 3D сейсморазведки, горизонтального бурения и многостадийного разрыва пласта и оказались победителями при разработке новых нетрадиционных, труднодоступных месторождений. Таким образом по объемам потенциальных запасов нефти наиболее рентабельных для разработки Мексика является лидером среди стран Северной Америки, а по объемам добычи аутсайдером и тут скрывается значительный потенциал для роста добычи.

Фактор второй – себестоимость. Есть две основные причины, обуславливающие потенциально более низкую себестоимость добычи нефти в Мексике по сравнению с США и Канадой, а значит и более высокую рентабельность разработки. Первое – климатические и географические условия. Мексика по сравнению с Канадой находится в теплых климатических условиях, характеризующихся малой лесистостью, высоким уровнем освоенности территории. В Мексике нет необходимости завозить людей, строить вахтовые поселки или вовсе с нуля возводить города в Тайге не говоря уже о более высокой себестоимости добычи нефтяных песков по сравнению со всеми остальными типами месторождений нефти. Вторая причина более спорная, но о ней также стоит упомянуть. Объем накопленной добычи в США в 4 раза выше по сравнению с Мексикой. Большинство традиционных месторождений в США истощено, а новые проекты ведутся преимущественно на нетрадиционных месторождениях. В тоже в Мексике имеется значительный потенциал по доразведке существующих традиционных крупных и россыпи малых месторождений себестоимость разработки которых в разы ниже самых рентабельных сланцевых проектов.

Третий фактор. Мексика является участником соглашения о свободной торговле с Канадой и США – NAFTA и имеет общую протяженную границу с США, по обеим сторонам которой находятся освоенные и заселенные территории. Таким образом,



в случае полного проведения реформ, а все указывает на то, что они будут доведены до конца и в полном объеме, то бурильным бригадам, геологам, компаниям и корпорациям не составит значительного труда отправиться из Нью-Мехико, Техаса, Колорадо или Луизианы в Мексику для разработки новых месторождений нефти и газа. Таким образом в отличие от Китая, Европы и Аргентины в Мексике не должно быть проблем обеспечения нефтедобывающей инфраструктурой, оборудованием и кадрами с которыми столкнулись эти страны и которым для решения этих проблем понадобится 10–15 лет. Таким образом, в случае проведения поправок в 27 и 28 статью Конституции Мексики, можно ожидать такие же темпы разработки месторождений в Мексике, как и любом другом штате США, в котором ранее проводилась добыча в очень ограниченном масштабе, например, как в Северной Дакоте. При этом стоит отметить, что разработка шельфовых месторождений залива должна будет проходить еще более быстрыми темпами, т.к. разработка глубоководных месторождений мексиканского шельфа уже активно ведется в территориальных водах США.

Подводя итог выше описанных факторов, можно заключить, что лидерство Мексики по качеству и объему запасов, а также себестоимости их разработки в купе с членством в NAFTA и наличием общей границы с США позволит наращивать объемы добычи с темпами не меньшими чем в Канаде – лидеру по темпам роста добычи.

Теперь давайте поговорим о будущем. Объемы накопленной добычи в Канаде и Мексике находятся на сопоставимо одинаковом уровне 5,5 млрд тонн в Канаде и 6 млрд тонн в Мексике. В тоже время динамика разработки нефтяных месторождений до 2004 года включительно была сходной. Далее в Мексике начался спад добычи основной причиной, которой был технологический фактор, а не ресурсный. Так за период с 2004 года по 2011 накопленный рост добычи в Канаде составил 17%, в то время как в Мексике добыча снизилась на 24%, однако если бы в Мексике сохранялись бы сходные с Канадой темпы роста добычи, а все предпосылки для сходных или даже больших темпов роста добычи в Мексике были. Таким образом, в 2012 году Мексика потенциально могла добывать не 143 млн тонн в год, а около 223 млн тонн в год. Представленный в данной статье прогноз добычи нефти в Мексике был основан на расчетах экспертов инвестиционного подразделения Ситибанка. В частности, средний темп и период роста добычи в Канаде был приведен для Мексики и на основе этих расчетов был получен новый прогноз, отличительной предпосылкой которого является реализация институциональных и отраслевых реформ в Мексике. Возможность реализации данного сценария напрямую будет зависеть от стабильности правил и завершенного характера институциональных и отраслевых реформ в экономике и по своей сути отображает потенциал развития мексиканской нефтедобычи до 2035 года.

**ТАБЛИЦА 1.** Прогноз производства нефти и газового конденсата в Северной Америке, млн тонн

Прогноз производства нефти и газового конденсата в Северной Америке, млн т г							
			прогноз CITI GPS	прогноз CITI GPS	прогноз автора	прогноз автора	прогноз автора
млн тонн/г	2004	2011	2015 (изменение к 2004 г.)	2020 (изменение к 2004 г.)	2025 (изменение к 2004 г.)	2030 (изменение к 2004 г.)	2035 (изменение к 2004 г.)
США	325	345	445 (+37%)	596 (+83%)	–	–	–
Канада	145	170	232 (+60%)	323 (+123%)	–	–	–
Мексика	190	145	164 (-14%)	217 (+14%)	276 (+45%)	354 (+86%)	423 (+123%)

Источник: «Energy 2020, North America, the New Middle East?» и собственные расчеты автора

В 2012 году в отчете инвестиционного подразделения Ситибанка приводились следующие (Таблица 1) прогнозы роста добычи для Канады с уровня 3,5 млн бар сутки в 2011 году до 4,8 в 2015 и до 6,7 млн бар сутки в 2020 г. Эксперты инвестиционного подразделения Ситибанка свои прогнозы роста добычи строили от 2011 годы, однако в эту таблицу будет также добавлен 2004 год, так как именно в этот год Мексика достигла пика добычи и этот рост мог быть продолжен. Поэтому при расчете прогноза темпа и продолжительности роста добычи в Мексике мы будем опираться именно на 2004 год и все объемы роста пересчитывать именно к 2004 году.

В своем прогнозе эксперты инвестиционного подразделения Ситибанка приводят прогноз роста добычи до 2020 года т.е. продолжительность период составит 15 лет срок непрерывного роста добычи нефти в Канаде с 2005 по 2020 гг. В тоже время в Мексике в период с 2004 по 2011 год добыча непрерывно падала и эти 7 лет падения добычи также возможно отыграть. Поэтому наш прогнозный период составит 22 года.

Таким образом, мы получаем, что потенциальная добыча нефти в Мексике в 2020 году может составить около 214 млн т или 217 по прогнозам экспертов инвестиционного подразделения Ситибанка. Устранение институциональных барьеров развития нефтедобывающей отрасли в Мексике началось

только в этом году, поэтому 22 летний срок можно считать до 2035 года с расчетом на ускорение реализации ранее описанных факторов, как пройденных уже в других странах. Поэтому с учетом того, что уже по прошествии 2 лет видно опережение реализации прогнозов роста добычи в США и Канаде можно предположить об аналогичном эффекте после 2020 года и для Мексики по мере того, как заявленные тенденции наберут силу. Таким образом уже к 2030 году Мексика сможет выйти на объем добычи 354 млн т и к 2035 году на 423 млн тонн.

Подобный темп роста добычи выведет Мексику в пятерку крупнейших производителей нефти в мире. США в 2012 году потребило 980 млн тонн нефти и ее заменителей<sup>6</sup> из которых добыло только 394 млн тонн. Все остальное было преимущественно покрыто за счет импорта, в том числе из Канады и Мексики, однако основную долю потребностей покрывали страны Персидского залива. Рост добычи нефти в Канаде и Мексике приведет к тому, что США будет все меньше и меньше необходимости импортировать нефть из таких стран, как Саудовская Аравия, ОАЭ, Нигерия, Венесуэла и других стран. По прогнозам Ситибанка нефтяная самодостаточность Северной Америки наступит уже в 2020 году, однако с учетом тенденции ускорения реализации заданных прогнозов, а также подключения к этому процессу еще и Мексики, можно ожидать, если не опережающей реализации прогноза, то, по крайней мере, повышения его надежности. В случае становления

Северной Америки энергетически самодостаточной державой 90 летний союз между США и арабскими странами Персидского залива может подойти к концу и порядок в этом регионе придется поддерживать какой-то другой стране, например – Китаю. Исходя из этого, можно предположить начало эпохи Арабо – Китайской дружбы. Конечно, это является только предположением, однако тенденция к перераспределению сил на Ближнем Востоке будет неминуемо возрастать независимо от того к какой эпохе этом может привести.

Поскольку ранее никто не ожидал и на данный момент так же вряд ли ожидает, то становление Мексики, как 4 или 5 крупнейшего в мире производителя нефти в мире добавит к мировому топливному балансу еще около 4 млн<sup>7</sup> бар в сутки дополнительного производства, что неминуемо окажет давление на цены на нефть перепроизводство которой происходит уже два года и пока балансируется странами ОПЕК. ●

<sup>6</sup> Помимо нефти и газового конденсата, который также относится к нефти, США за счет глубокой переработки нефти посредством таких процессов, как крекинг и риформинг, разламывая длинные цепочки ароматических углеводородов дополнительно получают (выигрывают) около 50 млн тонн нефтепродуктов (1,2 млн бар). Еще одним источником замены нефти является биотопливо, которое дополнительно обеспечивает 46 млн тонн внутренних потребностей экономики США в нефтепродуктах.

<sup>7</sup> Около 200 млн тонн нефти в год в зависимости от плотности добываемой нефти и газового конденсата.



## РОССИЙСКИЕ ПЛАВУЧИЕ АЭС БУДУТ СНАБЖАТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ОТДАЛЕННЫЕ АРКТИЧЕСКИЕ РЕГИОНЫ

### THE CONVERSATION

Tony Roulstone

Хотя Россия является одним из мировых лидеров по добыче нефти и газа, она приступает к реализации амбициозной и в некоторой степени фантастической программы по строительству плавучих атомных электростанций. Строительство реакторов начнется уже в ближайшие годы, Москва экспортирует свои технологии в Китай, Индию, Бангладеш, Вьетнам, Иорданию и Турцию.



Россия создает эти реакторы для того, чтобы добывать сибирскую нефть и газ. Довольно компактные и самодостаточные энергоблоки ПАТЭС дают возможность обеспечивать энергией изолированные районы в Арктике, находящиеся вдалеке от сетей электроснабжения. Атомные электростанции считаются довольно надежными и простыми в эксплуатации. Но насколько эти маленькие энергетические реакторы экономичны и безопасны?

Военные реакторы проектируются без особого учета показателей затрат и экономичности. А поскольку энергетическая производительность у них невелика, вполне возможно, что затраты на выработку электроэнергии окажутся в несколько раз больше, чем у крупных стационарных реакторов, включенных в сеть электропередачи, и во много раз больше, чем у электростанций на газе.

## ГАЗОВАЯ РУЛЕТКА: ЛИБО СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ, ЛИБО ПОСТАВКИ ИЗ РОССИИ?

### la Repubblica.it

Luca Pagni

Скарони считает, что у Европы нет альтернативы: сегодня нам приходится решать вопрос: либо мы пойдем по пути США и будем добывать сланцевый газ методом разрыва пласта, преодолев политическое сопротивление и протесты защитников окружающей среды, либо по-прежнему пользоваться поставками газа из России... Потому что Россия обладает самыми большими запасами газа в мире, она географически близка к Европе и связана системами газопроводов с европейскими странами».

Скарони подчеркнул, что «в Европе потребители платят за газ тройную, а за электричество – двойную цену по сравнению с потребителями в США... Конечно, тема сланцевого газа, это не проблема, стоящая перед Епi, но вопрос, касающийся всей Европы. Европейская энергетическая политика оказалась неудачной из-за субсидий предприятиям, которые работают в секторе возобновляемых источников энергии. Это привело к тому, что немецкие, испанские и итальянские потребители дорого платят за газ и электроэнергию».

Американский пример доказывает, что возобновляемые источники энергии и газа прекрасно дополняют друг друга. Решение состоит в расширении европейских энергетических сетей, соединяющих все страны Т.о., можно будет использовать все источники энергии от итальянских



газовых энергоцентралей до французской атомной энергии, угля северных стран и ветровой энергии, вырабатываемой вдоль

атлантического побережья от Португалии до стран Балтики. Скарони прав! Где мы возьмем газ, который нужен нам не только для обогрева зимой?



## УКРАИНА ПРЕДПОЧЛА РОССИЮ ЕВРОСОЮЗУ?



Sara Miller Llana, Fred Weir

Украинское правительство 21 ноября объявило, что приостанавливает подготовку к подписанию соглашения, которое могло привести её к вступлению в ЕС.

Похоже, Россия одержала верх в своем споре с Евросоюзом о будущем Украины.

Европа могла бы получить немало геополитических преимуществ от сближения с Украиной. Поскольку США отворачиваются от Европы, а Москва стремится превратить Таможенный союз в противовес Евросоюзу, Украина могла бы помочь в создании защитного бастиона для ЕС.

Сделка с Россией, согласиться на которую В. Путин призывает Киев, принесет Украине немедленные и непосредственные выгоды, такие, как ценовые скидки на российские энергоресурсы, сохранение относительно открытых границ между двумя странами, а также возрождение промышленной интеграции, существовавшей в советскую эпоху.

Но она также прикует Украину к ее давнему угнетателю, превратив эту страну в ключевую составляющую экономического блока под руководством Москвы, который вознамерился к 2015 г. превратиться в полуполитический альянс под названием Евразийский экономический союз, где к его ключевым членам – России, Белоруссии и Казахстану – должны присоединиться Армения, Киргизия и Таджикистан. ●

# ВЫСОКОКЛАССНЫЕ МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ – ДОМИНАНТА УСПЕШНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



**Виктория Беляева,**  
Начальник отдела  
международного протокола  
Уральский федеральный  
университет  
им. первого Президента  
России Б.Н. Ельцина

Нефтегазовая отрасль является ведущей отраслью народного хозяйства Российской Федерации, позволяющая занимать нашей стране передовые позиции в глобальном экономическом пространстве. Предприятия топливно-энергетического комплекса представляют собой крупные промышленные хозяйственные объекты, осуществляющие диверсифицированные бизнес-процессы с целью бесперебойной и динамичной добычи нефти и природного газа. Для укрепления передовых позиций в мире необходимо повышать конкурентоспособность данной отрасли. Успешное решение поставленной задачи заключается, в частности, в эффективной деятельности персонала. Новые инновационные специалисты, обладающие специальными компетенциями, – будущее этого направления. Социально-личностные, экономические и организационно-управленческие, общенаучные и общепрофессиональные компетенции служат фундаментом, позволяющим им гибко ориентироваться на рынке новых технологий, передового оборудования и быть подготовленными к продолжению образования.

Столь высокая планка поставлена перед выпускниками высших учебных

заведений и работодателями, при этом возникает вопрос, каким образом подготовить такого специалиста? Что влияет на образовательный процесс в современную эпоху интернационализации?

Образование – это непрерывный процесс и результат усвоения систематизированных знаний, умений и навыков. В процессе образования происходит передача от поколения к поколению знаний, духовных богатств, усвоение результатов общественно-исторического познания, отражённого в науках о природе, обществе, в технике и искусстве, а также овладение особыми компетенциями. Американский философ Ральф Эмерсон утверждал: «То, чему мы учились в школах и университетах, – не образование, а только способ получить образование».

В новейшей истории во главу угла встает феномен интернационализации, оказывающий всестороннее влияние на процесс подготовки специалиста. Выпускники имеют возможность получить фундаментальные знания в отечественных вузах, а также приобщиться к практикоориентированному обучению в лучших университетах мира.

В эпоху перемен и реформирования экономики интернационализация открывает различные экономические, политические, социальные аспекты сферы образования.

С одной стороны, интернационализация высшего образования – это процесс интеграции международного, межкультурного или глобального измерений в обучении, исследованиях и сервисных функциях. Во многих странах интернационализация рассматривается как средство для достижения более широких целей, например, улучшения качества, реструктуризации и модернизации





систем высшего образования и услуг. И в то же самое время, интернационализация образования – это характеристика академических и интеллектуальных ценностей такого мироустройства, при котором «доминирующая роль принадлежит национальным государствам».

Современные исследователи определяют интернационализацию как процесс включения различных международных аспектов в исследовательскую, преподавательскую и административную деятельность образовательных учреждений различных уровней, а также как диверсификацию и рост финансовых поступлений через привлечение иностранных студентов на платное обучение.

Каким образом высшему учебному заведению «встроиться» в процесс интернационализации, а студентам, будущим лидерам нефтегазовой отрасли, получить инновационные знания в новом формате?

Рассмотрим основные направления интернационализации высшего образования:

1. Разработка и реализация совместных образовательных программ всех уровней с участием зарубежных и отечественных университетов, академических институтов и других организаций.

Первым шагом для этого будет создание таких программ как 3+1 (3 года обучения в университете своей страны, 1 год обучения в гостевом университете) или 1+1, если мы рассматриваем магистратуру.

2. Подготовка и реализация образовательных программ на иностранном языке.

Необходимо разрабатывать программы на иностранном языке,

так как общепринятым языком международного общения является английский. Логичнее начинать с магистерских программ, так как студенты, уже окончившие Бакалавриат, более точно понимают необходимость получения зарубежного опыта.

3. Укрупнение образовательного процесса: дальнейшее развитие сетевых университетов, разработка и реализация новых совместных образовательных программ.

Отличными примерами являются такие объединения, как университеты ШОС и СНГ, позволяющие студентам обучаться в течение семестра или года в вузах, с которыми подписан договор в рамках сотрудничества.

4. Расширение сферы влияния дистанционного образования для иностранных студентов: разработка электронных курсов для программ бакалавриата и магистратуры.

Самые крупные и топовые мировые университеты предлагают курсы, модули и целые программы дистанционно, что вполне подходит для первого погружения студента в международную среду.

5. Создание практикоориентированных образовательных программ

В европейских университетах, например, студенты имеют больше практических занятий, больше стажировок на предприятиях. Благодаря развитой академической мобильности данные стажировки проходят в различных странах.

6. Создание грантовых программ для иностранных студентов

7. Усовершенствование системы продвижения университетов

на внешние рынки, участие в международных выставках в формате B to B, B to C.

8. Совершенствование инфраструктуры университетов, строительство современных кампусов

9. Создание совместных научных лабораторий с иностранными учеными

10. Привлечение иностранных профессоров по различным направлениям для чтения курсов лекций на иностранном языке

Вышеназванные тенденции характерны для всех крупных современных топовых университетов мира и, в частности России.

Университеты, внедряющие международные стандарты качества образования, являются наиболее конкурентоспособными, а следовательно, наиболее привлекательными для любого студента, желающего не просто просидеть на лекциях и практиках в течение четырех или двух лет в зависимости от программы, а получить высококачественное техническое «нефтегазовое» образование, а также возможность изучить национальную и иностранную точку зрения на многие вещи. Каждый современный развитый вуз предлагает иностранным студентам грантовые программы, стипендии. Существуют также программы от правительства стран. Одним из лучших примеров реализации обучения за рубежом является программа Эразмус Мундус, которая предоставляет студентам возможность получения степени магистра в ряде стран-членов ЕС. Курсы на получение степени магистра созданы для студентов, прошедших первую ступень высшего образования продолжительностью не менее трех лет (для студентов из России – не менее четырех лет). Курс Эразмус Мундус на получение степени магистра обеспечивает получение минимум 60 (одногодичный курс обучения), максимум – 120 зачетных единиц по системе ECTS на уровне магистра (двухгодичный курс обучения).

Эразмус лишь одна из тысяч программ международного обмена, необходимо постоянно искать вновь появляющиеся предложения, подавать документы и выигрывать. И может быть именно Вы станете будущим лидером нефтегазовой отрасли? ●

# ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ППД



**Александр Швиндин,**  
Заместитель директора  
по научной работе,  
ООО «СМЗ»,  
к.т.н.

Технология нефтедобычи, основанная на поддержании пластового давления за счет закачки в нагнетательную скважину холодной (пресной, сточной или пластовой) воды, пара, поверхностно активных веществ (ПАВ), сжиженной двуокиси углерода или других агентов, сохранится на ближайшие десятилетия. Основным оборудованием современной системы ППД нефтяных месторождений являются насосные агрегаты, которыми оснащены наземные кустовые насосные станции (КНС). Перечень применяемых насосных агрегатов различных производителей стран СНГ и инофирм дальнего зарубежья достигает уже более двух десятков. Эффективность нефтедобычи во многом зависит от правильного выбора типоразмера насоса и условий его эксплуатации.

К сожалению, создавшиеся условия рыночных отношений, исторически сложившийся монополизм производителей, отсутствие координации их действий и бесконтрольная самореклама не всегда способствуют оптимальному выбору оборудования. Прежде чем определиться с критериями

выбора насосного оборудования, предлагается краткий исторический экскурс его создания.

## 60-е годы:

- СКБ ПН (г. Сумы – ныне ОАО «ВНИИАЭН») совместно с Сумским насосным заводом (ныне ОАО «СЗ «НАСОСНЕРГОМАШ» – «СЗ «НЭМ») создали и ввели в промышленную эксплуатацию группу насосов типа ЦН 150-200, ЦН 150-150 и ЦН 150-100 для работы в системах ППД. Базовый насос – ЦН 150-200 – горизонтальный, центробежный, секционный, однокорпусной, шестнадцатиступенчатый с гидропяткой, выносными подшипниками скольжения с принудительной смазкой, механическими уплотнениями вала с сальниковой набивкой. Частота вращения приводного электродвигателя 3000 об/мин.

## 70-е годы:

- ВНИИАЭН модернизировал насос ЦН 150-200 в пятнадцатиступенчатое исполнение и совместно с Ясногорским машзаводом разработал и ввел в действие ГОСТ на насосы типа ЦНС для заводнения нефтяных пластов, где насосы ЦНС 180 и ЦНС 500 закреплены за СЗ «НЭМ».
- ВНИИАЭН по разовому заказу для объединения «ТАТНЕФТЬ» разработал, изготовил на своем опытном производстве и провел стендовые приемочные испытания высокооборотного ( $n = 6000$  об/мин) двухкорпусного насосного агрегата АЦН 100-160. После нескольких выходов из строя на НГДУ из-за нарушений условий эксплуатации в промышленную эксплуатацию агрегаты введены не были.
- Принято решение о передаче серийного производства насосов ЦНС 180 на ОАО «СМНПО им. М. В. Фрунзе» (г. Сумы).

- ВНИИАЭН закончил первый этап обследований на местах эксплуатации насосов типа ЦНС 180, проводимых регулярно с 1972 г. Представлены сведения о наработках при перекачивании различных сред, анализ отказов, выводы и предложения по повышению общей надежности и продлению ресурса, улучшению организации обслуживания и ремонтов. На 01.10.1978 г. парк работающих насосов типа ЦНС насчитывал 2145 единиц.
  - ВНИИАЭН создал высокооборотный ( $n = 9000$  об/мин) двухкорпусный насосный агрегат АЦНС 180-3200 в коррозионностойком исполнении и провел его стендовые приемочные испытания. После нескольких выходов из строя на НГДУ «Надворная» (Западная Украина) из-за нарушений условий эксплуатации в промышленную эксплуатацию агрегат введен не был.
  - ВНИИАЭН совместно с СЗ «НЭМ» создал и поставил первую партию насосов ПЭ 90-180 и ПЭ 90-110 для систем УПГ (установка парогазовая) и УВ (установка водогрейная) в Кинкиак (Актюбинск) и Усинск.
- ## 80-е годы:
- СМНПО им. Фрунзе освоил серийное производство насосов типа ЦНС 180. Первая партия выпущена в 1981 г.
  - СЗ «НЭМ» модернизировал группу насосов ПЭ 90 и на их базе создал насос ЦНС 63-1900. Впоследствии ВНИИАЭН для этого насоса отработал более экономичную проточную часть, и СЗ «НЭМ» начал производить очередную его модификацию – ЦНС 63-1800.
  - СМНПО им. Фрунзе интенсивно ведет работы по повышению эксплуатационной надежности насосов типа ЦНС 180, в том числе для перекачивания сточных вод с повышенным



содержанием сероводорода. Совместно с ВНИИАЭН освоил серийное производство коррозионностойкого исполнения этого насоса – ЦНС 180М.

- ВНИИАЭН совместно с СМНПО им. Фрунзе создал высокооборотный ( $n = 7000$  об/мин) насосный агрегат АЦНС 63-3000 оригинального двухкорпусного исполнения. Два насосных агрегата прошли стендовые приемочные испытания, один из них был введен в промышленную эксплуатацию в объединении «ТАТНЕФТЬ», сведения о наработках отсутствуют. Второй не был востребован.
- ВНИИАЭН по договору с ВНИИСПТНефть (ныне ОАО «ИПТЭР», г. Уфа,) разработал техно-рабочий проект насосного агрегата АЦНС 63-1800 в шестнадцатиступенчатом исполнении с частотой вращения приводного электродвигателя  $n = 3000$  об/мин. Эта документация впоследствии стала базой для производства насосов типа ЦНС на ОАО «Воткинский завод».

### 90-е годы:

- ВНИИАЭН создал высокооборотный ( $n = 6000$  об/мин) двухкорпусный насосный агрегат АЦНУ 63-1000 с оригинальной запирающей системой уплотнения вала. Агрегаты предназначены для закачки в пласт жидкой двуокиси углерода (углекислоты), впервые были оснащены автоматикой на микропроцессорной технике. Два насосных агрегата прошли стендовые приемочные испытания в 1991 г. и были отправлены на монтаж в системах БКНС объединения «Куйбышевнефть». В промышленную эксплуатацию не введены.
- В ЦКТИ им. Ползунова (г. Санкт-Петербург) создан высокооборотный ( $n = 12000$  об/мин) двухкорпусный турбонасос со встроенными подшипниками на перекачиваемой среде. Прошел опытную эксплуатацию, представлялся на выставках. В промышленную эксплуатацию не введен.

Таким образом, к началу 90-х годов все насосные заводы были вооружены своей переработанной документацией и вошли в

постсоветские рыночные отношения каждый со своей номенклатурой, не совсем соответствующей требованиям систем ППД.

К этому времени уже определилось конструктивное исполнение насосов. Скромный перечень созданных и не введенных в промышленную эксплуатацию высокооборотных насосных агрегатов в сравнении с тысячами работающих однокорпусных секционных машин типа ЦНС 180 позволяет сделать однозначный вывод – высокооборотные агрегаты не найдут применения в системах ППД по причине усложнения конструкции, жестких требований к условиям эксплуатации и дороговизны. Встроенные подшипники для работы на перекачиваемой среде широкого распространения также пока не получили.

В течение последующих 15 лет снижение дебита нефтяных скважин выявило четкую тенденцию уменьшения подач насосов систем ППД со  $180 \text{ м}^3/\text{ч}$  до  $90, 63, 45, 30$  и даже  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$  с диапазоном напоров от  $1000$  до  $2000 \text{ м}$ . К сожалению, отечественные производители не отреагировали на реальные потребности. ВНИИАЭН, как и все отраслевые НИИ бывшего СССР, переживал трудные времена и не имел резервов для новых разработок и экспериментальных работ. Заводы-производители не имели соответствующих проточных частей для модернизации действующей или создания новой техники. Как следствие, потребительский рынок начал наполняться техникой иносфер. Например, в объединении «ТАТНЕФТЬ» к концу 90-х годов

из всего количества наземных насосных агрегатов около 30 % были сумских заводов, 45 % – Воткинского завода и уже 25 % – насосы компании «REDA» (США) на подачу  $25 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Но проблема оставалась нерешенной.

### В конце 90-х – начале 2000-х годов

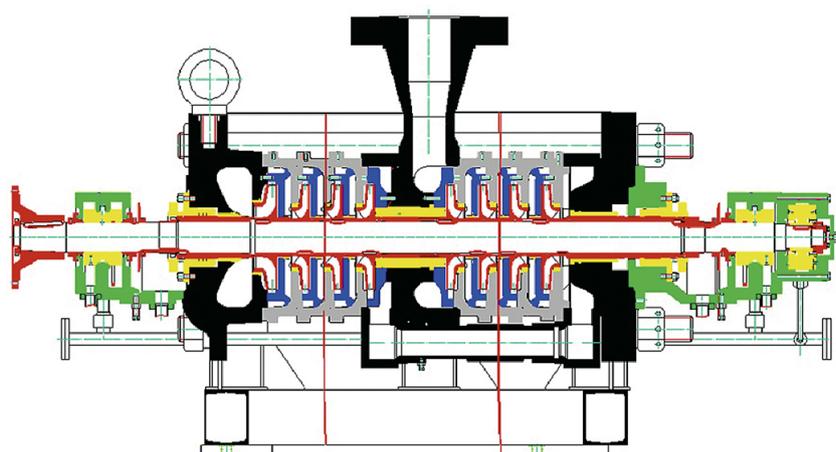
произошел новый виток в развитии насосостроения для систем ППД. И каждый производитель пошел своим путем. Воткинский завод создал и начал широко внедрять группу насосов ЦНС на подачи  $40, 60, 90 \text{ м}^3/\text{ч}$ , в том числе со встроенным «полевым» подшипником. СМНПО им. Фрунзе разработал новую проточную часть насоса ЦНС 180 с целью расширения рабочей зоны до  $240 \text{ м}^3/\text{ч}$  и более с одновременной модернизацией подшипниковых узлов и концевых уплотнений. СЗ «НЭМ» разработал документацию высоко-оборотного насоса на подачу  $25 \text{ м}^3/\text{ч}$  с напором  $1800 \text{ м}$ .

На наш взгляд, самыми эффективными были мероприятия, выполненные ОАО «ВНИИАЭН» совместно с кафедрой прикладной гидроаэромеханики Сумского государственного университета в нескольких направлениях:

**Первое:** проведен комплекс расчетно-экспериментальных исследований новых проточных частей для диапазона подач  $25 \div 120 \text{ м}^3/\text{ч}$  с экспериментальной проверкой их характеристик в стендовых условиях.

**Второе:** созданы насосы типа ЦНС с диапазоном подач  $45 - 200 \text{ м}^3/\text{ч}$  только за счет замены рабочих органов новыми (рабочих

РИС. 1. Конструкция насоса типа ЦНСп 180



**ТАБЛИЦА.** Технические данные насосов типа ЦНСп

Марка насоса	Номинальный режим				Температура перекачиваемой среды, °С	Частота вращения синхронная, об/мин	Габаритные размеры насоса, мм			Масса насоса, кг
	Подача, м³/ч	Напор, м	КПД, %	Допускаемый кавитационный запас, не более, м			Длина	Ширина	Высота	
ЦНСп 45-1900-2	45	1900	50	5,0	до 60	3000	1230	2885	1305	4150
ЦНСп 45-1422-2		1422	50					2505		3700
ЦНСп 45-1050-2		1050	50					2220		3300
ЦНСп 63-1900-2	63	1900	57	5,5				2885	1305	4150
ЦНСп 63-1422-2		1422	57					2505	1305	3700
ЦНСп 63-1050-2		1050	56					2220	1215	3300
ЦНСп 90-1900-2	90	1900	61	6,0				2885	1305	4150
ЦНСп 90-1422-2		1422	61					2505	1305	3700
ЦНСп 90-1050-2		1050	61					2220	1215	3300
ЦНСп 180-1900-2	180	1900	75	7,0				2885	1305	4150
ЦНСп 180-1422-2		1422	75					2505	1305	3700
ЦНСп 180-1050-2		1050	75					2220	1215	3300
ЦНСп 240-1900-2	240	1900	77	8,0	2885	1305	4150			
ЦНСп 240-1422-2		1422	76		2505	1305	3700			
ЦНСп 240-1050-2		1050	75		2220	1215	3300			

колес, направляющих аппаратов и деталей щелевых уплотнений) в корпусных деталях (крышках и секциях) существующего насоса ЦНС 180. При этом насосы остались привычными и понятными для эксплуатационного персонала. Диапазон напоров от 1000 до 2000 м обеспечивается, как и раньше, количеством ступеней. Изготовлены и внедрены в промышленную эксплуатацию сменные проточные части на базовые подачи 45, 63, 90 м³/ч, а также более экономичная поточная часть для насоса ЦНС 180.

**Третье:** обеспечены требуемые подачи 15 ÷ 30 м³/ч и напоры до 2000 м путем создания насосных установок с двумя последовательно работающими насосами. Созданы насосные агрегаты ЦНС 30-1000 и ЦНС 30-800, которые в установке обеспечивают требуемые параметры при достаточно высокой экономичности. Такое решение не ново, еще в 20-х годах прошлого столетия в Германии для условий шахтного водоотлива применялись установки с последовательно работающими насосами различной компоновки.

**Четвертое:** проведены научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы с целью создания насосов типа ЦНС с другими известными типовыми конструктивными схемами, повышение их надежности за счет применения прогрессивных износостойких материалов и др. Одним из таких технических решений является конструктивная схема насоса, приведенная на рис. 1, с симметричным расположением рабочих колес типа «спина-к-спине», что позволяет гидравлически разгрузить ротор от осевых сил, устранить самый «слабый» узел – гидропятю и тем самым повысить надежность и ресурс работы. При этом сохраняются привязки по фундаменту и входному патрубку серийно изготавливаемой машины ЦНС 180.

Ниже приведена таблица параметров работы и массогабаритных характеристик насосов типа ЦНСп с различными комбинациями рабочих органов. Диапазон устойчивой работы по подаче – от 45 до 200 м³/ч с напорами от 1000 до 2000 м достигается за счет специально

созданных сменных рабочих органов и количества ступеней.

Опытный образец насосного агрегата АЦНСп 180-1050 введен в промышленную эксплуатацию в 2003 г. в Анастасьевской станции ППД НГДУ «Ахтырканефтегаз» (Сумская обл.) и в настоящее время находится в рабочем состоянии. Перекачиваемая среда – сильно минерализованная (солей до 200 мг/л) вода с сероводородом (до 50 мг/л), с песком и сульфатовосстанавливающими бактериями. При общей наработке более 70000 часов межремонтные пробеги составили около 1,5 года, при ремонтах производилась только замена пар трения торцовых уплотнений.

Подводя итоги, можно констатировать, что к 2010 году в странах СНГ образовалось пять основных поставщиков насосного оборудования для систем ППД. Типоразмерный ряд насосов типа ЦНС пока не узаконен, но уже стихийно сформировалась градация параметров по подачам и напорам у различных производителей. Появляющиеся разовые заказы не оптимизируются, изготовление



агрегатов выполняется так, как это традиционно сложилось у каждого производителя. Системного подхода нет и пока не намечается. Потребительский рынок уверенно завоевывается иными фирмами.

В последние годы в ОАО «ИПТЭР» (г. Уфа) активизировались работы по оптимизации параметров для различных технологических схем систем ППД, разработке методики выбора насосного оборудования, совершенствованию систем диагностики его работы. В развитие результатов научных исследований и конструкторских разработок ОАО «ВНИИАЭН» здесь ведутся работы по модернизации и совершенствованию конструкции насосов типа ЦНС 180. Совместно с ОАО «Воткинский завод» созданы опытные образцы высокооборотных малорасходных насосов с нерегулируемым и регулируемым приводом, получены удовлетворительные результаты их стендовых испытаний. Но для таких специфических насосов в первую очередь должны быть

обеспечены требуемые надежность и долговечность работы в эксплуатационных условиях, что проверяется только ресурсными испытаниями – длительными и дорогостоящими.

Чьи же насосы лучше? Не стоит обольщаться – лучшая техника у именитых насосных компаний – KSB, SULZER, FLOWSERVE, EBARA, REDA и других зарубежных корпораций. Как долго эта техника будет работать в условиях наших ППД – трудно сказать. Но наша общая задача – достичь уровня этих насосов и по надежности, и по степени автоматизации, и по культуре эксплуатации.

Но если уж сравнивать, то следует отметить, что экономические показатели насосного оборудования, разработанного в ОАО «ВНИИАЭН», гарантированы, т.к. проточные части для него отработывались в специализированных лабораториях этого института и кафедры прикладной гидроаэромеханики СумГУ с экспериментальной

проверкой характеристик модельных рабочих органов. Дальнейшая судьба любой машины будет зависеть от качества ее изготовления, условий эксплуатации и культуры обслуживающего персонала. Так что жизнь всё и всех расставит на свои места. ●

**Литература**

1. И.Б. Твердохлеб, А.А. Иванюшин, С.О. Луговая. Создание сменных проточных частей для насосов типа ЦНС// Насосы, оборудование. – 2003, № 2 (23). – С. 18 – 19.
2. А.А. Руденко. Системы поддержания пластового давления: нынешнее состояние и перспективы развития//Насосы, оборудование. – 2003, № 2 (23). – С. 31 – 32.
3. Л. Кванц. Современные центробежные насосы. Перевод с нем. С. М. Данцигера. ГОСТЕХиз-дат. – М., 1926. – 114 с.
4. И.Б. Твердохлеб. Современное состояние и перспективы развития насосного оборудования для систем поддержания пластового давления (ППД)// Сб. докладов 10-й международной н/г конференции "ГЕРВИКОН-2002", Украина, Сумы, 10 – 13 сентября 2002 г.
5. А. Багманов, М. Абрамов, К. Кулешов. Повышение энергоэффективности и надежности насосов систем поддержания пластового давления// Neftegaz.RU. – 2013, № 3. – С. 16 – 23.



**ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Система LOTO (аббревиатура от Lockout/Tagout) является плановой процедурой обеспечения безопасности, которая заключается в отключении источника питания оборудования во время проведения работ по техническому обслуживанию или выполнении ремонта. Такая процедура обеспечивает защиту рабочих от рисков удара электрическим током и повреждения другими опасными энергиями.



Компания ДИТРЭК предлагает простые и надежные решения, обеспечивающие комплексные задачи по Технике Безопасности и эффективному использованию оборудования:

- блокираторы, замки и бирки (система LOTO);
- знаки безопасности;
- сигнальная разметка пола, стен, контурные знаки;
- маркировка трубопровода;
- сорбенты;
- маркировка и идентификация.



г. Челябинск, Косарева, 71  
 тел./факс. (351) 729-97-97  
 e-mail: 7299797@dtrack.ru  
 www.promarking.ru



# МИРОВОЙ РЫНОК ХИМИЧЕСКИХ ВОЛОКОН



**Эмиль Айзенштейн,**  
Доктор технических наук,  
профессор,  
Заслуженный деятель науки  
и техники РФ

Мировой рынок текстильных волокон в 2012 году побил еще один рекорд: 85,8 млн.т, что на 4,5% превышает уровень 2011 года. При этом среднее потребление их на душу населения составило 12,2 кг (+3,4%) в основном для одежды, домашнего и технического текстиля, ковров и т.п. Эта историческая высота стала преодолена благодаря производству химических волокон: впервые выпуск синтетических волокон превысил 50 млн.т, а выпуск целлюлозных волокон впервые за свою 100-летнюю историю составил более 5 млн.т.

Сегмент химических волокон на мировом рынке выглядит вполне ободрающе – их объем в 2012 г. по сравнению с предыдущим годом вырос на 6% до 56 млн.т, в т.ч. собственно синтетические волокна на 5,6% до 50,8 млн.т (рис. 1).

Продолжают усиливаться лидирующие позиции полиэфирных (ПЭФ) волокон на мировом рынке, производство которых в 2012 г. достигло 41,4 млн.т и выросло на 6,1%, в т.ч. по текстильным нитям на 9% и по техническим – на 2%. Оба вида (найлон 6 и

РИС. 1. Мировое производство химических волокон в 2012 году по видам (%)

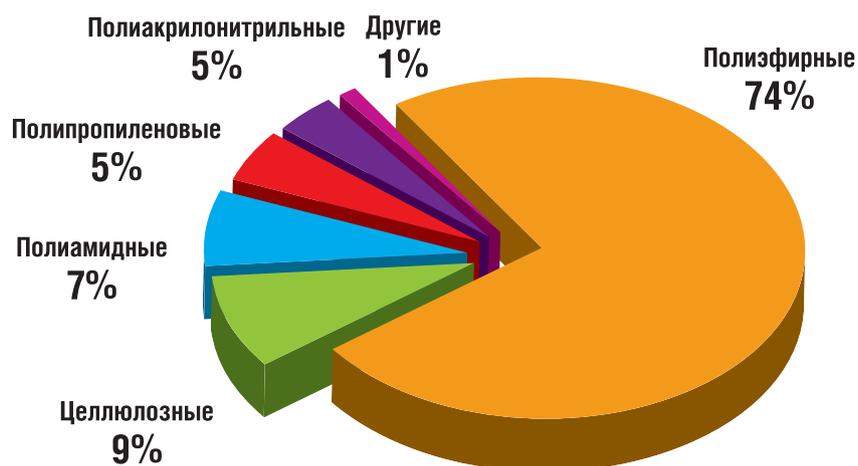
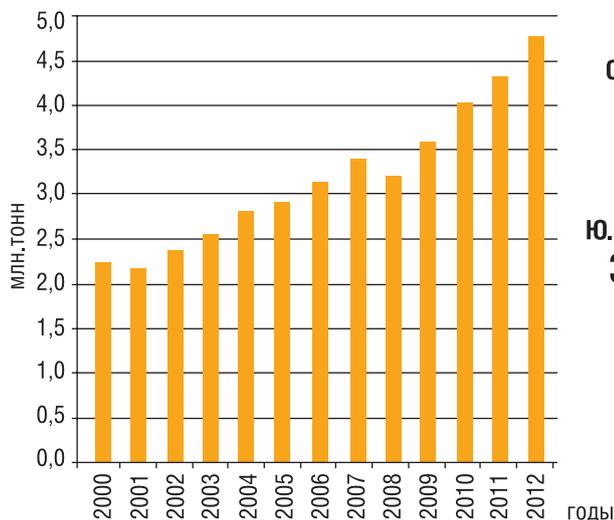
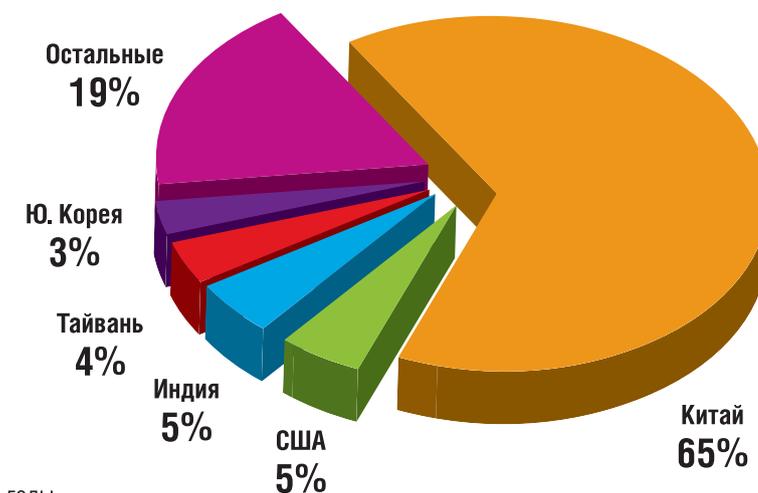


РИС. 2. Мировое производство целлюлозного штапельного волокна, включая лиоцелл и тенцел



найлон 66) полиамидных (ПА) и полипропиленовых (ПП) волокон немного улучшили свои показатели по сравнению с 2011 г. Производство полиакрилонитрильных (ПАН) волокон за тот же период несколько упало. Особо следует обратить внимание на положение дел с целлюлозными волокнами, производство которых в странах СНГ, в частности в России (некогда занимавшей 1-ое место в мире по выпуску этой продукции), в настоящее время практически прекращено, равно как и в Белоруссии, где в 2012 г. получены последние партии вискозных комплексных нитей на предприятиях в г.г. Могилеве и Светлогорске. И как не странно, ситуация на мировом рынке диаметрально противоположная и почему-то она безответственно игнорируется отечественными властными структурами. Так в мировом сегменте целлюлозных волокон наблюдается устойчивая непрерывная тенденция роста их производства, которое увеличилось только в 2012 г. относительно предыдущего года на 10,2% до 5,2 млн.т, в т.ч. вискозного штапельного волокна на 13%, а с 2001г. средние годовые темпы роста оказались самыми высокими в отрасли – ок. 10% (рис. 2). Очевидно, за границей, в значительной мере уступающей России в природных сырьевых ресурсах, лучше понимают, что нас ждет в будущем – варварски исчезающие запасы газа и нефти или воспроизводимая по воле человека растительность целлюлозного происхождения.

РИС. 3. Мировое производство химических волокон в 2012 году по странам (доля в %)



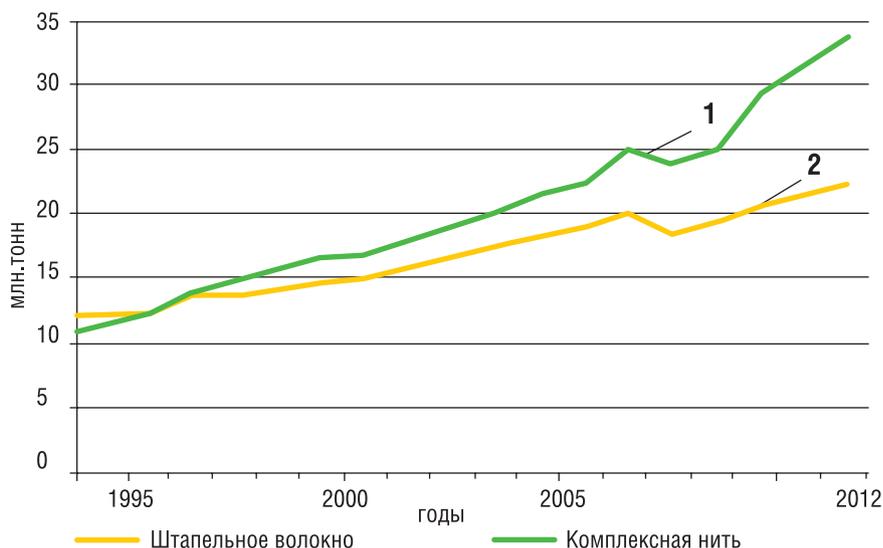
В целом, согласно рис. 1, в структуре мирового производства химических волокон заметно преобладают ПЭФ (74%), далее идут упоминавшиеся чуть выше целлюлозные (9%), ПА (7%), ПП (5%), ПАН (4%) и остальные (спандекс, арамидные, углеродные и др.) – 1%. В региональном плане безраздельно господствует Китай (рис.3): 65% производства химических волокон в мире сосредоточено в этой стране, по 5% приходится на Индию и США, 4% на Тайвань, 3% – на Ю.Корею и 18% – остальные страны.

Нарастающее с конца XX века внутри общего объема химических волокон опережение выпуска комплексных нитей против штапельного волокна и жгута

продолжалось и в 2012 г. (рис. 4), притом соотношение их увеличилось: 34 и 22 млн.т соответственно.

О причинах данной тенденции неоднократно высказывали наши соображения в ряде публикаций, суть которых сводится к объективной востребованности текстильной промышленностью замены пряжи, получаемой из штапельного волокна по многостадийной и низкопроизводительной технологии классического прядения (аппаратная, камвольная и др. системы), на комплексную пряжеподобную нить (чаще всего текстурированную или объемную другими способами), не требующую упомянутых выше операций при изготовлении тканей или полотен.

РИС. 4. Мировое производство комплексных нитей (1) и штапельных волокон (2) всех видов химического и натурального происхождения

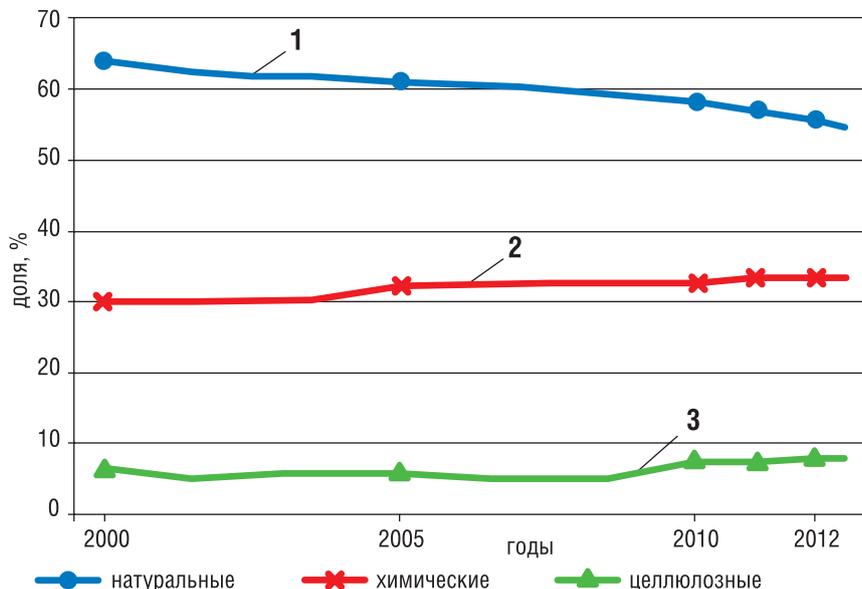


Конечно, для смесей химических волокон с хлопком и шерстью традиционные методы переработки штапельного волокна или жгута, как правило, сохраняются, а альтернативные варианты с химическими нитями целесообразно, на наш взгляд, применять для материалов, не содержащих натуральные волокна. Несколько слов о последних, среди которых наиболее значимое – хлопок. В течение сезона 2012 г. потребление его в мире продвинулось вверх примерно на 2,2% до 23,3 млн.т. Лишь в период культивирования посевов мировое производство хлопка сокращается в объеме ок.5%. Основной сбор хлопка (ок. 80%) сосредоточен в семи странах, где лидер тот же – Китай: в 2012 г. свой уровень потребления увеличили на 4% до 8,3 млн.тонн. В то же время мировой объем шерсти составил 1,09 млн.т и по сравнению с 2011 г. сократился на 2%.

В целом, на мировой рынок в 2012 г. поступили штапельные волокна всех видов, включая растительного и животного происхождения, целлюлозные и синтетические, в объеме 52,1 млн.т, т.е. на 2,6% больше, чем в 2011 году. Оба натуральных (хлопок и шерсть) и синтетические штапельные волокна дали прирост почти 2%, в то время как целлюлозные, преимущественно вискозные, показали наиболее благоприятную тенденцию и их доля в мировом объеме штапельных

РИС. 5. Доля основных видов штапельного волокна на мировом рынке:

1 – натуральные; 2 – химические; 3 – целлюлозные



волокон непрерывно возрастает, постепенно и обоснованно занимая место натуральных (рис.5).

Производство штапельного волокна и жгута целлюлозного происхождения достигло в 2012 г. рекордного уровня – выросло за один год на 10,8% до 4,8 млн.т, т.е. в 2 раза больше чем 10 лет назад (рис. 2). При этом подъем выпуска вискозного волокна равен 13,0% до 3,8 млн.т, а ацетатного сигаретного жгута на 3,9% до 650 тыс.т. В азиатском регионе прирост выпуска целлюлозных волокон составил 13% до 3,7 млн.т, в Европе – 3,9% до 650 тыс.т,

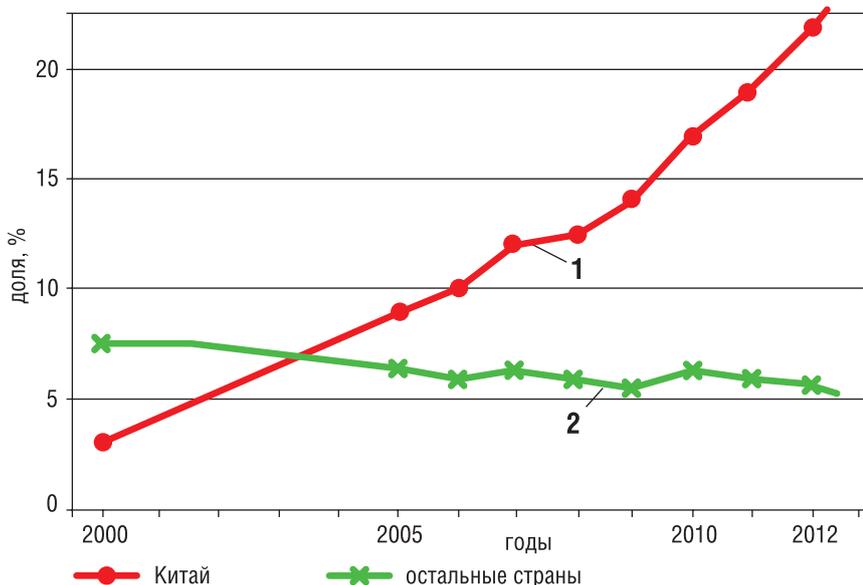
на американском континенте, в первую очередь, в Бразилии, Мексике и США – 2,7% до 370 тыс.т.

Рынок синтетических штапельных волокон, главным образом ПЭФ, ПП, ПАН, ПА и др., также добился в 2012г. нового рекорда – 17,5 млн.т, хотя прирост их (1,9%) оказался ниже предыдущего долговременного показателя (3,4%). Все регионы приняли в этом участие: в Америке увеличение выпуска синтетических штапельных волокон на 5,2%, в Европе на 1,9% и в Азии на 1,6%. Несмотря на последнюю цифру азиатский регион остается доминирующим на мировом рынке этой продукции – ок. 80%. Наибольший объем в данном сегменте занимают ПЭФ штапельное волокно и жгут, ПП и ПАН поднимаются не столь заметно, а ПА постепенно сокращаются. Генеральная тенденция в мире, иллюстрируемая рис. 5, – увеличение доли химических волокон и снижение доли натуральных – обеспечит прогресс текстильной индустрии в будущем.

Сегмент комплексных нитей расширился на 7,6% до 33,7 млн.т, в т.ч. ПЭФ нитей на 9,1% до 27,3 млн.т, непрерывно продолжая динамику подъема, равную в среднем 8,6% ежегодного прироста за последние семь лет. 70% мирового производства ПЭФ комплексных нитей сосредоточено в Китае, где очевиден мощный

РИС. 6. Производство полиэфирных комплексных нитей в мире:

1-Китай; 2-остальные страны



рост этой продукции, в то время как в остальных странах наблюдается его стагнация (рис. 6). Доля идущих вслед за Китаем, Индии и США по выпуску ПЭФ нитей не превышает 5% каждой.

Как уже отмечали, выпуск ПЭФ нитей, включая текстильные, технические и ковровые, вырос в 2012г. на 9,1% до 27,3 млн.т, из них 95% приходится на азиатский рынок. Как видно на рис. 6, здесь безраздельно господствует Китай: бурный рост на фоне стагнации остальных стран. При небольшом подъеме производства ПЭФ нитей на американском континенте отмечено его падение в Западной Европе и Турции. Мировое производство текстильных нитей, главным образом текстурированных и гладких, увеличилось в 2012 г. на 9,4% до 25,3 млн.т, из которого более 97% сосредоточено в Азии и запланирован его дальнейший рост в будущем, в то время как в Европе наметилось стабильное падение, а в Америке незначительный рост.

Лидером в производстве ПЭФ ковровых нитей (жгут BCF), мировой уровень которого за предыдущий год вырос на 24,2%, остаются США, хотя постепенно наращивают крупные мощности в Китае и Турции. Выпуск ПЭФ технических нитей, в т.ч. и для шинного корда, увеличился в 2012 г. на 1,9% до 1,7 млн.т,



из них к Азии относится 83%. Сегодня в Китае сосредоточено почти 60% мирового выпуска ПЭФ высокопрочных нитей технического назначения, за ним следует Ю.Корея – 10%, немного сбавив темпы по сравнению с 2011 г., далее, на третьем месте, идут США, где наблюдалось снижение на 2,2% до 111,5 тыс.т. Более того, аналогичный спад произошел в целом в Европе – на 13,1% до 135 тыс.т.

Производство ПА комплексных нитей в мире остается практически

неизменным – 3,7 млн.т в 2012 г. при росте объемов всего на 0,5%, в основном за счет азиатского региона. При этом выпуск ПА текстильных нитей поднялся на 4,2% примерно до 2,1 млн.т, достигнув нового пика в этом столетии. Рынок Азии увеличил свою долю на мировом рынке до 87%, европейский сохранил на прежнем уровне – 6%, американский сократил до 4%. ПА техническая (кордная) нить второй год испытывает значительные потери в Европе и незначительный прирост в Азии и Америке, что в мировом масштабе привело к сокращению объемов в 2012 г. на 1,6% до 960 тыс.т. Отмеченная в 2011 г. негативная тенденция выпуска когда-то пользующегося колоссальным спросом ПА коврового жгутика (BCF) получила свое подтверждение и в 2012 г.: мировое производство упало на 6,6% до 700 тыс.т.

Казалось бы, имея спад собственного производства практически по всем видам химических волокон, отмеченный выше в ряде позиций по Европе, он должен быть восполнен импортом. Однако, судя по табл.1, импорт химических волокон в 2012 г. в страны Европейского Союза также резко сократился по сравнению с предыдущим годом, причем довольно значительно, например по ПА текстильной, технической и ковровой (BCF), ПЭФ предориентированной (POY) и технической, ацетатной нитям и др.

ТАБЛИЦА 1. Импорт химических волокон в 2012г. в страны Европейского Союза (ЕС-27)

Вид волокна	Тыс. тонн	К 2011 году, ±%
Полиэфирная нить POY	20,4	-16
Полиэфирная текстильная нить	54,0	-7
Полиэфирная текстурированная нить	174,5	-1
Полиэфирная техническая нить	141,7	-9
Полиэфирное штапельное волокно	501,0	-3
Полиамидная текстильная нить	11,3	-14
Полиамидная текстурированная нить	18,0	-6
Полиамидная ковровая нить BCF	11,9	-26
Полиамидная техническая нить	34,0	-15
Полиамидное штапельное волокно	9,6	-13
Полиакрилонитрильное волокно	26,3	-5
Вискозная текстильная нить	8,6	-8
Вискозное штапельное волокно	25,5	-6
Ацетатная текстильная нить	1,6	-52

ТАБЛИЦА 2. Производство синтетических волокон<sup>1)</sup> в США в 2012 году

Виды волокон	Внутренние отгрузки и экспорт		Коэффициент загрузки мощностей, %
	тыс.тонн	±% к 2011г.	
<b>Полиэфирные</b>			
Штапельное волокно (2)	637	+9,3	83,0
Текстильная комплексная нить	171	+1,5	87,1
Техническая и кордная нити	111	-5,8	75,5
Ковровый жгут BCF	280	+25,8	90,6
<b>Полиамидные</b>			
Текстильная комплексная нить	30	+7,2	88,3
Техническая и кордная нити	71	-0,8	81,4
Ковровый жгут BCF	435	-1,8	76,3
Штапельное волокно	–	–	85,5
<b>Полиолефиновые</b>			
Комплексные нити (3)	836	+6,3	72,3
Штапельное волокно	184	+1,0	72,2
<b>ВСЕГО</b>	<b>2757</b>	<b>+5,8</b>	<b>-</b>

**Примечание:** <sup>1)</sup> исключая нить спандекс, арамидные и др. синтетические волокна;  
<sup>2)</sup> включая волокно – наполнитель;  
<sup>3)</sup> включая пленочные нити, ленты и спанбонд

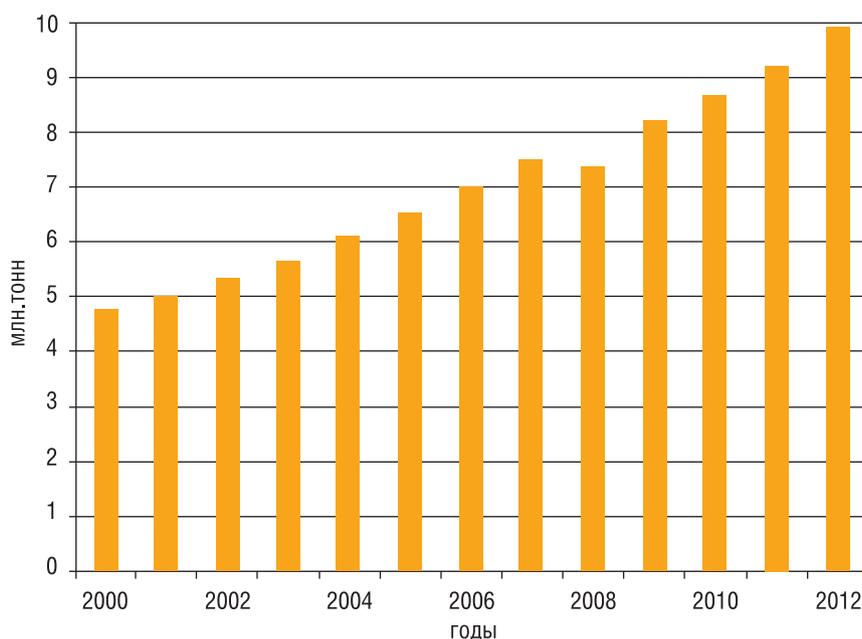
Ситуация в США, сложившаяся в 2012 г. с производством синтетических волокон и нитей заметно лучше, чем в Европе. Во-первых, как видно из табл. 2, наблюдается прирост объемов по ряду продуктов, в частности, по ПЭФ штапельному волокну, текстильной нити и, особенно, ковровому жгуту BCF; по ПА текстильным нитям; по ПП комплексным нитям и штапельному волокну. Во-вторых, загрузка мощностей находится на достаточно высоком уровне. Целлюлозные штапельные волокна в эту таблицу не попали неслучайно: в США в настоящее время они практически не производятся, но импортируются на уровне потребления – ок.73 тыс.т, в т.ч. 24 тыс.т из Китая, т.е. импорт этого волокна в США превышает практически в 3 раза его импорт в европейские страны (табл.1). Поскольку исходным сырьем для большинства нетканых материалов (НМ), независимо от способа их получения, являются химические волокна, уделим здесь некое внимание состоянию данного вопроса. Мировое производство НМ и волокон – наполнителей (обычно не подвергаемых классическим текстильным операциям) в 2012 г. выросло

на 7,2% до 9,9 млн. т. (рис. 7). После замедления роста в 2008 г. в последующие годы начался интенсивный подъем. В силу очевидных технико-экономических преимуществ преобладающее развитие получил спанбонд – НМ, формируемый непосредственно из расплава полимера, чаще всего ПП или ПЭТ. Только в период 2011 – 13 гг. различными

компаниями инвестировано создание 40 комплектных линий для производства НМ типа спанбонд, треть которых предназначена для Китая.

На наш взгляд, современный уровень технологии и оборудования для производства спанбонда демонстрирует германская компания “Oerlikon Neumag”. Она разработала комплектную линию, отличающуюся возможностью переработки широкого ассортимента термопластов (ПП, ПЭТ, ПЭ, ПА, полилактид, полифенилсульфид, биокомпонентные системы и др.), высокой производительностью (300 кг/час.м для ПЭТ и 240 кг/час.м для ПП), низким потреблением энергоресурсов, малым количеством отходов, равномерными показателями материала по титру и свойствам. Проведенные в последние годы усовершенствования технологической схемы, включая ориентационную вытяжку и иглопрокальвание, позволили фирме предложить на рынке комплектные линии для получения спанбонда, предназначенного для основы и укрепления кровельного покрытия (из ПЭТ и ПП) и геотекстиля (из ПП, первичного или вторичного ПЭТ). Первый характеризуется поверхностной плотностью от 50 до 300 г/м<sup>2</sup>, тониной элементарного волокна от 2 до 7 дтекс, стандартной шириной от 1010 до 1500 мм (при работе с шириной 3030 мм

РИС. 7. Мировое производство нетканых материалов и волокон-наполнителей





производительность от 6000 до 8000 тонн в год), широко применяется для верхней укладки крыш в виде плоской кровли, прокладки под черепицей для деревянных крыш и т.п. Второй – поверхностной плотностью 80–500 г/м<sup>2</sup>, тониной элементарного волокна 4–10 текс, стандартной шириной 3200 или 5900 мм (производительность при этом выше 10 тыс.т/год), наиболее часто используется для внешнего дренажного слоя, контроля эрозии почвы, сепарации травяного покрытия и т.п. К 2015 г. в мире технические НМ, главным образом спанбонд и мелтблаун, для изготовления кровельных и геотекстильных материалов достигнут соответственно объемов 653 и 539 тыс.т при темпах роста относительно 2010 г. 7,6 и 9,1%.

Отметим также, что выпуск НМ, получаемых по кардинговому способу из штапельных волокон, в 2012 г. увеличился на 6% до 3,3млн.т, по аэродинамическому способу (айрлайд) – на 10% до 0,7 млн.т, по мокрому способу (преимущественно используемому в производстве бумаги) – на 8% до 0,3 млн.т. В общем, НМ в противовес традиционным (ткани, трикотаж), особенно в техническом секторе, становятся все очевиднее материалом будущего.

Как обстояли дела российские в области химических волокон и нитей в 2012 г., иллюстрирует табл.3, подготовленная с помощью ежегодных данных ООО «НИИТЭХИМа». Спрос на них в стране в 2012 г. оказался в среднем, в т.ч. по отдельным типам, на 6% выше, чем потребление и на 62% выше, чем производство. Разница между ними восполнялась главным образом за счет импорта. В целом производство химических волокон выросло на 2,7%, достигнув все еще незначительного (по сравнению с доперестроечным периодом) уровня – чуть более 140 тыс.т. Потребление и импорт сократились на близкие (как и должно быть) величины – соответственно на 3,0 и 3,5%. Насколько ситуация еще далека от оптимальной, не говоря о вышеизложенной в мировом масштабе, подтверждают данные табл. 3, говорящие о серьезном отставании объема производства от спроса. Например, доля первого от второго для искусственных волокон составляет ок.36% (по вискозному



штапельному волокну и того меньше – 14%), синтетических – 38%, в т.ч. по ПЭФ текстильной нити – 15%, ПАН штапельному волокну – 2%, ПП текстильной нити – 36%. Сравнительно лучше выглядят ПА текстильные и технические нити – соответственно 62 и 74%, ПП спанбонд, пленочные нити и штапельное волокно – соответственно 72; 90 и 92%. В качестве положительного факта следует отметить рост производства ацетатного жгутика, ПЭФ штапельного волокна (хотя и низкосортного, из бутылочных отходов), ПЭФ спанбонда, всех перечисленных в табл.3 видов продукции из ПП. В известной мере, как следует из этой же таблицы, рост потребления, в частности по вискозному штапельному волокну, ПА текстильной нити, ПЭФ техническим и кордным нитям, ПАН и ПП штапельным волокнам, ПП спанбонду во многом обеспечен благодаря увеличению импортных поставок. Так импорт ПА текстильной нити вырос в 2,5 раза по сравнению с 2011 г. Но почему объем импорта ПП спанбонда (20 тыс.т) остается по-прежнему высоким, крайне удивительно, т.к. ряд отечественных предприятий, например ОАО «ЩекиноАзот» и другие, работают на пониженной производительности и постоянно испытывают трудности со сбытом данной продукции? Если к этому еще добавить, что более 20 лет лежит «мертвым грузом»

в ОАО «Полиэф» уникальное оборудование (по ноу-хау ф. «Дюпон») для производства высококачественного ПП спанбонда мощностью 22 тыс.т/год, то о происхождении этого «импорта» можно только догадываться и вряд ли оно имеет объективную мотивацию. А, ведь, «Сибур», ставшему новым хозяином ОАО «Полиэф» и создавшему в 2013 г. крупные мощности по ПП грануляту, следовало задуматься о расширении производства спанбонда в стране.

Из искусственных волокон в России выпускают (и довольно успешно) только ацетатный сигаретный жгутик. Вискозные волокна и нити практически исчезли, хотя еще сравнительно недавно по этой продукции СССР занимал лидирующее положение в мире. И как все это выглядит сегодня шокирующее и безрассудно на фоне рекордных темпов роста гидратцеллюлозных волокон, о чем речь шла несколько выше (рис. 2). Из чего будут изготавливать бытовой и технический текстиль, когда нефть и газ перестанут быть источником сырья для синтетических волокон и когда не будет альтернативы натуральным и целлюлозным?! Но первых у нас крайне мало (лен, шерсть), значит, надо срочно заняться вторым, которых пока вообще нет.

Естественно, не все российские предприятия работали одинаково

**ТАБЛИЦА 3. Химические волокна и нити в России в 2012 году (в тоннах)**

Наименование и ассортимент продукции	Производство	±%	Потребление	±%	Импорт	±%	Экспорт	±%
Химические волокна и нити	140262	+2,7	346587	-3,0	228355	-3,5	22000	+36,5
Искусственные волокна и нити	21772	+3,3	56904	+3,3	38534	+0,1	3402	+122,8
Вискозные, в т.ч.: штапельное волокно	969	+118,2	7014	+11,82	6122	+16,4	77	–
текстильные нити	106	-74,0	202	-64,5	96	-40,4	–	–
Ацетатный сигаретный жгут	20697	+2,4	47995	-4,4	30623	-2,7	3325	+126,5
Синтетические волокна и нити	118490	+2,5	289683	-3,2	189821	-4,4	18598	+27,4
Полиамидные, в т.ч. штапельное волокно	1515	-35,0	729	-32,2	11	+450,0	797	-36,5
текстильные нити	8787	-8,9	12748	+34,1	5446	+257,8	1485	-10,2
технические и кордные нити	23492	-14,3	25057	-17,1	8347	-19,9	6782	-10,8
Полиэфирные, в т.ч. штапельное волокно	51878	+18,1	165328	-1,7	116419	-6,4	2969	+в 36 раз
текстильные нити	4724	-32,4	30158	-3,4	25832	+2,2	398	+2,6
технические и кордные нити	–	–	13136	+27,1	13352	+28,7	216	-
Спанбонд	3000	+6,9	11857	+6,8	9000	+5,7	143	-34,1
Полиакрилонитрильные штапельное волокно жгут, малоразвесной	139	+27,5	7752	-23,4	7613	-28,5	–	–
	255	+42,4	255	+42,4	–	–	–	–
Полипропиленовые, в т.ч. штапельное волокно	5653	+17,2	6103	+17,4	516	+34,0	66	+в 8 раз
текстильные нити	3113	+19,0	7712	-1,7	5654	-4,9	1055	+48,2
технические нити	1209	+72,2	2214	-55,9	1031	-76,3	26	-23,5
пленочные нити	16998	+1,8	14131	-9,0	1918	+18,2	4785	+74,8
Спанбонд	51140	+9,4	70508	+7,0	20000	+1,8	632	+30,3

ритмично, с оптимальной загрузкой мощностей, посильным плановым заданием по объему производства, ассортименту и качеству готовой продукции. Отметим наиболее крупных производителей синтетических волокон и нитей и их уровень выпуска относительно 2011 г. По штапельным волокнам: ПЭФ – ЗАО РБ Групп, г. Владимир (-0,3%), ОАО «Комитекс», Республика Коми (+3,6%), ООО «Селена-Химволокно», Республика Карачаево-Черкессия (+2,4%), ООО «Номатекс», Ульяновская обл. (прирост в 2,2 раза); ПП – ОАО «Комитекс» (-2,0%), ООО «Технолайн», Самарская обл. (+5,9%). По текстильным нитям: ПА – ООО «Курскхимволокно» (+10,0%); ПЭФ – ОАО «Тверской Полиэфир» (падение в 2,3 раза); ПП (ковровый жгут ВСФ) – ОАО «Каменскволокно» (+5,0%). По техническим и кордным нитям: ПА – ООО «Курскхимволокно» (-19,8%), ЗАО «ГазпромХимволокно»,

г. Волжский (сократило выпуск более, чем в 10 раз), ООО «КуйбышевАзот», г. Тольятти (+93,7%), ОАО «Химволокно», г. Щекино (прекратило выпуск). По пленочным нитям: ПП – ООО «Каменскволокно» (+4,3%), ООО УК ИП «Камские Поляны», Республика Татарстан (+16,5%), ООО «Полипропилен», г. Балаково (-12,2%). По спанбонду: ПП – ЗАО «Регент НМ), Московская обл. (+20,7%), ООО «Гекса-Нетканый материал», Московская обл. (+18,4%), ООО «Котовский завод нетканых материалов», Тульская обл. (+4,0%), ООО «Авгол Рос.», Тульская обл. (+25,0%), ЗАО «Полимализ», Республика Татарстан (+0,3%), ООО «Завод Эластик», Республика Татарстан (+1,1%), ООО «Сибур-Геотекстиль», г. Сургут (+13,6%); ПЭФ – ООО «Номатекс» (+6,9%).

Из вышеизложенного очевидно, что в России интенсивно развивается спанбонд, занимая по темпам роста ведущее место

в мире и превращая отрасль НМ в главного тягача отечественной текстильной индустрии Последний пример: в 2012 г. производство НМ в нашей стране достигло ок. 2,3 млрд. м<sup>2</sup> или на 74% больше, чем в 2009 г. (в мире за это время их прирост в среднем составил 20,7%, т.е. примерно в 3,5 раза ниже). Вот так бы хотелось видеть развитие химических волокон в России! ●

#### Литература

1. Chem. Fibers Int. 2013. №2. – s.56
2. Айзенштейн Э.М.// Хим.волокна. 2012. №3. – С. 3–7.
3. Айзенштейн Э.М.//Рабочая одежда и СИЗ. Апрель 2013. С. 10–15.
4. A.Engelhardt./Industry News. June 2013, s. 22–33.
5. Проспект "Technical Nonwovens", Oerlicon Neumag. 2013 г.
6. CIRFS, Брюссель/Бельгия.
7. Chem. Fibers Int. 2013, №1, – s.19.
8. Fiber Organon, March 2013.
9. Айзенштейн Э.М.// Доклад на XI Международной конференции 29–31 мая 2013 г. в Алуште, с.93–105.



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

## ExxonMobil и ChevronTexaco «заморозили» переговоры с Юкосом

Крупнейшие американские нефтяные компании ExxonMobil и ChevronTexaco, которые, как предполагается, планируют купить крупный пакет акций ЮКОСа, приостановили переговоры с компанией из-за ареста Михаила Ходорковского.



В то же время обе компании заинтересованы в сотрудничестве с ЮКОСом и переговоры продолжатся как только ситуация прояснится. Сделка состоится, вопрос только во времени.

ExxonMobil и ChevronTexaco демонстрировали заинтересованность в сотрудничестве с ЮКОСом. Крупнейшая в мире нефтяная компания ExxonMobil, планировала приобрести до 40% акций компании, что стало бы самой крупной иностранной инвестицией в российский бизнес.

## • Комментарий Neftegaz.RU

Летом 2003 ExxonMobil вела переговоры с Михаилом Ходорковским о покупке блокирующего пакета акций (пакет акций не менее 25%) объединённой «ЮКОС-Сибнефти». Сделка, однако, не состоялась – как не состоялось и объединение.

Михаил Ходорковский был арестован и осуждён, а ЮКОС после предъявления многомиллиардных претензий по налоговым задолженностям объявлен банкротом. Акционеры «Сибнефти» добились расторжения сделки с ЮКОСом и продали компанию «Газпрому» (Газпром нефть).

## Цена на нефть «несправедливо высокая, запредельная...»

Министр энергетики России Игорь (Ханукович) Юсуфов призвал Организацию стран-экспортеров нефти увеличить добычу, назвав существующий уровень цен на мировом рынке «несправедливо высоким».

«Мы призываем ОПЕК, что необходимо срочно наращивать добычу, чтобы опустить цену хотя бы до 24-25 долл США за барр, – сказал И. Юсуфов на пресс-конференции. – Цена несправедливо высокая, запредельная. Только дополнительные объёмы могут успокоить рынок».

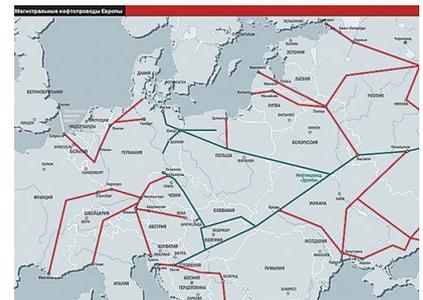
По словам Юсуфова, у России общая позиция с Норвегией и Мексикой, которые, как и Россия, не входят в ОПЕК. «Мы должны объединить усилия. Мы не можем за счет потребителей строить свою финансовую выгоду: эта постоянная инфляция (в Европе) дестабилизация (экономики) никому не нужна», – сказал И. Юсуфов.



## • Комментарий Neftegaz.RU

Рассуждения, довольно странные для министра энергетики страны, чей основной доход складывается как раз от продажи углеводородов.

Министром энергетики Игорь Юсуфов оставался чуть более полугодом до июля 2004 г. Отметим, что на момент высказывания цена на нефть составляла 28,3 долл США/барр, на момент отставки – цена была уже около 40 долл США/барр, продолжая при этом расти, вопреки убеждениям и понятиям о справедливости экс-министра.



## Европа – «за»!

Европейская комиссия поддерживает строительство нефтепровода Одесса-Броды-Плоцк и надеется, что все проблемы вокруг его сооружения будут решены, заявила пресс-служба исполнительного органа ЕС накануне подписания в Брюсселе соответствующего соглашения между Украиной и Польшей.

Еврокомиссия, безусловно, поддерживает проект нефтепровода. Как заявлялось в Брюсселе ранее, это поможет диверсифицировать источник поставок нефти в Европу. Было подчёркнуто, что соглашение об удлинении нефтепровода Одесса-Броды до Плоцка считают в Еврокомиссии интересным и важным.

## • Комментарий Neftegaz.RU

Проекту МНП Одесса-Броды-Плоцк, суть которого в обеспечении каспийской нефтью Европы в обход России не суждено было сбыться.

В конце октября 2013 г была поставлена точка в проекте строительства польского участка МНП – Польша попросту отказалась его достраивать в обход России. ●



И. Елисаветский, Н. Новик



В. Капустин



Б. Басков



В. Вотсалеvский,  
В. Миронов



Участники Всероссийского Форума  
Судостроение и судоходство России. Новые  
решения и экономическая эффективность



В. Некипелов



А. Потапов



V. Langston



А. Суханова



И. Шайхутдинов



Kreso Kurt Butula



С. Абдыкеров, Т. Борисов



B. Albrecht



В. Логачев, М. Шайторова



А. Корнилов



М. Нагуманов



А. Золотухин,  
В. Вовк



Н. Гринев



D. Yeager



D. Mallette



T. Forslund



B. Bosler



Участники конференции  
«Нетрадиционные нефти-2013»



И. Шешеро



А. Коваленко



А. Шерекин



Ж. Муслимов



А. Прохоров, А. Коротченко

# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать  
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

**Л**юбая 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.

**С**пециалисты 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...

**П**олная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](http://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*





# ДЕТАЛИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.10 Оборудование для освоения морских нефтяных месторождений

Поверхности изделий, для обеспечения работоспособности в агрессивной среде, протравлены и пассивированы. Сварка сталей, никеля, титана, алюминия различными методами является ноу-хау компании STF. Гарантированно качественный результат подтверждает сертификат AD 2000.

Вся продукция STF узкоспециализирована и испытана в реальных условиях на буровых и морских платформах по всему миру.

#### Клапанная тарелка DN18/38 PN 42

Корпус клапана, угловой кран, шток золотника, предохранительный клапан изготовлены из аустенитного материала в соответствии с AD 2000. 100% изделий проходят испытания после изготовления.



РИС. 1. Клапанная тарелка

#### Вытяжка и выхлопная система для двигателей внутреннего сгорания



РИС. 2. Элемент вытяжки

Для обеспечения требований к уровню загрязнения воздуха на платформах, в соответствии со стандартами STF производит воздухопроводы и глушители из материалов 1.4571/1.4404.



РИС. 3. Выпускная система



РИС. 4. Выпускная система

#### Расширительные баки

Баки изготовлены из материалов – 1.4571/1.4404. Оснащены смотровым окном, компенсатором давления и индикатором уровня.



РИС. 5. Расширительный бак

#### Системы охлаждения и титановый трубопровод

Система охлаждения предназначена для установок аварийного питания. Трубопровод изготовлен из титана. Основной модуль базируется на несущей раме. Титановые пластинчатые теплообменники обеспечивают охлаждение воды. На несущей раме также установлен резервуар для очистки воды от вредных примесей. Топливный контур изготовлен из аустенитного материала 1.4404. ●



РИС. 6. Система охлаждения

[www.stf-fn.de](http://www.stf-fn.de)  
[dmitry@stf-fn.ru](mailto:dmitry@stf-fn.ru)

# TOUGHPAD FZ-A1

**Panasonic**

## Защищенный планшетный компьютер



### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

##### 1.1.3 Приборы и средства автоматизации

Процессор	Marvell® двухъядерный, 1,2 ГГц	
Операционная система	Android 4.0	
Дисплей	10,1-дюймовый (TFT) с разрешением XGA (1024 x 768), яркость до 500 кд/м <sup>2</sup> с датчиком освещения и антибликовым покрытием	
Устройства ввода	Емкостный мультисенсорный экран и дигитайзер	
Клавиши	Включение, «Назад», «Домой», «Меню» и пользовательская кнопка	
Оперативная память	1 ГБ	
Встроенный накопитель	16 ГБ	
Аудио-устройства	Динамик Микрофон	Монофонический водонепроницаемый Монофонический
Встроенные фотокамеры	Фронтальная Задняя	2 МП 5 МП со светодиодной вспышкой
Беспроводные модули	Беспроводная сеть Bluetooth 3G-модуль (опция) GPS	IEEE802.11 a/b/g/n Версия 2.1 + EDR Ericsson F5521gw (HSPA+, скорость до 21 Мбит/с) Спутниковый GPS
Интерфейсы	Для док-станции Micro USB 2.0 Micro HDMI Micro SDHC Для SIM-карты Аудиовыход Вход питания	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. (до 32 ГБ) 1 шт. (только для модели с 3G) 1 шт. 1 шт.
Безопасность	На аппаратном уровне FIPS 140-2 Level 2, слот для тросового замка Marvell® Trusted Boot (модуль доверенной загрузки) AuthenTec® Mobile Security McAfee Mobile Security (пробная версия)	
Питание	Блок питания Аккумулятор Время работы от батареи	Входное напряжение: 100В-240В перем. тока, 50Гц/60Гц, Выходное напряжение: 12В пост. тока, 2А Сменный литиево-ионный (33.9 Втч) Приблизительно 10 часов
Габариты (ШхВхГ)	266.3 x 17 x 212 мм	
Вес	993 г	
Датчики	Датчик освещенности, цифровой компас, акселерометр	
Стандарты тестирования	Влагозащищенность Пылезащищенность Защита от падений с высоты Диапазон рабочих температур	IPx5 IP6x 180 см (при выключенном питании) от -10 °C до +50°C



# TOUGH PAD FZ-G1

## Полностью защищенный планшет под управлением ОС WINDOWS 8



### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

##### 1.1.3 Приборы и средства автоматизации

Мобильная компьютерная платформа	Процессор Intel® Core™ i5-3437U vPro™ (1.9 ГГц, кэш-память: 3МБ Intel® Smart Cache, чипсет Intel® 7 series Express chipset QM77)	
Операционная система	Windows 8 Pro, возможность понижения версии до Windows® 7 Professional	
Оперативная память	4 Гб DDR3L SDRAM (возможность установки до 8 Гб)	
Графическая подсистема	Intel® HD Graphics 4000, UMA (макс. 1664 Мб)	
Камера	Фронтальная: Задняя:	Видео HD 720p (фото: 1.3 МП) 3 МП с автофокусировкой и светодиодной вспышкой (опция)
Жесткий диск	Твердотельный (SSD) диск ёмкостью 128 Гб (интерфейс Serial ATA)	
ЖК-экран	10.1" цветной ЖК-экран, TFT-матрица с разрешением WUXGA на базе технологии IPSa с круговой поляризацией, для работы под прямым солнечным светом (яркость до 800 кд/м )	
Сенсорный экран	Ёмкостной экран с технологией "multi-touch" (до 10 точек) + дигитайзер	
Bluetooth®	Версия 4.0 + EDR Класс 1	
Беспроводная сеть	Intel® Centrino® Advanced-N 6235 802.11 a/b/g/n-совместимость	
3G-модем	Опция (чипсет Gobi 3000, до 14.4 Мб/с)	
Локальная сеть (опционально)	1000BASE-T / 100BASE-TX / 10Base-T	
Интерфейсы	USB 3.0: USB 2.0: Локальная сеть: Последовательный порт (16550A совместим): HDMI: Гарнитура: Разъём репликатора портов:	1 шт. 1 шт. (опция, установка в слот расширения) RJ-45 (опция, установка в слот расширения) D-sub, 9 контактов (опция, установка в слот расширения)  1 шт. 1 шт. 24 контакта
Слоты расширения	Карта памяти Micro SD/SDXC:	1 шт. (опция, установка в слот расширения)
Электропитание	Адаптер электропитания: Аккумулятор: Время автономной работы:	Входное напряжение: 100-240 В перем.тока, 50/60 Гц, Выходное напряжение: 16 В пост.тока, 4.06 А Литиево-ионный аккумулятор (10.8 В, 4400 Ач) 8 часов, тест MobileMark™ 2007, 60 кд/м
Габариты (Ш x Г x В)	270 x 188 x 19 мм	
Вес	1,1 кг	
Опции	GPS-модем, разъём для внешней антенны, задняя камера	
Аксессуары	Адаптер электропитания: Дополнительный аккумулятор (6 элементов): Настольная подставка (опция): Стилюс:	CF-AA6413CG FZ-VZSU84U  FZ-VEBG11U FZ-VNPG11U
Устойчивость к внешним воздействиям	Защита от воды: Защита от пыли: Защита от падения:	IP-X5 IP-6X 120 см

# ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА ГРАЗ ЕМКОСТЬЮ 28 м<sup>3</sup> (Россия)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

#### 1.6.5 Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

Модель **полуприцеп-цистерна ППЦ-96222 ГРАЗ** соответствует требованиям к весовым параметрам транспортных средств Технического регламента о безопасности колесных транспортных средств.

Предназначена для транспортировки и кратковременного хранения светлых нефтепродуктов плотностью не более 0,83 т/м<sup>3</sup> и является мерой полной вместимости. Корпус цистерны выполнен в виде горизонтального резервуара с внутренними ребрами жесткости (волнорезами) плосковыгнутой формы, которые усиливают надежность всей конструкции цистерны и препятствуют возникновению гидроударов.

#### Стандартная комплектация:

- 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 Prospectrum Coating BVBA (Бельгия)
  - Барабанные тормоза с системой TEBS
- Дополнительная комплектация:**
- Система рекуперации паров и нижнего налива – Ливны, Civacon, Sening
  - Алюминиевые крышки горловин Civacon
  - Донный клапан Alfons Haar, Civacon

- Быстроразъемные соединения Kamlok
- Напорно-всасывающие рукава Elaflex (Германия)
- Насосы СЦЛ-00, 1СВН-80А, СЦЛ-20/24, Atris, Sening, Alfons Haar, SAMPI
- Пистолет А-50М, счетчик ППО-40-0,6, раздаточный рукав

#### Возможности:

- Изготовление цистерны из нержавеющей стали и алюминиево-магниевого сплава.
- Окраска импортными эмалями Dupont, Sikkens, отечественным ЛКП «Ярославские краски, нанесение цветографических схем по карте окраски. ●

#### ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДЕЛИ

Объем цистерны, м <sup>3</sup>	28	
Плотность, т/м <sup>3</sup>	0,83	
Поперечное сечение	Чемоданное	
Продольное сечение	Переменное	
Отсеков, шт.	3	
Материал	Сталь 09Г2С	
Подкатная тележка	BPW (3-х осн.)	
Подвеска	Пневмоподвеска, подъемная передняя ось, TEBS, импортная резина, лапы, шкворень Georg Fischer	
Тягач	МАЗ-5432А5, КАМАЗ-54115/5460	
Габаритные размеры, мм	9 700 x 2 500 x 3 400	
Снаряженная масса, кг	7 510	
Полная масса, кг	30 750	
Распределение нагрузки, кгс	Седло	Тележка
Полной массой:	9 750	21 000

\* Производитель оставляет за собой право изменять конструкцию, технические характеристики, внешний вид, комплектацию товара без предварительного уведомления



# ТОПЛИВОЗАПРАВЩИК ГРАЗ ЕМКОСТЬЮ 11 м<sup>3</sup> (Россия)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.5 Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения



**Топливозаправщик АТЗ 56142** предназначен для транспортировки, кратковременного хранения и заправки светлыми нефтепродуктами плотностью не более 0,83 т/м<sup>3</sup> и является мерой полной вместимости.

Корпус цистерны выполнен в виде горизонтального резервуара с внутренними ребрами жесткости (волнорезами) плосковыгнутой формы, которые усиливают надежность всей конструкции цистерны и препятствуют возникновению гидроударов.

### Стандартная комплектация:

- Алюминиевые крышки горловин «Промприбор» (Ливны)
- Дыхательный клапан на каждый отсек «Промприбор» (Ливны)
- Площадка обслуживания из просечного листа
- Балансированные донные клапаны Niehuser (Германия)
- Блок пневмоуправления донными клапанами Sening (Германия)
- Шаровые краны
- Быстроразъемные соединения Elaflax (Германия)
- Напорно-всасывающие рукава Gassoflex (Испания)
- Пластиковые пеналы для напорно-всасывающих рукавов
- 2 огнетушителя
- Пластиковые контейнеры для огнетушителей
- Пластиковые противооткатные упоры

- Раздаточный рукав, пистолет А-50М, счетчик ППО-40

- Окраска ЛКП Ярославские краски

### Дополнительная комплектация:

- Система рекуперации паров и нижнего налива – Промприбор, CIVACON, Sening
- Алюминиевые крышки горловин Civacon
- Экологический короб для предотвращения пролива продукта
- БРС Kamlok
- Напорно-всасывающие рукава Elaflax

- Насосы Atris, Sening, Alfons Haar, SAMPI

- Пистолет РКТ-20

- Коммуникации, бампер-подкатник и поручни из алюминия

### Возможности:

- Изготовление цистерны из нержавеющей стали и алюминево-магниевого сплава.
- Окраска импортными эмалями Dupont, Sikkens, ЛКП Prospectrum Coating BVBA, нанесение цветографических схем по карте окраски. ●

### ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДЕЛИ

Объем цистерны, м <sup>3</sup>	11	
Плотность, т/м <sup>3</sup>	0,83	
Поперечное сечение	Чемоданное	
Отсеков, шт.	1	
Материал	Сталь 09Г2С	
Шасси	МАЗ-5340В2-425-000 (Евро 4)	
Колесная формула	4x2	
Мощность двигателя, кВт (л/с)	176 (240)	
Габаритные размеры, мм	7 000 x 2 550 x 3 300	
Снаряженная масса, кг	9 000	
Полная масса, кг	18 150	
Распределение нагрузки, кгс	Передние колеса	Задние колеса
Полной массой:	7 300	11 200
Насос	СВН-80	
Высота самовсасывания, м	4,5	
Привод	от коробки отбора мощности через карданный вал	

\* Производитель оставляет за собой право изменять конструкцию, технические характеристики, внешний вид, комплектацию товара без предварительного уведомления



« Чем ближе к делегации США на заседании Совета безопасности ООН сидит какая-либо страна, тем тише ее представители произносят слово «нефть»

**Л. Хлыновский**

« Вот ветряки совсем экологически чистый вид энергии, а между тем это не так. Они птиц убивают»

**В. Путин**



« Самое главное, чтобы функциональные объемы, выставляемые на рынок, соответствовали отторгованным финансовым инструментам»

**И. Сечин**



« Ямал, Штокман, Восточная Сибирь, газификация – эти проекты не снимаются с повестки дня. Но зачем мы будем сегодня рвать молодое сердце, вкладывать деньги в те объемы, которые не будут использоваться?»

**В. Голубев**

« Солнечная энергетика пока не развивается, поскольку Солнце не принадлежит нефтяным компаниям»

**Р. Нейдер**

« Для того, чтобы доставить газ в Европу, надо пройти Украину, чтобы пройти Украину, надо накормить Украину... Для «Росукрэнерго» Украина была дотацией, это была цена и плата за то, чтобы все работало правильно»

**Д. Фирташ**



Panasonic рекомендует Windows 8 Pro.

**Panasonic**

# ПРОВЕРЕННАЯ НАДЕЖНОСТЬ



## Работа в любых условиях

Компактные и легкие защищенные ноутбуки и планшеты Panasonic Toughbook и Toughpad созданы для работы в суровых полевых условиях. Они защищены от ударов, вибрации, влаги, пыли, воздействия высоких и низких температур. Благодаря высокой яркости экрана картинку отчетливо видно даже под прямыми солнечными лучами. Ноутбуки и планшеты Panasonic предназначены для комплексных решений автоматизации и управления на промышленных предприятиях, где в первую очередь требуются надежность, высокая производительность и продолжительное время автономной работы.

**Контактная информация:** [toughbook@panasonic.ru](mailto:toughbook@panasonic.ru),  
+7 (495) 665-4292, 8-800-200-21-00 (бесплатно по России)

**TOUGHBOOK**

**TOUGH PAD**

Intel и логотипы Intel, Intel Core, Intel vPro, Ultrabook, Core Inside и vPro Inside являются товарными знаками компании Intel Corporation в США и других странах.



TOUGHBOOK CF-19

TOUGH PAD FZ-G1



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

# ЕДИНЫЕ ЦЕЛИ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ



## ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

TYPOGRAPHY #1  
The easiest way to communicate is through active communication, listening