



ТРУБОПРОВОДЫ  
В АРКТИКЕ

ЛОГИСТИКА  
ШЕЛЬФА

ЭНЕРГИЯ  
ПЛАСТА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[11–12] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ВСЕ ПОТОКИ  
ВЕДУТ В ЕВРОПУ





**ДонТерминал**

Железнодорожно-водный  
нефтеперевалочный терминал  
ООО «ДонТерминал» – современный  
комплекс по перевалке светлых и темных  
нефтепродуктов был создан при участии  
иностраных инвесторов и активной  
поддержке Администрации Азовского  
района Ростовской области

[www.donterminal.ru](http://www.donterminal.ru)  
(86342) 5-67-67  
[office@donterminal.ru](mailto:office@donterminal.ru)

# ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНО-ВОДНЫЙ НЕФТЕПЕРЕВАЛОЧНЫЙ ТЕРМИНАЛ

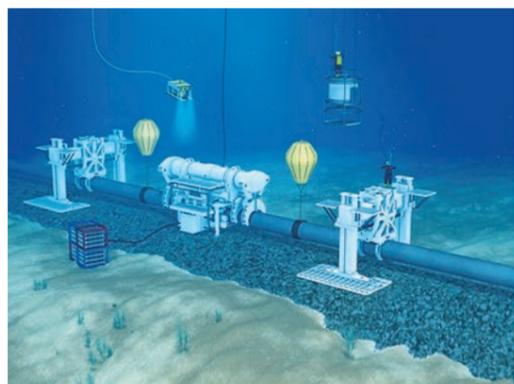




- Проекты ГРП
- Буровые и нефтесервисные услуги
- Проекты разработки нефтесервисных услуг УВ

ЕДИНАЯ ЦЕЛЬ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!

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



## Трубопроводы в Арктике

16

## Логистика шельфа



24

# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Нефть, как русская национальная идея	6
Новый газопровод Газпрома	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Гарант стабильности нефтепотока	20
Календарь событий	27
Эксплуатация и ремонт морских трубопроводов	28
Автоматизация транспортировки нефти и газа	36
Привлечение зарубежных университетов для формирования актуальных компетенций в нефтегазовой отрасли	40



## Все потоки ведут в Европу

12



## Защита нефтегазопроводов

46



64

НИПИСтройТЭКу – 5	50
Россия в заголовках	73
Нефтегазовая отрасль в 2014 году	74
Решения, сберегающие время и ресурсы проекты Bentley для ТЭК	76
Мобильные ремонтные мастерские	82

## Нетрадиционные источники нефти и газа



54

## Ренессанс Российских НПЗ



67

CH <sub>3</sub> OH Экологические риски и способы их предотвращения	84
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	87
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	88
Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК	90
Цитаты	96



68

**РЕДАКЦИЯ**

**Главный редактор**  
Виктория Юдина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Анна Игнатъева,  
Алексей Кулюшин,  
Алексей Петров

**Ответственный секретарь**  
Татьяна Морозова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова



**Издательство:**  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Анна Мунтян  
Артем Араkelов  
Екатерина Козлова  
Анна Антоненко  
reklama@neftegaz.ru  
Тел.: +7 (495) 650-14-82

**Менеджер по работе с клиентами**  
Елена Зазулина

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Алексей Бродский  
Владислав Карлов

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

Передача материалов журнала Neftegaz.RU возможна 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  
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

**104 года назад**

**В 1910 году** впервые в мировой нефтяной практике член бакинского отделения императорского русского технического общества Иван Глушков подготовил «Инструкции по бурению нефтяных месторождений». Спустя 3 года он опубликует монографию «Эксплуатация нефтяных скважин».

**65 лет назад**

**В 1949 году** на Апшеронском шельфе началась разведка уникальных морских месторождений. Спустя месяц была пробурена первая скважина, при достижении глубины 1000 м забил нефтяной фонтан.

**56 лет назад**

**В 1958 году** на выставке в Брюсселе впервые была продемонстрирована двухлопастная буровая установка.

**45 лет назад**

**В 1969 году** в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове открыто Ямбургское месторождение газа, газового конденсата и нефти.

**33 года назад**

**В 1981 году** страны ОПЕК снижают объемы производства нефти на четверть по сравнению с 1978 годом. Цены на нефть удваиваются.

**25 лет назад**

**В 1989 году** у побережья Аляски происходит крупнейшая в истории авария нефтяного танкера Exxon Valdez. В океан вылилось свыше 250 тыс. барр сырой нефти. В результате более 2 тыс. км побережья оказываются загрязненными.

**7 лет назад**

**В 2007 году** введено в эксплуатацию Южно-Русское месторождение.

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:  
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



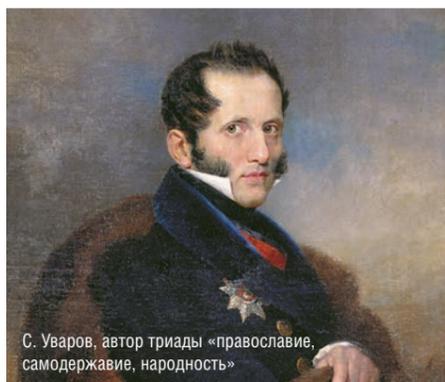
КОМПРИМировАНИЕ

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

info@energaz.ru www.energaz.ru



ОПЕК сохранил квоту на добычу нефти



С. Уваров, автор триады «православие, самодержавие, народность»



В шорт-лист конкурса русской национальной идея вошел портрет М.В. Ломоносова, написанный нефтью



Одна из композиций на конкурсе русской национальной идеи

## НЕФТЬ, КАК РУССКАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ ИДЕЯ

Анна Павлихина

Недавно на Тверском бульваре устанавливали новогодние инсталляции: оленей, белых медведей и даже пластиковые заснеженные деревья. По телевизору показывают, как по штатам прокатилась волна «черных пятниц». Вид обезумевшей толпы сметающей в супермаркетах неликвид, безусловно, радует россиян, потому что, как справедливо отметил Б. Акунин, ничто так не повышает самооценку, как лицемерие еще больших идиотов, чем ты сам. В общем, настроение складывалось вполне предновогоднее, рождающее оптимистичные надежды на то, что в будущем году поскользнувшийся на нефти рубль поднимется, а сама нефть будет стоить 150 долл за баррель. Но в конце ноября ОПЕК приняли решение сохранить квоту на добычу нефти в 30 млн барр в сутки. И сколько бы не говорили о существующем в мире перепроизводстве (или, точнее о передобыче), а характер спекуляции здесь очевиден, объясняй это хоть укрепляющейся американской валютой, хоть сланцевым бумом.

Вот такой финал, столь удачно стартовавшего для России 2014 года. Понимая значимость происходящего не только для экономики (что само собой разумеется), но и для простого смертного политики спешат делать прогнозы. В. Путин говорит о наступившем отопительном сезоне, который вот-вот изменит ситуацию, вслед ему с заявлениями о том, что в ближайшем будущем нефть поднимется до 90 долл выступает А. Новак.

Экономика страны развивается вокруг культа нефти. Это для всех очевидно и так прочно засело в сознании, что мы и не представляем, что бывает по-другому. А ведь бывает.

Такая непобедимая нефтяная зависимость, кажется, определяет национальную идею и звучит она сегодня так: «150 долл за баррель».

По этому случаю вспоминается прошедший в прошлом году конкурс по поиску русской национальной идеи. В шорт-лист в числе прочих вошел портрет М.В. Ломоносова, написанный нефтью.



Национальная идея это то, что консолидирует нацию, объединяет ее в сложные моменты. Соединённые Штаты известны, как «страна возможностей», у американцев есть их «американская мечта». непригодна к пониманию европейским сознанием, но с цивилизационной точки зрения оправдана сопряженная с религией национальная идея исламских государств. Китай наплевав на мировой опыт строит коммунизм...

Нас же сегодня спланирует только идея потребления. На высших уровнях она видится, как идея потребления природных ресурсов, с которыми нам, безусловно, повезло. На уровне среднестатистического обывателя – просто идеей бездумного потребления. Будь мы маленькой страной (нет, даже не ближневосточной, а вполне себе европейской), которой и не снилось столько нефтяных запасов, возможно, мы строили бы институты, разрабатывали технологии или просто развивали перерабатывающую промышленность.

Национальная идея проявляется в самые ответственные периоды истории народа, спланирует и поддерживает его. Когда-то смысл и предназначение русской нации заключались в словах «православие, самодержавие, народность», затем в коммунистической идее. В отечественную войну 1812 г., солдаты бежали в бой с криком «За царя!», во вторую мировую – «За Родину». Случись такая необходимость сегодня, наши полки, видимо, двинулись бы на неприятеля с лозунгом «За Газпром», ведь это единственное «национальное достояние»...

В свое время рекордные цены на нефть действительно изменили нашу жизнь. После хаоса 90-х не почувствовать это было невозможно. Но любая эйфория не может длиться вечно, это надо понимать. И понимать не только правительству, которое мы привыкли обвинять во всех смертных грехах, но, прежде всего, каждому в отдельности. Пока мы будем думать категориями потребления и видеть свой исключительный путь в маршруте газопровода для нас ничего не изменится.

Кстати, в конкурсе национальной идеи победила скульптура-неваляшка «Россия – попробуй завали».

Действительно, такая идея, хоть и не тянет на национальную, но сколько-нибудь оправдала бы себя в 13 веке, во времена нашествия Батыя на Русь. Сработала бы она и в 19 в. против амбиций Наполеона, практика показала ее действенность и в войне против гитлеровской Германии и в противостоянии времен двухполярного мира. Но сегодня очевидно, что не нужны армии и оружие 5-го поколения, достаточно установить низкую цену всего на один продукт. ●

## НОВЫЙ ГАЗОПРОВОД ГАЗПРОМА

Газпром окончил строительство линейной части газопровода КС Изобильный–Невинномысск. Он позволит обеспечить независимость южной части России от импорта газа из Центральной Азии

### Алексей Кулюшин

Подрядные организации приступили к завершающему этапу строительства газопровода.

В полном объеме были выполнены работы по очистке и калибровке линейной части газопровода; испытано 98,6 км.

Это 100% линейной части газопровода.

На узле подключения к КС «Рождественская» выполнены работы по осушке полости газопровода, а узлы подключения к КС-6 и КС-7 – в стадии передачи под осушку.

Начались работы по строительству систем энергоснабжения, автоматизации и телемеханизации, а также технологической связи.

С помощью этих систем организуется мониторинг и управление всеми объектами газопровода.

Ранее глава Газпрома А. Миллер говорил, что компания не может себе позволить надеяться на среднеазиатский газ.

Поскольку в суточном балансе не увидим десятков млн м<sup>3</sup>, недопоставленных среднеазиатскими поставщиками.

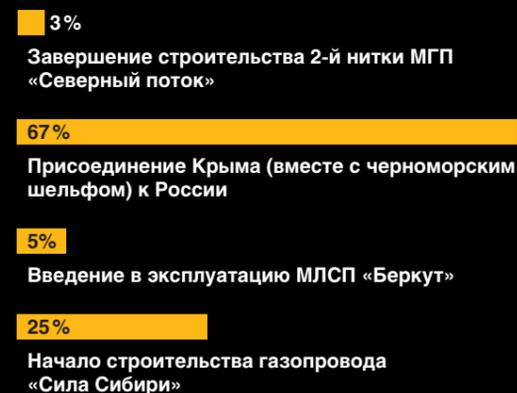
Газпром уже в настоящее время предпринимает все необходимые шаги и действия для того, чтобы к началу зимы иметь возможности полностью заместить поставки среднеазиатского газа поставками газа российского происхождения.

В прошлом году 40% баланса газа Ставропольского края обеспечил центральноазиатский газ. В скором времени ситуация полностью изменится. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Богатый на события 2014 год подошел к концу. Среди новых проектов и растущих мощностей, год ознаменовался и событиями, по-настоящему, заслужившими право быть вписанными в учебники не только российской, но и мировой истории. Таким, по мнению 67% наших читателей, стало событие, изменившее контуры нашей страны на карте. Но есть и несогласные. Как распределились голоса в определении события года?

### Какое событие 2014 г. достойно титула «событие года»?



Вы еще пишете письма Деду Морозу? Ну, может быть загадываете желание, пока часы не отстучали 12? Что Вы попросите у Деда Мороза на этот раз, 6-й iPhone? А вот 33% участников нашего рейтинга хотят, чтобы европейские страны снова добавили Россию в список друзей, как говорят: «не имей сто рублей, а имей сто друзей». 19% ждут подорожания нефти, 38%, честно признались, что мечтают о сладком подарке, 5% считают, что смогут сами купить себе сладкий подарок, если курс рубля вернется к разумным пределам, а оставшимся 5% сочтут за подарок падение доллара (видимо, по отношению ко всем мировым валютам сразу)

### О чем россияне должны попросить Деда Мороза?



## ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект по добыче нефти на арктическом шельфе России



Персона

События

Семин

Суржикман

Миллер  
Троцкий

Лавров

Медведев

Артемьев

Александров

Абрамович

Лисин

Дворкович

Сергей Викторович Лавров



**Ч**резвычайный и полномочный посол РФ  
**А**втор гимна МГИМО  
**В**ладеет английским, французским и сингалским языками

международных организаций и глобальных систем Министерства. В том же году занял должность замминистра иностранных дел России, на которой курировал работу департамента международных организаций и международного экономического сотрудничества, управления по правам человека, департамента по делам СНГ.

Одновременно был заместителем председателя Межведомственной комиссии, отвечающей за участие России в ООН, а также являлся сопредседателем комиссии по координации дел в миротворческой деятельности.

В марте 2004 г. С. Лавров назначен на пост министра иностранных дел России, который занимает дольше своих предшественников за исключением А. Громыко, который возглавлял министерство с 1957 г. до 1985 г.

Некоторые средства массовой информации высказывали мнение, что с приходом на должность С. Лавров вытеснил из министерства «нефтяное лобби».

Будучи дипломатом и обладая умением разрешать острые моменты словом, С. Лавров часто обозначает очевидную позицию не прибегая к уловкам дипломатического словоблудия.

«Запад пошел на Украине ва-банк, хотел взять Россию «на понт». Запад однозначно показывает, что дело

не в том, что он хочет попытаться изменить политику РФ, что само по себе иллюзорно, а они хотят сменить режим», – заявил в конце ноября С. Лавров.

Выступая на ассамблее Совета по внешней и оборонной политике, С. Лавров высказался по поводу характера санкций: «когда раньше применялись санкции... западные партнеры их так формулировали, чтобы... они не наносили вреда социальной сфере, экономике, чтобы они задевали элиту выборочно, прицельно... Сейчас все совсем наоборот. Публично лидеры западных стран заявляют: надо санкции сделать такими, чтобы они разрушали экономику и поднимали народные протесты».

Сегодня, учитывая события последнего времени, особенно актуально звучат слова С. Лаврова, произнесенные им на празднике Пасхи в 2011 г.: ситуация «заставляет взглянуть в новом свете на понятия «ответственность» и «самоограничение». С. Лавров добавил, что «сейчас вопрос о нравственных ориентирах актуален как никогда и для отдельной личности, и для нации в целом, а так же для международных отношений и всего мира», а «создание справедливой и гармоничной системы международных отношений едва ли возможно без обращения к вопросам нравственности, которая всегда существовала у основных мировых религий». ●

Торги на бирже

Новые назначения

От Мессояхи

Продажа квот

Цены на газ

До Заполярье-Пурпе

Юртерей ноток

Продажа квот

Продуктовый МРТУ

Мощные компании



Мессояханефтегаз приступил к строительству напорного нефтепровода от Мессояхской группы месторождений, расположенных на севере ЯНАО, до магистральной трубопроводной системы Заполярье-Пурпе.

МНП с максимальной пропускной способностью 7 млн.т/год будет прокладываться с 2 сторон одновременно, его протяженность составит 96,5 км. Транспортировка нефти должна начаться в конце 2016 г., после ввода Восточно-Мессояхского месторождения в эксплуатацию.

Недропользователь уже заключил предварительный договор на прокачку сырья по МНП Заполярье-Пурпе с Транснефтью.

Мессояхские месторождения – самые северные из известных сухопутных нефтяных месторождений России. Проект реализуется с учетом необходимости минимизировать воздействие на природную среду

Заполярья и гарантировать надежную безопасную работу нефтетранспортной системы в суровых климатических условиях.

В частности, для сохранности слоев многолетней мерзлоты МНП строится на специальных опорах с термостабилизацией грунтов. В системе постоянного контроля состояния и целостности объекта используется специальный оптоволоконный кабель, проходящий на всем протяжении трассы, МНП также будет оборудован пожарной и охранной сигнализациями, системой видеоконтроля.

Встречающиеся на пути реки Индикьяха и Мудуйяха МНП пересечет под землей, не нарушая их русла. Для создания необходимых подземных тоннелей будет использован метод наклонно-направленного бурения. В местах миграции оленей и перемещения коренного населения проектом предусмотрено создание 14 специальных пропусков и переходов.

Проект строительства МНП получил положительное заключение

Главгосэкспертизы. Кроме того, по результатам обсуждения с общественными организациями и руководителями оленеводческих общин был выбран маршрут МНП, не пересекающий ценные пастбища, где коренные малочисленные народы Севера ведут свою хозяйственную деятельность.

Группа Мессояхских месторождений включает Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское месторождения. Лицензии на разведку и разработку месторождений принадлежат Мессояханефтегазу, которое принадлежит Газпром нефти и Роснефти на паритетных началах. Функцию оператора проекта выполнила Газпром нефть.

Месторождения были открыты в 1980-х годах на Гыданском полуострове, в Тазовском районе ЯНАО в 340 км к северу от города Новый Уренгой. Доказанные запасы С1+С2 месторождений достигают 465 млн т нефти и газового конденсата, а также более 170 млрд м³ газа. ●

# ВСЕ ПОТОКИ ВЕДУТ В ЕВРОПУ

## перспективы проекта Южный Поток и необходимость его реализации

В апреле нынешнего года Европарламент принял резолюцию, в которой рекомендовал отказаться от строительства газопровода Южный Поток. С чем это связано, как подобные действия вписываются в концепцию 3-го энергопакета? О концепции третьего энергопакета и альтернативах российским углеводородам рассказал эксперт Комитета по энергетике Госдумы РФ **Денис Арзамасцев**



**Денис Арзамасцев,**  
Эксперт Комитета  
по энергетике  
Государственной Думы РФ

– Денис Владимирович, говоря о третьем энергопакете (ТЭП), эксперты все настойчивее упоминают о заложенных в нем рисках и появляющихся двойных стандартах. Расскажите вкратце, в чем состоит суть третьего энергопакета и откуда появляются новые правила, связано ли это с политической конъюнктурой? Что показывают последние события?

– Последние события показали, что предпоследние были лучше. Если говорить серьезно, то философия третьего энергопакета, согласно замыслу разработчиков, заключается в либерализации доступа к инфраструктуре и отделении добычи от распределения. Таким образом, главная декларируемая цель – усиление конкуренции на рынке энергоресурсов. ТЭП состоит из 3-х регламентов и 2-х директив. Первая определяет общие правила для внутреннего рынка природного газа, а вторая – общие правила для внутреннего рынка электричества. Нас интересует первая.

Разработчики предложили три варианта применения: разделение

на уровне собственности (энергетические компании должны продать свои транспортные сети независимому оператору), либо они могут сохранить трубопровод в собственности, но должны передать все права по управлению сетями независимому оператору, а также возможен третий вариант, когда контроль осуществляет наблюдательный совет.

Наиболее противоречивой является директива 2009/73/ЕС, ее квинтэссенция выражается в принципе: «разделяй и властвуй». Она устанавливает общие правила для транспортировки, поставки и хранения газа и гласит, что с 3 марта 2012 г. в странах ЕС должно быть произведено разделение владельцев транспортных систем от операторов этих систем.

Как я уже сказал, существуют разные модели, но многие европейские страны по различным причинам пошли по пути учреждения независимого системного или транспортного оператора.

– В чем заключаются основные сложности реализации третьего энергопакета?

– Первый момент, на который следует обратить внимание – это вынужденная переуступка активов по требованию новых регламентов ЕС, что неизбежно поставит на повестку дня вопрос о честной и равнозначной компенсации. Здесь возникает логичный вопрос: а получат ли компании взамен полную компенсацию своих инвестиций, с учетом понесенных затрат и упущенной прибыли. Ответ на него остается невыясненным, так как это не определено никакими документами. Хотя, согласитесь, было бы неплохо начать именно с этого вопроса.

Во-вторых, существует риск приостановки инвестиций в развитие инфраструктуры рынка

энергоресурсов. Бизнес очень чутко реагирует на подобные изменения, и дело не только в поставщиках ресурсов, нельзя забывать также о предприятиях смежных отраслей и, самое главное, о потребителях. По сути, инвестора заставляют разделить с кем-то свою собственность, начинают вмешиваться в его деятельность... И это уже после того, как было принято решение об инвестициях, подписаны договоры, понесены значительные затраты. В истории было много примеров национализации и госрегулирования, которое в чем-то ущемляло бизнес, но любому инвестору хочется видеть логику процесса. Планирование всегда идет лучше, когда среда предсказуемая. В данном случае создается негативный климат, который повлияет на инвестиционные решения. Мы говорим здесь не только о Газпроме, а вообще о компаниях.

Падение уровня инвестиций в одном секторе неотвратимо вызывает падение и в других. Это происходит потому, что в строительстве задействованы много поставщиков, смежные отрасли, которые запланировали купить оборудование и т.п. И если меняются условия в одном сегменте, это влечет за собой перемены в сопутствующих отраслях. Т.о. остановка инвестиций тянет за собой целую цепочку изменений. Это порой непредсказуемый процесс.

В-третьих, очевидно, что за третьим последует и четвертый, и пятый энергопакеты. Это вносит элемент непредсказуемости в правила регулирования поставок энергоносителей. Участники рынка должны понимать логику развития законодательства. В будущем будут новые изменения и вектор этих изменений надо знать уже сегодня, чтобы планировать свои действия, инвестиции, в целом политику энергоснабжения. Это касается и



самой Европы, которая тоже должна видеть эту политику в перспективе, а не действовать по ситуации, решая проблемы по мере их поступления.

Развитие законодательства, безусловно, нормальный процесс, с другой стороны, чтобы это не было движением вверх по лестнице, ведущей вниз, этот процесс должен быть предсказуемым.

**Действие третьего энергопакета в стратегической перспективе может сократить количество каналов поставок энергоресурсов в ЕС**

И, наконец, либерализованный рынок энергоресурсов в условиях дефицита – это порой очень плохой рынок для покупателя, для компаний и просто населения, которые пользуются ресурсами. Либерализованный рынок не всегда вовремя и четко реагирует на изменение конъюнктуры и рыночные механизмы в них работают подчас неэффективно.

Монополия на рынке энергетических услуг предполагает четкое следование контракту, вне зависимости от ситуации на рынке, цена останется зафиксированной даже если будет дефицит, а в либерализованном рынке цена может значительно расти. Поэтому не зря энергетические монополии называют естественными монополиями. Рыночные законы не всегда приводят к снижению цены.

В конечном итоге введение ТЭП может привести к эффекту обратному, чем планировалось авторами при его разработке, а именно к уменьшению конкуренции и надежности поставок.

Но общие правила третьего энергопакета предполагают и исключения. В качестве примера можно привести газопровод Северный Поток. Для газопровода OPAL, который доведет газ из

Северного потока до германо-чешской границы, регулятор дал возможность Газпрому забронировать 75% мощности.

Хотя, само использование исключений может в дальнейшем привести к нарушению принципов конкуренции. Уже сам 3-й энергопакет нарушает принцип конкуренции. Как быть с теми, у

кого больше предпочтений? Не нарушает ли это прав других участников? Необходима ясность, когда и кто может получить исключительные права.

– Россия – основной поставщик энергоресурсов в страны ЕС, как повлияет изменение традиционно сложившейся системы на всех игроках рынка и какова сегодня роль России в энергообеспечении Европы?

– Действительно, со времен СССР, Россия является одним из ключевых и традиционных поставщиков и инвесторов в энергосистему стран ЕС. Поэтому изменения правил игры на этом поле прямо и косвенно затронули экономические интересы поставщиков российского ресурса в страны ЕС.

23 июня 2007 года в Риме был подписан рамочный меморандум о проектировании и строительстве газопровода Южный Поток между Газпромом и Eni. Пропускная способность должна составить 63 млрд. м<sup>3</sup> газа. На эту цифру стоит обратить внимание.

Вследствие принятия третьего энергопакета, ЕС потребовал изменения условий проекта Южный Поток, а именно: пересмотра заключенных договоров между

Газпромом и национальными корпорациями стран ЕС и допуска третьих поставщиков в проект.

– Насколько правомерны нормы ТЭП в свете международного права?

– Формируя пакет документов о нарушениях международного права, мы провели исследование и пришли к выводу, что такие нарушения есть. Главные вопросы к разработчикам третьего энергопакета следующие: правомочны ли требования ЕС об отмене договоров, заключенных в рамках проекта Южный Поток; имеет ли ТЭП обратную силу и может ли он применяться по отношению к проекту Южный Поток.

По мнению ряда экспертов, нормы третьего энергопакета нарушают ряд соглашений и принципов: принцип пропорциональности, субсидиарности, свобода учреждений компаний, движения капитала, защита правомерных ожиданий и юридическая ясность.

Более того, необходимо отметить, что ТЭП также нарушает принцип справедливого и одинакового режима для иностранных инвесторов. Аналогичное мнение высказывает и Российский газовый концерн, заявляя о двойных стандартах. Например, в компании отмечают, что требования, которые сейчас предъявляются к «Южному потоку», не выдвигались к схожим проектам, в частности – к газопроводам Greenstream, Maghreb, Transmed и Galsi, по которым газ из Северной Африки поступает в Испанию и Италию и Испании. К ним вопросов почему-то нет.

– Каковы возможности и потребности ЕС в плане ресурсов?

– Рассматривая возможности в структуре потребления энергоресурсов в ЕС, можно сказать, что после Фукусимы власти Германии приняли быстрое решение закрыть семь из 17 АЭС.



# ТРУБОПРОВОДЫ В АРКТИКЕ

Комплекс плавучих средств для строительства, ремонта и обеспечения безопасной эксплуатации морских трубопроводов и нефтегазовых сооружений на мелководном арктическом шельфе

Промышленная разработка месторождений на мелководном арктическом шельфе сдерживается отсутствием необходимых технологий и морской техники, сложными ледовыми условиями на мелководье, уязвимостью окружающей среды и прочими подобными факторами. Какие технологии для освоения шельфовых месторождений предлагают сегодня отечественные разработчики?

**В.А. Кравченко,  
А.П. Илюшкин,  
А.В. Лебедев,  
Г.В. Кравин,  
ООО «Комплексные  
Инновационные Технологии»**

Одной из концепций обеспечения освоения и эксплуатации таких месторождений является создание комплексов многофункциональных плавучих средств, оснащенных различным подводно-техническим и технологическим оборудованием, необходимым для эффективного расширения функциональных возможностей судов, снижения затрат на их создание и эксплуатацию.

Анализ возможных характеристик создаваемого судна для поставленной задачи строительства, ремонта и обеспечения безопасной эксплуатации морских трубопроводов и нефтегазовых сооружений на мелководном арктическом шельфе приводит к пониманию целесообразности

разделения комплекса задач проектируемого судна на две группы и, соответственно, привлечение к их решению двух судов: «Технологической платформы» и «Платформы обеспечения».

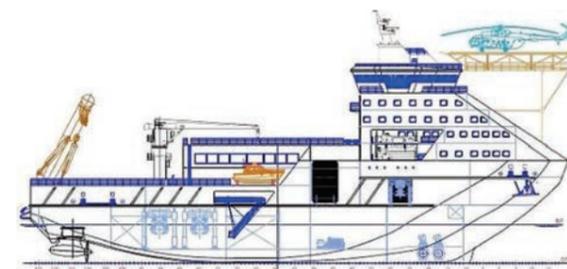
Это решение позволит выполнять заданный комплекс работ в течение круглого года.

В рамках реализации федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» на 2009-2016 годы, ООО «Комплексные Инновационные Технологии» разработало концептуальный проект судна (аббревиатура – СОСРБ – судно обеспечения строительства и ремонта), предназначенного для выполнения на мелководных замерзающих акваториях комплекса работ, включающих:

- обеспечение строительства подводных магистральных и внутри промысловых трубопроводов и сооружений на морских нефтяных и газовых месторождениях;
- эксплуатационное обслуживание подводных трубопроводов;

- наблюдение и контроль окружающей обстановки и состояния объектов обустройства;
- аварийно-ремонтные работы.

Как правило при обустройстве любых нефте- и газопромыслов устанавливаются стационарные и плавучие сооружения и прокладываются внутрипромысловые и магистральные трубопроводы для транспортировки добываемых углеводородов. В настоящее время планируется и выполняется строительство экспортных магистральных трубопроводов, включающих протяженные морские участки, среди них такие проекты, как "Голубой поток", "Северный поток", "Переход газопроводов через Байдацкую губу", "Штокмановское газоконденсатное месторождение – Кольский полуостров" и др. Значительная часть проектов связана с арктическим регионом, где большую часть года моря покрыты льдом. При значительных протяженностях трубопроводов и их направленности весьма немалую долю занимают мелководные в частности прибрежные участки.



Очевидно, что в обустройство месторождения входит целый ряд различных работ, в том числе: прокладка трубопроводов, установка стационарных и плавучих сооружений, которые осуществляется специализированными судами-трубоукладчиками и краново-монтажными судами, но кроме того, при строительстве и обустройстве морских месторождений выполняется большое количество сопутствующих подводных работ:

- обследование дна в районе установки сооружений и прокладки трубопроводов;
- подготовка дна, включая подъем опасных затонувших объектов;
- контроль во время строительства;
- установка и замена запорно-управляющей арматуры;
- установка протекторной защиты на трубопроводы и сооружения;
- обследование трубопроводов и выявление дефектов, размывов и пр.;
- ремонт поврежденных конструкций, включая подводную стыковку трубопроводов, замену конструктивных узлов сооружений;
- охрана окружающей среды (борьба с аварийными разливами нефти, контроль окружающей среды).

Для решения перечисленных задач используются специализированные суда, оснащенные соответствующими подводными техническими средствами.

За рубежом имеются подобные суда, однако они не приспособлены для эксплуатации в суровых арктических условиях.

Т.о. необходимо отечественное судно для строительства, ремонта и обеспечения безопасности морских магистральных трубопроводов и сооружений на нефтяных и газовых месторождениях (СОСРБ),

оснащенное обитаемыми подводными аппаратами, гипербарическими камерами, водолазным комплексом для выполнения масштабных ремонтных работ, включая замену аварийных участков трубопроводов.

Потребность в судах для подводных работ на морских нефте-газопромыслах и трубопроводах достаточно велика. Так, по предварительной оценке для выполнения работ на Штокмановском и сопутствующих месторождениях Баренцева моря постоянно задействовано от 4 до 6 судов; для Ямбургского месторождения требуется до 30 судов-снабженцев.

Техническим заданием для ООО «КИТ» предусмотрено использование судна на глубинах до 60 м – малое СОСРБ (Аналогичное по функциональности судно для работ на глубинах от 60 м до 300 м – большое СОСРБ – было задано к разработке другой компании).

С освоением морских нефтяных и газовых месторождений неразрывно связано сооружение внутрипромысловых и магистральных морских подводных трубопроводов, строительство и обустройство скважин, установка подводно-добычных комплексов.

Все это требует непрерывного контроля окружающей обстановки (экологического, метеорологического, геологического) для обеспечения безопасности и минимизации ущерба от возможных последствий.

Обеспечение безопасности при обустройстве и эксплуатации на нефтяных и газовых месторождениях континентального шельфа складывается из предотвращения техногенных аварий, природных воздействий и террористической деятельности, а также ликвидации последствий

аварий. Это достигается за счет постоянного контроля окружающей обстановки и состояния объектов обустройства, плановых профилактических и ремонтно-восстановительных работ, а также эффективных оперативных действий при возникновении чрезвычайных ситуаций.

При проектировании и обустройстве месторождений континентального шельфа используются самые современные достижения в области морской технологии. Однако, как показывает практика обустройства и эксплуатации, имеются реальные угрозы повреждения трубопроводов и оборудования обустройства скважин.



Для типичных морских трубопроводов продукция скважин средняя (расчетная) величина массы утечки от одной аварии в море превышает 1000 т, что существенно выше среднестатистических значений для действующих сухопутных трубопроводов. Это объясняется особенностями истечения многофазной продукции (газ / нефть / вода), отсутствием надежной системы обнаружения утечек для многофазных сред, а также сложностью проведения работ по ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов на



морских нефтегазовых объектах – скоротечность развития аварийных процессов, связанных с выбросом углеводородов и их горением в условиях плотного размещения оборудования.

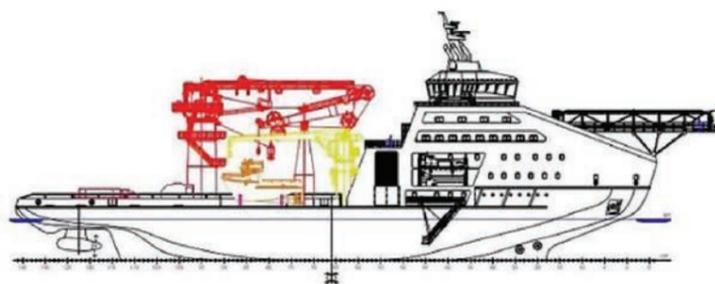
Особую опасность для подводных объектов обустройства месторождения представляют ледовые образования, особенно в мелководных районах морей Арктического шельфа. Дрейфующие ледовые образования в зависимости от глубины моря и осадки кия тороса, а также отметки верхней части подводной конструкции, могут вступать в контактное взаимодействие с подводным объектом.



Обеспечение безопасности неразрывно связано с выполнением обследования и ремонта оборудования месторождений, а также со своевременной ликвидацией аварийных ситуаций. Исходя из особенностей обустройства и эксплуатации мелководных морских месторождений углеводородов, а также учитывая высокую вероятность аварий различного характера, определяется состав специального оборудования судна.

На СОСРБ представляется необходимым возложить следующие строительные задачи:

- установка и замена запорно-управляющей арматуры;
- установка и замена протекторной защиты на трубопроводы и сооружения;



- подводная стыковка трубопроводов, замена конструктивных узлов сооружений.

Для ремонтных работ на СОСРБ необходимо установить:

- труборемонтный комплекс, включающий:
  - сварочную барокамеру, рамы для подъема трубопровода, клеммы, зажимы;
  - телеуправляемые роботы рабочего класса;
  - водолазное оборудование.

Для обеспечения безопасности сооружений на месторождении на судне необходимо установить следующее оборудование:

- Телеуправляемые и автономные роботы исследовательского класса.
- Крановое оборудование для подъема объектов.
- Беспилотные летательные аппараты.
- Оборудования для диагностики, обслуживания и ремонта скважин.
- Инженерно-геологическое и гидрометеорологическое оборудование.
- Оборудование для сбора нефти.

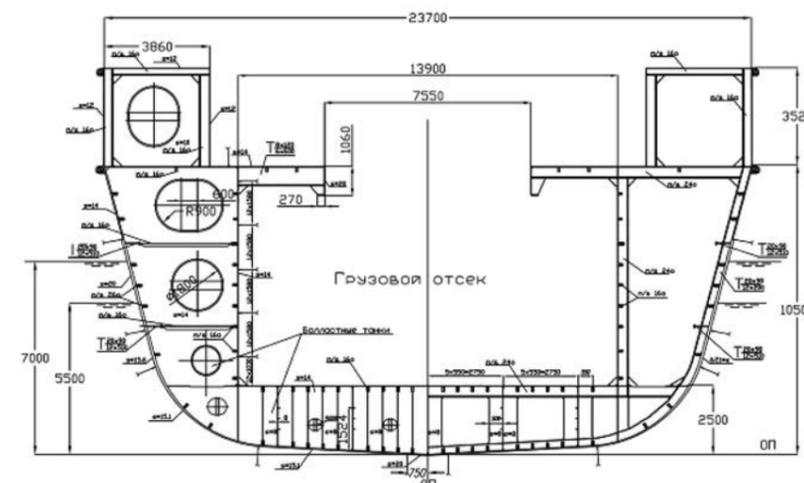
Поскольку изначально в теме проекта звучит термин «арктический» шельф, очевидно, что судну большую часть времени предстоит работать в достаточно тяжелых ледовых условиях.

Техническим заданием предписывалось рассмотрение необходимости привлечения судна ледокольной поддержки.

Одним из основных факторов целесообразности такой поддержки явилась необходимость довольно жесткого позиционирования СОСРБ при выполнении целого ряда подводно-технических работ, как при строительстве объектов, так и при проведении их обследований в процессе эксплуатации и, тем более, при ремонте особенно в случае аварии. Учитывая быстротечность процесса вмержания судна при низких температурах предполагаемых регионов использования и непостоянство местоположения ледовых полей, а также иногда достаточно большой период времени серьезного ремонта, например замена участка трубопровода даже небольшой протяженности, ледокольная поддержка в ряде случаев крайне необходима. Очевидно, что ледовый класс arc 6, arc 7 или даже arc 8 в данном случае для обеспечения именно позиционирования не является определяющим и необходим лишь по условиям плавания в конкретном регионе. В то же время выполнение ряда работ в течение автономности 30 суток, а при возможности пополнения запасов и большей, требует наличия большого арсенала средств для их выполнения вплоть до наличия вертолета для ледовой и экологической разведки. Одновременно с этим необходимость охвата как можно

большой акватории, в частности в сторону уменьшения глубин, заставляет ограничить размерения судна особенно его осадку. Ограничения по размерениям ни в коем случае не должны отразиться на мореходности судна, что в хорошей морской практике определяется их соотношениями. Т.о. получаем необходимость решения задачи по использованию судна ледокольной поддержки соответствующего ледокольного класса и размещению на СОСРБ большого количества подводно-технических средств для выполнения различных работ.

Анализ ситуации подсказывает решение данной задачи путем комплексным, а именно создание нового судна СОСРБ, как некой технологической платформы для выполнения основной части работ и размещения на нем стационарной и погружной частей обследовательского и ремонтного оборудования, и привлечение какого-либо существующего ледокольного судна соответствующего класса, например «Витус Беринг» (с необходимым дооборудованием крановым



средством грузоподъемностью до ≈ 250 т и системой кренования) в качестве платформы обеспечения.

Двухплатформенная/двухсудовая схема позволит использовать платформу обеспечения для многих целей, в частности для прокладки ледового канала, обколки места постановки на точку технологической платформы, завозку якорей

технологической платформы при позиционировании на предельном для нее мелководье, когда в целях безопасности подводных работ затруднено использование системы динамического позиционирования, для размещения ряда оборудования и материалов, необходимых как при строительстве, так и при ремонте объектов, вплоть до размещения оборудования и механизмов по подготовке дна или плуга траншеекопателя. В определенных периоды, когда ясна цель выполнения работы, понятен набор оборудования, или в безледовый период суда могут использоваться раздельно каждый со своей задачей.

Особое внимание было уделено расширению зоны охвата в сторону уменьшения глубин. Для обеспечения сочетания соответствующей мореходности при переходе к месту работ и работ на малых глубинах было принято решение по двухосадочности судна.

В частности для плавания и работ на достаточных глубинах задана осадка 7,0 м, а для работ на возможно предельном мелководье принята осадка 5,5 м. Разница в водоизмещении компенсируется сбрасыванием водяного балласта порядка 2200 т или размещением на судне дополнительного оборудования для работ на глубинах допускающих осадку 7,0 м. Для обеспечения необходимой ледопроеходимости, как в канале за ледоколом, так и в самостоятельном плавании, судну приданы ледокольные обводы, которые строились с учетом теоретических изысканий «Морского Инженерного Бюро».

Класс РМРС:  
**KM ⚓ Arc6 PC4 [2] AUT2-ICS FF2WS**  
**DYNPOS-2, POSIMOOR-TA**  
**EPP ANTI-ICE ECO-S SDS≥60 MS**  
**HELIDEDC**  
**WINTERIZATION(-40)**  
**Multipurpose Subsea Construction Vessel**  
 Конструкция корпуса судна выполнена в соответствии с требованиями Правил РМРС 2014 г для судов класса arc 6.  
**Материал корпуса** – судостроительная сталь категории А 36, D 36, D40

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина максимальная	98,3 м
Ширина максимальная	23,7 м
Осадка максимальная	7,0 м
Осадка для мелководья	5,5 м
Дедвейт	около 3900 т
Автономность по запасам	30 сут.
Автономность по топливу	30 сут.
Дальность плавания	около 3500 миль
Скорость свободного хода	не менее 12 узлов
Скорость экономхода	около 10 узлов
Тяга на швартовах	2000...2500 кН
<b>ГЭУ 4 x 3880 = 15520 кВт:</b> дизель-электрическая с применением двухтопливных дизелей, на переменном токе с асинхронными гребными электродвигателями, работающими в составе азимутальных винторулевых колонок типа «Azipod»	
<b>Системы позиционирования:</b> якорная + динамическая	



# ГАРАНТ СТАБИЛЬНОСТИ НЕФТЕПОТОКА

«ДонТерминал» реконструирует мощности и увеличивает объемы

В последние годы российские компании демонстрируют стабильную тенденцию увеличения экспорта нефти. Согласно госпрограмме проводят модернизацию нефтеперерабатывающие заводы, что, безусловно, приводит к увеличению их мощностей и количеству перерабатываемых углеводородов. Индикатором добычи, переработки и экспорта служит загруженность нефтеперевалочных терминалов. Учитывая стабильный внутренний спрос на нефть и нефтепродукты и увеличившийся экспорт, соответственно повысился и спрос на услуги нефтеперевалочных терминалов. Как сегодня развиваются перевалочные комплексы, и какие шаги предпринимают для устойчивого функционирования в условиях динамичного рынка?

Необходимость круглогодичного нефтепотока из европейской части России через Азово-Донской бассейн в Черное море, обусловило необходимость создания в низовьях Дона железнодорожно-водного нефтеперевалочного комплекса. С этой целью 31 октября 2001 года было образовано общество с ограниченной ответственностью «Дон-терминал». Представляющий собой сочетание новейших технологий и профессиональной команды специалистов, терминал играет важную роль в обеспечении логистических потребностей вертикально-интегрированных нефтяных компаний России и стран СНГ.

Соответствуя возрастающим потребностям рынка, увеличению его емкости и усложняющимся требованиям заказчиков, специалисты терминала реализуют проект масштабного расширения, рассчитанный до 2015 г.

Начало реконструкции, имеющее основной целью увеличить мощности терминала по перевалке нефтепродуктов

Терминал находится в акватории Морского порта г. Азов и расположен в 13-ти км от устья р. Дон. Удобное географическое положение позволяет производить круглогодичную перевалку темных и светлых нефтепродуктов, поступающих из внутренних районов страны железнодорожным транспортом на суда типа «река-море» для доставки из европейской части РФ через Азово-Донской бассейн в Черное море как для внутрироссийских партнеров, так и за рубеж

и расширить возможности работы с нефтепродуктами различного качества и сортности, запланировано на 2014–2015 годы.

Проектом реконструкции предусматривается увеличение годовых объемов перевалки вязких нефтепродуктов (мазута) до 1 000 000 тонн, а светлых (дизельное топливо, СМТ, печное топливо) до 150 000 тонн в год. Кроме того, увеличивается общий объем хранения нефтепродуктов с 20 000 м<sup>3</sup> до 50 000 м<sup>3</sup>.

Для решения подобной задачи, проектом реконструкции предусматривается увеличение фронта слива вязких

нефтепродуктов с 12 до 24 постов, строительство отдельной эстакады для слива дизтоплива на 10 постов, монтаж 6 резервуаров емкостью по 5 000 м<sup>3</sup>.

Такое расширение и необходимость размещения нового резервуарного парка, эстакады слива дизельного топлива, развитие путевого хозяйства потребовало и увеличения территории почти на 3 га.

Среди решений, сопутствующих подобной реконструкции, в проект заложено строительство новых, более мощных очистных сооружений, модульной водяной котельной мощностью 1 мВт,

предназначенной для перевода подогрева нефтепродуктов в резервуарном парке с пара на перегретую воду, новой пожарной насосной с дополнительными резервуарами хранения запаса воды, установка на причале коммерческого узла учета на массомерах компании «Эндресс энд Хаузер».

При проектировании и строительстве терминала были реализованы новейшие технологии в области слива нефтепродуктов, хранения и погрузки в танкеры с максимальным сохранением качественных и количественных характеристик груза при высоких темпах погрузочно-разгрузочных работ

В процессе проектирования и строительства комплекса были применены новейшие технологии и оборудование от ведущих отечественных и зарубежных игроков рынка.

Так, при монтаже двух трубопроводов длиной около 4 км, предназначенных для перекачки нефтепродуктов из резервуарного парка на причал для погрузки в танкера, были использованы сильфонные компенсаторы компании НКС (Германия).

Мазутный трубопровод смонтирован из предизолированных ППУ труб, и снабжен электрической системой обеспечения поддержания температуры трубы на уровне +50... +60°C., основанной на скин-эффекте. Система разработана, произведена и смонтирована компанией «ССТ-Энергомонтаж», г. Мытищи.

Для слива вязких нефтепродуктов из цистерн были запроектированы, изготовлены и успешно эксплуатируются установки индивидуального разогрева и слива мазута (УРСМ). Для каждой цистерны применяется своя установка, использующая

принцип разогрева методом циркуляции запаса мазута, хранимого в стартовой емкости. Разогретый мазут подается и в верхнюю, и в нижнюю часть цистерны, а холодный поступает в круг циркуляции через нижний сливной прибор и проходя через теплообменник, нагреваемый паром, увеличивает объем разогретого нефтепродукта. Все оборудование, входящее в состав установки, изготовлено российскими производителями.

После слива разогретых нефтепродуктов в резервуары, которые снабжены пароподогревателями и внешней изоляцией, они хранятся в ожидании подхода танкера. Погрузка на танкер осуществляется двухвинтовыми насосами компании «Houttuin» (Голландия) с производительностью до 500 куб.м./час. Дизельное топливо грузится на танкеры либо самотеком, за счет естественного перепада высот между резервуарным парком и причальным сооружением при малых объемах, либо посредством двух центробежных нефтяных насосов 8НДВ, производительностью до 550 куб.м./час. Указанные производительности насосного оборудования позволяют обеспечить погрузку танкера класса «река-море» дедвейтом до 6500 тонн за 10–12 часов.



Сегодня основное требование со стороны заказчика – это сохранение качества продукта в пределах паспорта завода-изготовителя. Выполнение этого условия требует соблюдения многих параметров, в частности, необходимо обеспечивать определенную скорость слива продукта из железнодорожных цистерн, не допускать простоев во время пути по железной дороге и при погрузке в танкеры, обеспечивать контроль количества продукта на всех стадиях.

В целом же, требования заказчика совпадают основными задачами предприятия.

Во-первых, это обеспечение сохранения качественных и количественных характеристик переваливаемого груза при выгрузке из вагонов-цистерн, хранении в резервуарах и перегрузке на танкеры.

Во-вторых, своевременность обработки вагонов и танкеров: проведения анализов, определения количественных и качественных показателей груза, погрузочно-разгрузочных операций, оформления документации на груз; увеличение темпов погрузочно-разгрузочных операций при своевременности подачи вагонов/танкеров.

В-третьих, прозрачность учета хранящегося груза, оперативность и своевременность предоставляемой информации о грузе, находящемся на хранении, логистической информации; широкое применение услуг



сторонних независимых сюрвейерских организаций. А также выполнение дополнительных экспедиторских услуг по документальному сопровождению груза, в объеме, оговоренном в контрактах. При планировании перевалки мы уделяем особое внимание координации с заказчиками графиков отгрузки и вывоза груза для оптимального поступления нефтепродуктов, накопления танкерной партии и вывоза груза танкерами с минимально возможными

простоями подвижного состава и сопутствующими расходами. Гибкость в планировании позволяет оперативно вносить изменения в графики с учетом потребностей заказчика.

От заказчика требуется только обеспечить равномерность отгрузки вагонов, своевременно подать технически пригодные для погрузки танкеры, вовремя предоставить инструкции и заготовки по оформлению товаросопроводительных и иных документов.

Это позволяет улучшить качество, ускорить оперативность и увеличить скорость перевалки, а также минимизировать дополнительные расходы, в том числе по оплате простоев.

Хранение и перевалка нефтепродуктов – отработанные десятилетиями операции. Сохранность качества обеспечивается отдельной обработкой и хранением грузов разных заказчиков. Разделение как физическое (т.е. использование разных технологических линий и резервуаров), так и временное (составление графиков выгрузки и погрузки с учетом качества груза и диспетчеризация поступления цистерн на слив и танкеров на погрузку). При этом, контроль качества и количества поставляемого и отгружаемого продукта контролируется собственным аттестованным лабораторным центром, который обеспечен всем необходимым оборудованием.

*Проводимая в рамках модернизации реконструкция предполагает увеличение резервуарного парка под хранение темных нефтепродуктов до 42 тыс. м³ и светлых до 8 тыс. тонн; расширение сливных эстакад до 24 установок одновременного слива мазута и строительство отдельной эстакады на слив до 10 цистерн дизельного топлива; серьезные изменения в путевом хозяйстве терминала, а также модернизацию системы пожарной безопасности и энергоснабжения.*

*Все это уже в ближайшее время позволит увеличить объемы переваливаемого груза, достигнув общего объема в 1,5 млн. тонн в год. ●*



## ГАЗ 59037

Год выпуска: 2005  
Пробег: 4000 км

+7 (985) 413-01-65

На этот «БТР» прежде всего установлен новый двигатель КАМАЗ-740.14.300, мощностью в 300 л.с. и полностью переделана практически вся верхняя часть корпуса. В результате салон имеет форму буквы Д, по центру можно ходить во весь рост. Изменения коснулись и ходовой части: колесные диски сделаны шире, посадочный размер 20 дюймов под резину ИД-П 284 (резина изготовлена на заказ 10-слойная), усиленные амортизаторы, электро-пневматический привод коробки передач с управлением джойстиком на панели, установлены дополнительные ресивера и пневмо-гидроусилитель привода сцепления с влагоотделителем.

Для работы вне дорог устранен один из главных недостатков штатного БТРа – прилипание днища к грунту. Для того чтобы выбираться из подобной ситуации с наименьшими потерями на ГАЗ-59037А установлена гидравлическая лапа. При посадке на грунт с помощью гидроцилиндра спрятанного в лапе и управляемого прямо из салона можно «отжаться» от грунта, при этом лапа отрывает сразу два моста.

Для помощи в выходе на берег, либо для любого иного вытягивания как самого себя так и буксировки попавшего в беду иного транспортного средства установлены две электрических лебедки по 6,5 тонн каждая. Машина оборудована двумя автономными электрогенераторами мощностью по 5 кВт. В кормовой части корпуса сделана грузовая платформа с откидным бортом для перевозки квадроцикла, снегохода, лодки и др. груза. Этот груз закидывается на «горб» с помощью съемной кран-балки грузоподъемностью 600 кг. На грузовой платформе установлен трапец для перевозки 3-4-х подвесных моторов.



# INFRATECH

ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ И НОЧНЫЕ ПРИБОРЫ

## ВЫСОКОТЕХНИЧЕСКИЕ ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ ПРИЦЕЛЫ И НАСАДКИ ДЛЯ ТОЧНОЙ СТРЕЛБЫ В ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ

- прочный, легкий корпус из алюминиевого или магниевого сплавов, заполненный осушенным азотом
- герметичное, водо- и пыленепроницаемое исполнение IP67
- светосильный высококачественный германиевый объектив с внутренней фокусировкой
- комплектация матрицами с разрешением 384x288 или 640x480
- ударопрочная конструкция прицела, выдерживающая отдачу оружия самого крупного калибра
- большой выбор оптического увеличения в зависимости от типа матрицы и объектива от 1x до 6,6x
- калибровка без затвора
- различные конфигурации прицельной марки с возможностью смены цвета
- цветной OLED дисплей высокого разрешения
- гарантия 2 года



ЦЕНЫ ОТ  
449 800  
РУБ

# ЛОГИСТИКА ШЕЛЬФА

## Организация береговой базы обеспечения добычи на море

Проекты разработки шельфовых месторождений в Арктике играют стратегическую роль в развитии целого ряда отраслей российской экономики. Реализация масштабных планов по освоению недр в арктической зоне сопряжена со множеством сложных задач. В их числе – создание береговой базы обеспечения. Что делают для ее развития в крупных компаниях?



**Сергей Смецкой,**  
Генеральный директор  
ООО «Газпромнефть-  
Снабжение»

### Предпосылки

Дочерние общества «Газпром нефть» в настоящее время активно работают на шельфе российских северных морей. Геологическим изучением Долгинского месторождения занимается «Газпромнефть-Сахалин». Приразломное месторождение (разрабатывается «Газпром нефть шельфом») стало первым в истории России шельфовым арктическим месторождением, на котором добыча нефти уже начата.

Проекты осуществляются в сложных природно-климатических и инфраструктурных условиях, требуют разработки новых подходов к освоению недр и пристального внимания к вопросам логистики. Являясь оператором комплексных логистических услуг, «Газпромнефть-Снабжение»

реализовало свои компетенции в организации береговой базы производственного обеспечения, в том числе для Приразломного и Долгинского.

Береговая база становится для таких проектов ключевым элементом, позволяющим достичь синергетического эффекта в координации грузопотоков региона. Таким образом, создание единой базы берегового обеспечения рассматривается «Газпромнефть-Снабжением» как стратегический проект развития логистики шельфовой зоны.

Развитие логистики шельфовых месторождений возможно лишь при устойчивом уровне качества логистических услуг на суше в сопоставимых условиях, особенно если речь идет об экстремальном арктическом климате.

РИС. 2. Концепция формирования Береговой производственно-технологической базы обеспечения



Деятельность логистического оператора «Газпромнефть-Снабжение», связанная с оказанием услуг «Газпром нефти», строится по двум направлениям. Первое – это услуги складской и транспортной логистики для дочерних обществ «Газпром нефти», занимающихся разработкой традиционных активов. Вторым крупным направлением «Газпромнефть-Снабжение» стало обеспечение логистики для новых проектов «Газпром нефти» в Восточной Сибири и на нефтегазовых запасах шельфа российской Арктики.

В первый же год работы компании была создана разветвленная филиальная сеть, сейчас «Газпромнефть-Снабжение» имеет представительства в таких городах как Омск, Томск, Тюмень, Оренбург, Ханты-Мансийск, Ноябрьск, Муравленко. Это стало одним из факторов привлечения новых заказчиков, как российских, так и зарубежных, которые не входят в группу «Газпром нефть».

Кроме того, в 2012–2013 годах компания успешно прошла сертификацию деятельности на соответствие трем международным стандартам качества ISO 9001:2008 «Система менеджмента качества», ISO 14001:2004 «Система экологического менеджмента», OHSAS 18001:2007 «Система менеджмента профессионального здоровья и безопасности» и СТО Газпром 9001-2012.

Таким образом, до того как приступить к организации мурманской Комплексной базы

обеспечения (далее КБО), в распоряжении компании «Газпромнефть-Снабжение» уже имелись необходимые компетенции и инструменты для оказания услуг в сложных естественных условиях, при низких температурах, достигающих  $-60^{\circ}\text{C}$ .

### Этапы

Потребность в логистике МТР при разработке арктического шельфа группы «Газпром нефть» поставила перед «Газпромнефть-Снабжением» амбициозную задачу. Целевое видение береговой базы учитывает не только отраслевую, но и территориальную специфику. КБО в Мурманске предусматривает следующие опции:

1. создание комплексной береговой базы для технологического обеспечения и сервиса проектов реализуемых на Арктическом шельфе, в том числе проектов «Долгинское» и «Приразломное».
2. применение современных технологий при проектировании и строительстве базы.
3. комплексное обеспечение и комплектование генеральных грузов.
4. создание единого диспетчерского центра по управлению судами снабжения.

При подготовке проекта использовался подход Stage-Gate, проект прошел все этапы осуществления: оценку, выбор объекта, его инвестиционное определение и собственно реализацию.

На стадии оценки был проведен анализ лучших мировых практик с учетом пожеланий основных заказчиков – «Газпром нефть шельф» и «Газпромнефть Сахалин» и прогнозной потребности компаний группы «Газпром нефть» для обеспечения шельфовых проектов. Кроме того, представители «Газпромнефть-Снабжение» посетили подобные объекты за рубежом, которые входят в число лучших по эффективности.

Компания провела аудит 47 потенциальных площадок под размещение КБО в 6-ти регионах. Было выявлено 9 баз, соответствующих техническим требованиям целевой КБО, которые составили итоговый шорт-лист. На основе множества баз, соответствующих минимальным требованиям, сформировано 18 логистических вариантов для последующего ранжирования по экономическим параметрам, их обрисовки, оптимизации на базе программного обеспечения для имитационного моделирования AnyLogic.

С оставшимися претендентами была проведена детальная оценка эффективности, определение размера капитальных и операционных затрат, а также удельной стоимости обработки одной тонны груза.

Анализ чувствительности показал, что изменение объемов МТР (грузопотоков), норм запасов (площадей) и затрат не меняет итогов ранжирования логистических вариантов, за исключением случая

РИС. 1. География деятельности ООО «Газпромнефть-Снабжение»



РИС. 3. Алгоритм построения логистических вариантов и выбора береговой базы

Для выбора оптимального логистического варианта необходимо ответить на следующие вопросы:



увеличения грузопотока/ норм хранения более чем на 50%. Вероятность такого сценария мала, он может быть реализован не ранее 2037-39 гг, что дает возможность подготовиться.

Были проведены переговоры с представителями курирующих ведомств для снятия рисков и определение возможности долгосрочного сотрудничества, определение формы владения, формирование финальных коммерческих условий и окончательный выбор КБО.

До определения инвестиционных потребностей объекта были осуществлены проектно-изыскательские работы (разработка РКД), проверка результатов ПИР и инвестпроекта на соответствие концепции.

К реализации проекта было необходимо подойти с готовым вариантом транспортировки МТР. Для этого была определена карта проектов, прогнозных грузопотоков до 2050г., минимально необходимых площадей КБО (с учетом нормирования запасов) и группировки судов.

Только после этого началось строительство, ввод в эксплуатацию

единой КБО, перевод МТР дочерних предприятий на единую базу, привлечение коммерческих заказчиков.

### Результат

Итогом нашей работы стало образование в середине 2013 года нового филиала в городе Мурманске, который является логистическим подразделением компании ООО «Газпромнефть-Снабжение» и занимается многоплановым развитием нового актива.

В настоящий момент Комплексная база обеспечения открывает заказчикам следующие возможности

- Услуги складской логистики
- Стивидорные услуги
- Консолидация / деконсолидация грузов
- Внешнеэкономическая деятельность (таможенное оформление, ВЗТК)
- Накопление судовых партий
- Грузоперевозки

Запланировано расширение перечня услуг на диспетчерское сопровождение судов,

производственные услуги (ремонт, сервис), закупки и международную доставку МТР, логистику персонала, комплексное управление цепочкой поставок.

Развитие КБО в Мурманске является взаимозависимым фактором роста экономической и инфраструктурной привлекательности региона. Создание современной единой береговой базы для арктических шельфовых проектов силами логистического оператора ООО «Газпромнефть-Снабжение» способствует развитию транспортной инфраструктуры региона, привлечению инвестиционных проектов более широкого спектра, созданию новых рабочих мест и налоговых отчислений в бюджет региона.

Практика сотрудничества с КБО в Мурманске благотворно влияет уровень компетенции предприятий малого и среднего бизнеса в регионе. Работа действующей современной базы может быть развернута как фактор стимулирования стратегического партнерства российских и иностранных компаний в обеспечении нефтегазовых шельфовых проектов. ●

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 10–12 февраля

### ТБ ФОРУМ

Крокус Экспо, Павильон 2, Зал 8

## 10–13 февраля

### 21-я международная специализированная выставка-форум «Энергетика»

### Конкурс «Инновации в энергетике»

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

## 11–13 февраля

### XII Специализированная выставка «НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО-2015»

г. Оренбург, СКК «Оренбуржье» (пр-т Гагарина, 21/1)

## 17–19 февраля

### 12-я Международная выставка и конференция «Покртия и обработка поверхности» – ExproCoating

Москва, КРОКУС ЭКСПО, павильон №1, зал 1

## ФЕВРАЛЬ

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

## 17–19 февраля

### 14-я Международная выставка «Неразрушающий контроль и техническая диагностика в промышленности» – NDT Russia

Москва, КРОКУС ЭКСПО, павильон №1, зал 1

## 25–27 февраля

### 8-я международная специализированная выставка КОМПОЗИТ-ЭКСПО

### ПОЛИУРЕТАНЭКС

Москва, МВЦ «Крокус Экспо», павильон №2, зал № 5 и 6

## 25–27 февраля

### 7-я международная специализированная выставка

### ПОЛИУРЕТАНЭКС

Москва, МВЦ «Крокус Экспо», павильон №2, зал № 6

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ



**Алексей Бурганов,**  
Генеральный директор,  
ООО Транс Арк



**Владислав Лебедев,**  
Заместитель  
генерального директора,  
ООО Транс Арк



**Дмитрий Силин,**  
Главный инженер проекта,  
ООО МРТС Инжиниринг



**Владимир Минин,**  
заслуженный конструктор РФ

Трубопроводный транспорт России, имеющий почти 100-летнюю историю, является крупнейшим в мире. Однако, морские трубопроводы (МТ) используются сравнительно недавно. Построены и введены в эксплуатацию морские участки газопроводов: «Северо-Европейский» (Nord Stream или СЕГ) в Балтийском море, «Голубой поток» и «Туапсе-Джубга» в Черном море. Морские нефтепроводы относительно небольшой протяженности имеются в Печерском море (отгрузочный трубопровод Варандейского нефтяного терминала), на Балтике (месторождение Д-6) на шельфе Сахалина. В стадии проектирования находятся МТ от Штокмановского ГКМ в Баренцевом море и Киринского ГКМ на шельфе острова Сахалин, «Южный поток» в Черном море. В дальнейшем, по мере развития работ на арктическом шельфе, следует ожидать существенного увеличения количества МТ. Эксплуатация МТ, по отношению к эксплуатации трубопроводов на суше, имеет определенную специфику, которая недостаточно отражена в действующей в РФ нормативной документации. Вопросы обеспечения безопасной эксплуатации этих трубопроводов в настоящее время решаются, главным образом, на основе проектов, ориентированных, преимущественно, на внутритрубную диагностику. Такой принцип не соответствует современным требованиям надежности и безопасности опасных производственных объектов. Только системный подход, ориентированный на полномасштабное выполнение задачи контроля МТ в реальном времени, а также своевременное и качественное выполнение обследований, технического обслуживания и ремонтно-восстановительных работ могут быть гарантией безопасной эксплуатации МТ в условиях Арктического шельфа. Какие шаги необходимо сегодня предпринять для обеспечения такого подхода?

## Особенности морских трубопроводов

При проектировании и строительстве надежность и безопасность МТ обеспечиваются по повышенным требованиям, по отношению к проложенным на суше. Это вызвано особыми (морскими) условиями, такими как, достаточно агрессивная морская среда, подводное расположение, повышенная протяженность без промежуточных компрессорных станций, воздействия морского волнения, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, затрудненность или невозможность реализации стандартного для магистральных газопроводов регламента обслуживания и ремонтов и т.д.

В качестве специальных мер обеспечения безопасности МТ можно указать следующие:

1. установка вдоль трассы МТ охранных зон (на расстояние до 500 м от оси трубопровода) с особым режимом

мореплавания и хозяйственной деятельности, определяемым на федеральном уровне;

2. обеспечение защиты МТ от коррозии, в значительной степени определяющей его надежность и безопасность,

- на весь срок его эксплуатации и только комплексно (наружным и внутренним покрытием и средствами катодной защиты);
- использование в конструкции МТ изолирующих соединений с системой защиты от коррозии (фланец или муфта) от сухопутных участков;
- учет при проектировании МТ всех возможных воздействий на трубопровод, которые могут потребовать дополнительной защиты, а именно:
  - возникновение и распространение растрескивания или смятия труб и сварных швов в процессе монтажа или эксплуатации;
  - потеря механических свойств трубной стали;
  - недопустимо большие пролеты трубопровода на дне;
  - эрозия морского дна;
  - удары по трубопроводу якорями судов или рыболовецких тралов;
  - сейсмические воздействия;
  - нарушение технологического режима транспортировки газа.

5. выполнение при проектировании МТ анализа допустимых пролетов и устойчивости трубопровода на дне моря, а также расчета патрубков – ограничителей лавинного смятия трубопровода в процессе его укладки на больших глубинах моря;
6. заглубливание МТ в дно на участках его выхода на берег ниже прогнозируемой глубины размыва дна акватории или берегового участка на весь период эксплуатации морского трубопровода;
7. прокладка МТ по поверхности дна моря только при условии обеспечения его проектного положения в процессе всего периода эксплуатации (исключается возможность его всплытия или подвижек под воздействием внешних нагрузок)

- или повреждения рыболовецкими тралами или якорями судов), при необходимости, дно акватории предварительно подготавливается либо трубопровод укладывается в траншею;
8. выбор способа защиты МТ в зависимости от местных условий окружающей среды и степени потенциальной угрозы каждого воздействия на газопровод;
9. проектирование МТ свободным от препятствий потоку транспортируемого продукта (в случае применения кривых фитинговых изделий, их радиус принимается не менее 10 диаметров трубопровода, что достаточно для свободного прохождения очистных и контрольных устройств).

Для обеспечения безопасности транспортировки углеводородов и снижения риска при проектировании и сооружении подводных трубопроводов используются самые современные достижения в области их строительства, повышенные требования промышленной безопасности, высококачественные трубы, сварочные и изоляционные материалы, системы контроля и т.д. Данное обстоятельство объективно создает условия для повышения надежности и безопасности МТ, что подтверждается отсутствием аварий на всех МТ, введенных в эксплуатацию в нашей стране. Тем не менее, аварийность на морских трубопроводах является реальным фактом и должна учитываться при проектировании, строительстве и эксплуатации каждого МТ



## Аварийность на морских трубопроводах

Данные по аварийности на морских трубопроводах достаточно широко представлены в доступных источниках информации. Например, они публикуются Управлением трубопроводной безопасности (OPS) Министерства транспорта США (нефтепроводы, газопроводы), а также соответствующими организациями Европейского сообщества. На основании анализа имеющихся данных о примерно 700 случаях аварийной разгерметизации подводных трубопроводов (за примерно

При эксплуатации МТ, несмотря на принимаемые меры безопасности, имеются реальные угрозы их повреждения или нарушения работоспособности. К этим угрозам следует отнести дефекты трубопровода, нештатные технологические процессы и режимы, техногенные опасности, процессы и явления в геологической среде, природно-климатические и геологические факторы, действия третьих лиц, научная, промышленная, военная деятельность в районах размещения МТ и другие причины

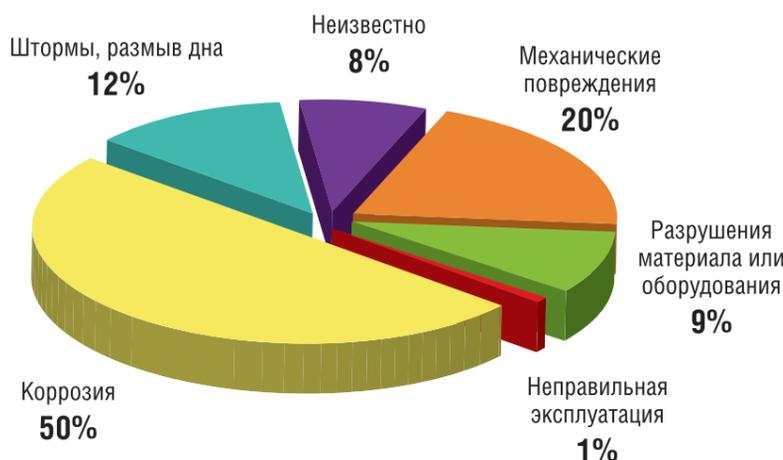
40-летний период), были установлены основные причины их разрушений.

Доминирующими причинами аварийных ситуаций являются: коррозия – 50%, механические повреждения (воздействия якорей, тралов) вспомогательных судов и строительных барж – 20% и повреждения, вызванные штормами, размывами дна – 12%. При этом большинство инцидентов произошло на участках МТ в непосредственной близости от платформ (в пределах ~15,0 м), в том числе, на стояках.

На основании анализа статистических данных по аварийности морских трубопроводов было выявлено, что с учетом принятых мер для повышения надежности и безопасности МТ, интенсивность аварий на морских трубопроводах постоянно сокращалась и в настоящее время находится в пределах 0,02–0,03 аварий в год на 1000 км их протяженности.

Для сравнения, в начальный период использования МТ (70-е годы прошлого века) интенсивность

РИС. 1. Распределение общего числа разрушений подводных трубопроводов в зависимости от вызвавших их причин



их использования. Степень опасности аварий значительно увеличивается в арктических и дальневосточных морях России, которые характеризуются низким уровнем интенсивности естественной биологической очистки, что в случае аварийных разливов нефти может привести к длительному загрязнению морской воды и донных отложений.

В случае аварии на морском трубопроводе, экологический ущерб будет определяться размером платежей за сверхнормативное загрязнение окружающей среды и стоимостью работ по локализации и ликвидации аварийного разлива. В морских условиях истечения, из-за отсутствия надежной системы

аварий на морских трубопроводах в Мексиканском заливе составляла 0,2 аварий/год/1000 км трубопроводов и 0,3 аварий/год/1000 км – в Северном море.

Для сравнения – в России средняя частота аварий составляет 0,17 аварий/год/1000 км для газопроводов и 0,25 аварий/год/1000 км для нефтепроводов.

Реальность аварий МТ, степень их опасностей, не большой опыт и возможные риски эксплуатации МТ требуют адекватных мер обеспечения безопасности, которые, в соответствии с требованиями ФЗ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», должны быть отражены, прежде всего, в подходах к организации эксплуатации МТ

### Степень опасности аварий морских трубопроводов

Аварии морских трубопроводов создают опасность нарушения экологического равновесия морской и геологической сред в районах

обнаружения утечек, а также сложностью проведения работ по ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов в море, можно ожидать утечек с существенно более высокими значениями, чем среднестатистические для действующих сухопутных трубопроводов.

## Анализ зарубежного опыта регулирования эксплуатации морских газопроводов

За рубежом установлено достаточно жесткое регулирование эксплуатации морских трубопроводов. Основные документы из числа общепризнанных международных стандартов (изданных в США, Великобритании, Норвегии, Нидерландах и т.д.), указаны в таблице.

В Европе регулирование эксплуатации морских газопроводов реализуются в форме Директив Европейского Союза, которые утверждаются членами Европейского Союза. При этом широко используется метод ссылок на действующие специальные нормативные документы по магистральному морскому трубопроводному транспорту, получившие положительную оценку по результатам длительного

применения (примерно 20 стандартов серии ISO, стандарты США, Норвегии, Канады и др.), такие как:

- API-1111 «Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских трубопроводов для углеводородов», Практические рекомендации. 1993 (стандарт США);
- "Det Norske Veritas" (DNV) «Правила для подводных трубопроводных систем», 1996 г. (стандарт Норвегии);
- BS 8010. «Практическое руководство для проектирования, строительства и укладки трубопроводов. Подводные трубопроводы». Части 1, 2 и 3, 1993 г. (британский стандарт);
- стандарт США ASME B 31.8 «Нормативы по транспортировке газа и распределительным трубопроводным системам», 1996 г.;
- стандарт США MSS-SP-44 «Стальные фланцы для трубопроводов», 1990 г.

- ASME B31.4-2006 «Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей»;
- ASME B31.8-2003 «Системы трубопроводов газа и газораспределение»;
- CAN-Z183-M86 «Системы нефтегазопроводов»;
- ASTM 96 «Абразивостойкость покрытий трубопроводов».

Чаще других используются стандарты компании Det Norske Veritas (DNV). В частности, на их основе создан морской участок СЕГ и проектируется газопровод со Штокмановского ГКМ.

Система стандартов DNV связывает безопасность с устранением угрозы причинения вреда персоналу, имуществу и/или окружающей среде, а риск – с размером причиненного ущерба. Указанный подход ориентирован на баланс действий по управлению эксплуатационными и технологическими рисками

ТАБЛИЦА. Нормативные документы в области проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов, действующие в Российской Федерации

Категория документа	Наименование документа
Международные документы	Документ ЕЭК ООН «Руководящие принципы и надлежащая практика обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов»
	ISO 13623-2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы транспортировки по трубопроводам»
	ISO 5623 Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки (ISO 5623 Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems)
	ISO 5623 Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки (ISO 5623 Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems)
	ISO 21809 Наружные покрытия для заглубленных или подводных трубопроводов, используемых в трубопроводных транспортных системах
	ISO 12944-6 «Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем»
	ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. (DNV-OS-F101-2000. Oil and gas industry. Submarine pipeline systems. General requirements)
	ASME B31.4-2006 «Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей»
Ведомственные документы	ASME B31.8-2003 «Системы трубопроводов газа и газораспределение»
	CAN-Z183-M86 «Системы нефтегазопроводов»
	BH 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода
	Концепция технического регулирования в ОАО «Газпром» (утверждена приказом ОАО «Газпром» от 17 сентября 2009 г. № 302)
	СТО ГАЗПРОМ 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы (утв. приказом ОАО «Газпром» от 30.01.2006)
	СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Стандарт организации. Правила эксплуатации магистральных газопроводов (утв. и введен в действие Приказом ОАО «Газпром» от 24.05.2010 № 50)
	«Положением о независимом техническом надзоре и контроле качества строительства объектов газотранспортной системы «Ямал-Европа»
СТО ГАЗПРОМ 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы (утв. приказом ОАО «Газпром» от 30.01.2006)	

для нахождения устойчивого равновесия между безопасностью, функциональными возможностями и стоимостью.

Требования распространяются на инспекции и ремонт трубопроводов. При этом должны быть установлены основные положения инспекций и контроля, базирующихся на детальных программах, принципы формирования которых пересматриваются через 5–10 лет.

В соответствии с разделом В 200 стандарта DNV, трубопроводная система в обязательном порядке должна обеспечиваться текущим контролем (инспекцией) в течение времени эксплуатации. Стандарты DNV предписывают обследование конструкции морских трубопроводов и обнаружение дефектов (разд. 10, п. В, E DNV-OS-F-101), инспекцию и контроль внешней и внутренней коррозии (разд. 10, п. С, D DNV-OS-F-101).

При этом «Параметры, которые могут угрожать работоспособности трубопроводной системы, должны контролироваться и оцениваться с той частотой, которая позволит принять меры по устранению неисправности прежде, чем система будет повреждена».

В целом, изложенные в стандартах DNV положения и требования носят рекомендательный характер и не содержат конкретных положений по технике и технологиям их решения.

## Нормативное регулирование эксплуатации морских трубопроводов в РФ

По результатам рассмотрения и анализа действующей нормативно-правовой базы в части требований федеральных органов власти и надзорных органов к организации и производству работ по обследованию, эксплуатации и ремонту морских участков газопроводов, можно отметить следующее.

1. В настоящее время проходит обновление всей существующей нормативной базы строительства путем актуализации СНиП и ГОСТ, внедрения стандартов Европейского союза, а также создание единой нормативной базы Таможенного союза России, Белоруссии и Казахстана и ЕврАзЭС.

2. Операторы трубопроводов имеют возможность формировать собственную нормативную базу, не противоречащую федеральному законодательству, как путем разработки новых документов, так и путем признания действующих нормативных документов – российских и международных.

3. В Российской Федерации директивно установлены общие требования обеспечения безопасности морского трубопроводного транспорта нефти и газа путем соответствующей организации и порядка проведения работ по их обследованию, эксплуатации и ремонтам. Детальная нормативно-техническая документация, регламентирующая организацию, проведение и контроль этих работ на федеральном уровне отсутствует, поскольку предполагается, что она будет разрабатываться на уровне организаций и предприятий.

4. Правовой основой эксплуатации МТ являются Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г. и постановление Правительства РФ от 19.01.2000 г. № 44. В соответствии с этими документами система эксплуатации МТ должна создаваться и функционировать с соблюдением требований предусмотренных водным законодательством, и в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, а также на основе действующей в РФ нормативно-технической документации (НТД), внутренней нормативной документации ЭО (филиала ЭО), а также признанных в Российской Федерации международных стандартов.

5. В Российской Федерации в области проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов применяются нормативные документы, указанные в таблице. На практике широко используются международные стандарты:

- ISO 13623, ISO 13628, ISO 14723-2003;
- ASME B31.4;
- стандарты DNV, включая Правила планирования и выполнения морских операций;

• стандарты CAN/CSA-S475-93 (Канадская ассоциация стандартизации). Морские операции. Морские сооружения;

• Германский Lloyd. Правила классификации и постройки. III. Морская техника.

Кроме указанных в таблице, имеется около 70 других нормативных документов, имеющих отношение к различным аспектам жизненного цикла МТ.

6. Основным действующим на государственном уровне документом, является ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования (далее – ГОСТ), который устанавливает требования и правила на проектирование, изготовление, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, переосвидетельствование и ликвидацию подводных морских трубопроводных систем, а также требования к материалам для их изготовления. ГОСТ является переводом с английского на русский норвежского стандарта DNV-OS-F101-2000 (Oil and gas industry. Submarine pipeline systems. General requirements), устанавливает требования безопасности для подводных морских трубопроводных систем путем определения минимальных требований к проектированию, материалам, изготовлению, строительству, испытанию, вводу в эксплуатацию, эксплуатации, техническому обслуживанию, переосвидетельствованию и ликвидации и достаточно хорошо согласуется со стандартом ИСО 13623, устанавливающим функциональные требования для морских трубопроводов (имеются некоторые отличия).

ГОСТ требует, чтобы параметры, влияющие на работоспособность трубопроводной системы, контролировались и оценивались. При этом периодичность мониторинга или инспекций должна быть такой, чтобы трубопроводная система не подвергалась опасности

вследствие какого-либо ухудшения показателей, износа, которые могут произойти между двумя последовательными интервалами (периодичность должна обеспечить возможность своевременного устранения неисправности). Указывается, что если визуальный осмотр или простые измерения не являются практичными или надежными, а доступные методы проектирования и накопленный опыт не достаточны для надежного предсказания эксплуатационных характеристик системы, то может потребоваться оснащение трубопроводной системы контрольно-измерительными приборами.

Требования ГОСТ к эксплуатации, инспекциям, модификациям и ремонтам трубопроводов распространяются на следующие элементы:

- инструкции;
- хранение эксплуатационной документации;
- измерения за технико-эксплуатационными параметрами;
- основные принципы контроля и мониторинга;
- специальные проверки;
- обследование конфигурации трубопровода;
- периодические обследования;
- контроль и мониторинг наружной коррозии;
- трубопроводы и райзеры в зоне погружения;
- контроль и мониторинг внутренней коррозии;
- коррозионный контроль;
- коррозионный мониторинг;
- дефекты и ремонт.

Однако эти требования имеют общий характер и для практического использования нуждаются в детализации, которую целесообразно осуществить в рамках нового стандарта (далее – Стандарт).

Следует отметить, что выборочное применение международных требований не всегда возможно по причине неоднородности подходов в России и за рубежом к регулированию безопасности на одних и также объектах.



## Общий подход к формированию Стандарта

В настоящее время в Российской Федерации техническое регулирование, в том числе и в области эксплуатации магистральных газопроводов, осуществляется в соответствии с ФЗ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», который принципиально изменил отечественную систему стандартизации. Новизна этой системы заключается в следующем:

- создается 3-х уровневая система построения нормативной документации, в которой обязательными для исполнения являются только требования верхнего (директивного) уровня, которые устанавливаются специальными техническими регламентами (СТР) РФ;
- государственные (национальные) стандарты имеют добровольный характер применения;
- корпоративные стандарты действительны только среди утвердивших их организаций;
- разрешено применение международных стандартов в качестве основы разработки национальных стандартов;

• ответственность за безопасность эксплуатации техногенных объектов, в том числе объектов трубопроводного транспорта, возложена на их владельцев (заказчиков).

Решение задач обеспечения безопасности эксплуатации МТ должно учитывать требования отечественных и зарубежных стандартов и увязать безопасность с устранением угрозы причинения вреда персоналу, имуществу и/или окружающей среде, а риск – с размером причиненного ущерба. Указанный подход должен быть ориентирован на баланс действий по управлению эксплуатационными и технологическими рисками для нахождения устойчивого равновесия между безопасностью, функциональными возможностями и стоимостью. Для этого должны быть установлены основные положения/принципы эксплуатации МТ, в части, контроля, технического обслуживания и ремонта их элементов, включая инспекции, осмотры и обследования.

Стандарт должен реализовать положения общей концепции технического регулирования, применительно к объекту его регулирования и относиться к основополагающим документам (организационно-методический и общетехнический стандарт).

Стандарт должен разрабатываться на основе обоснованных научных и технических положений, направленных на снижение риска и обеспечение безопасности при эксплуатации МТ и обеспечить современный уровень организации и проведения соответствующих работ.

Стандарт должен обеспечить уровень безопасности эксплуатации МТ, которая должна восприниматься как совокупность промышленной безопасности, экологической безопасности, защиты от не санкционированного вмешательства и террористических угроз, охраны труда и т.д., не ниже, чем береговых участков.

Стандарт должен распространяться на процессы эксплуатации, обследований, технического обслуживания и ремонтов МТ, проложенных на континентальном шельфе и во внутренних морях Российской Федерации.

Стандарт должен устанавливать (в минимальном объеме) общие положения, основные руководящие положения, рекомендации и обязательные для соблюдения общие технические требования, важнейшие нормы и правила к процессам, процедурам, работам и операциям, связанным с эксплуатацией, обследованиями, техническим обслуживанием и ремонтами МТ. Требования Стандарта не должны препятствовать проявлению инициатив по внедрению современных методов и технических средств, оптимизации технологий и организационных процессов и осуществлению работ по эксплуатации МТ на основе хорошей морской практики.



Стандарт должен содержать как требования безопасности, учитывающие опасные факторы, характерные для эксплуатации МТ, так и административные положения, к которым относятся правила планирования, организации, подготовки, проведения, контроля, приемки различных работ и правила подтверждения соответствия используемого для эксплуатации, обследований и ремонта оборудования, соответствующим требованиям. Основные угрозы безопасности МТ

Анализ доступной информации по опыту эксплуатации морских трубопроводных систем для транспортировки углеводородов показывает, что составляющими общей угрозы безопасности являются:

- природно-климатические факторы;
- процессы и явления в геологической среде;
- конструктивные и технологические дефекты трубопровода;
- нештатные технологические ситуации;
- техногенные опасности (взрывоопасные объекты; затопленное химическое оружие и затонувшие объекты);
- деятельность на море;
- действия третьих лиц.

По имеющимся данным, внешние угрозы (с внешней стороны трубопровода) превалируют над внутренними (внутри трубы), как по общему показателю аварийности, так и по степени их опасности. В этой связи приоритет получили вопросы обследований МГП для

обеспечения диагностики его технического состояния.

Стандарт должен поощрять проявление инициатив персонала по внедрению современных методов и технических средств эксплуатации, обследований и ремонтов МТ, а также по оптимизации соответствующих технологий и организационных процессов на основе хорошей морской практики.

Стандарт должен обеспечивать:

- защиту жизни и здоровья человека, имущества, а также предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей (пользователей) относительно назначения и безопасности МТ;
- концентрацию в едином документе основных требований нормативно-правовых и нормативно-технических документов, действующих, в области эксплуатации, обследований, технического обслуживания и ремонтов МТ;
- устранение пробелов регламентирования деятельности по эксплуатации, обследованиям, техническому обслуживанию и ремонтам МТ.

Особое внимание должно быть уделено требованиям к обследованиям и ремонтам МТ, касающимся специальных процессов, процедур, работ, морских операций, судов и оборудования.

Стандарт должен разрабатываться на основе обоснованных научных и технических положений, направленных на снижение риска и обеспечение безопасности при эксплуатации МТ и должен обеспечить современный уровень организации и проведения соответствующих работ.

Все основные положения, нормы, требования и правила Стандарта должны быть гармонизированы со своими аналогами существующей российской и зарубежной нормативной базы.

Требования к морским работам (обследования и ремонты МТ, морские операции) должны базироваться на использовании практического опыта разработки и реализации «морских проектов» в нашей стране, а также с учетом применимых норм, правил и требований РМРС, норвежских (DNV) и американских (API)

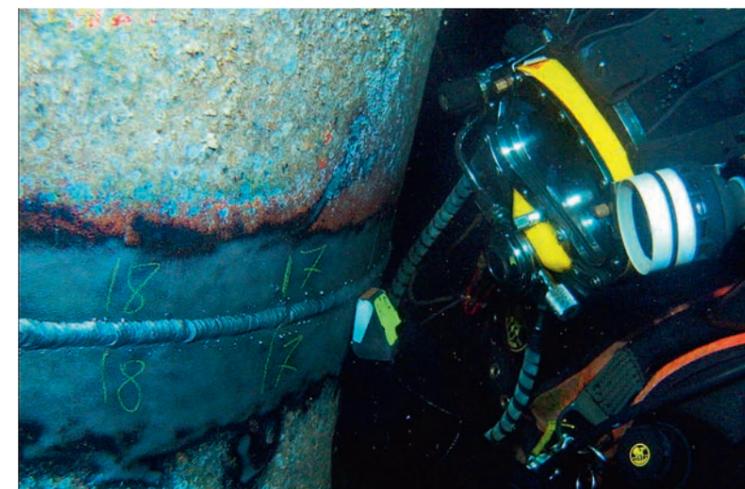
стандартов, рекомендаций Канадской ассоциации стандартов и других источников информации.

При разработке указанных технических условий и спецификаций требуется использовать НТД, в том числе, общепризнанных международных стандартов, таких как, API 1111 (1993), DNV (1996) и BS 8010 (1993), а также результаты научных исследований по этой проблеме.

Стандарт следует разрабатывать на основе комплексного подхода к организации и проведению всех работ по эксплуатации МТ, включая ремонты. При этом важно обеспечить возможность поддержания постоянной обратной связи для корректировки и дополнения требований.

Стандарт должен устанавливать следующие основные принципы эксплуатации МТ:

1. Эксплуатация МТ должна быть направлена на предотвращение отказов и уменьшение тяжести их последствий.
2. Не существует единых (универсальных) правил эксплуатации МТ. Для каждого МТ должны быть установлены индивидуальные правила, учитывающие особенности его использования, технического обслуживания и ремонтов. Первоначально установленные правила должны периодически анализироваться и, при необходимости, пересматриваться, с учетом накопленного опыта эксплуатации МТ. Эффективное развитие правил может и должен обеспечить персонал, непосредственно обслуживающий МТ.
3. Значительная часть вероятных отказов МТ не связана с возрастом газопровода и средств его эксплуатации, а зависит от качества строительства, использования и технического обслуживания.
4. Эксплуатация МТ должна быть основана на системе специальных мероприятий по обеспечению заданного уровня надежности газопровода на основе единой системы экспертно-диагностического обслуживания, предусматривающей техническое обслуживание и ремонт его линейной части по фактическому состоянию на основе диагностики



и мониторинга технического состояния газопровода и его грунтового основания.

5. Принципиальные решения по техническому обслуживанию и ремонтам МТ должны обосновываться путем оценки риска неблагоприятного развития исходных событий (причин этих решений).
6. Планирование ремонтов должно сопровождаться выявлением состояний, предшествующих отказам, и прогнозированием моментов наступления отказов.
7. Капитальные ремонты должны быть, по возможности, исключены путем эффективного контроля и мониторинга процесса использования МТ, проведения своевременных, обследований, диагностики и прогноза изменения технического состояния МТ, ремонтно-профилактических и ремонтно-восстановительных работ на проблемных участках газопровода.
8. Обслуживающий персонал должен быть нацелен на необходимость генерирования обоснованных предложений, направленных на обеспечение надежности и безопасности эксплуатации МТ, а также снижение эксплуатационных рисков.
9. Учитывая, что каждый конкретный МТ имеет особенности местных условий, проектных и строительных решений, инструкций заводов-изготовителей и поставщиков оборудования и материалов, используемых в составе МТ, деталирные

требования к эксплуатации, обследованиям и ремонту МТ должны разрабатываться и фиксироваться в должностных и производственных инструкциях, чертежах, схемах и других документах.

Стандарт должен разрабатываться на основе действующей в Российской Федерации НТД, с учетом проектных решений по введенным в эксплуатацию МТ, текущего отечественного и международного опыта обследования, эксплуатации и ремонтов морских трубопроводов и других подводных стационарных объектов, а также с использованием ведомственных нормативных документов, технической литературы, результатов НИОКР.

Для минимизации объема нормативных требований в Стандарте целесообразно использовать механизм ссылок на общеизвестные спецификации, практические рекомендации и стандарты.

Как представляется, регламентирование деятельности по эксплуатации МТ должно быть установлено специальным государственным стандартом, для разработки которого следует привлечь специалистов имеющих всесторонний опыт и знания как в области проектирования и эксплуатации морских подводных трубопроводов, так и используемых при этом методов и технических средств. Особенно важно учитывать опыт морских водолазных и подводно-технических работ по обследованию и ремонтам различных подводных стационарных объектов. ●

# АВТОМАТИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА: ПРАКТИКА ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Импортозамещение – один из наиболее актуальных сегодня вопросов, однако в нефтегазовой отрасли он всегда был стратегически важным и тот факт, что сегодня эта тема привлекает к себе все большее внимание, делает необходимым более пристально взглянуть в задачи, стоявшие перед нефтегазовой отраслью России многие годы

**Сергей Сдобников,**  
заместитель технического  
директора Optima Integration  
(Группа Optima)

Необходимость повышенного внимания к уровню оснащённости отечественным оборудованием важнейшей отрасли экономики страны подтвердил и недавно завершившийся представительный второй Национальный нефтегазовый форум, прошедший в октябре в Москве. В ходе форума делегаты пришли к выводу, что на данный момент, несмотря на острую необходимость реализации программы импортозамещения оборудования для нефтегазовой отрасли, эта задача вряд ли может быть решена в скором времени из-за многочисленных проблем, связанных с отсутствием необходимых высококачественных разработок и с трудностями финансирования предприятий машиностроения. Однако начало положено, а, как гласит известная пословица, лиха беда начало.

К настоящему моменту уже разработан комплекс мер, которые должны помочь российским производителям нефтегазового оборудования заместить импорт. Ряд предложений стандартный: государство может начать субсидировать процентные ставки по кредитам, привлеченным на техническое перевооружение и инвестпроекты, а также затраты на реализацию пилотных проектов в области инжиниринга.

В ряде сегментов – к примеру, в сегменте нефтесервиса, – доля российского оборудования должна достигать до 90%. Ряд экспертов отмечает, что локализация 100% оборудования нелогична, потому что рынок подвижен и поступательно развивается: нет смысла замещать всю производственную линейку. Надо отметить, что сегодня в нефтегазовой отрасли есть

РИС. 1

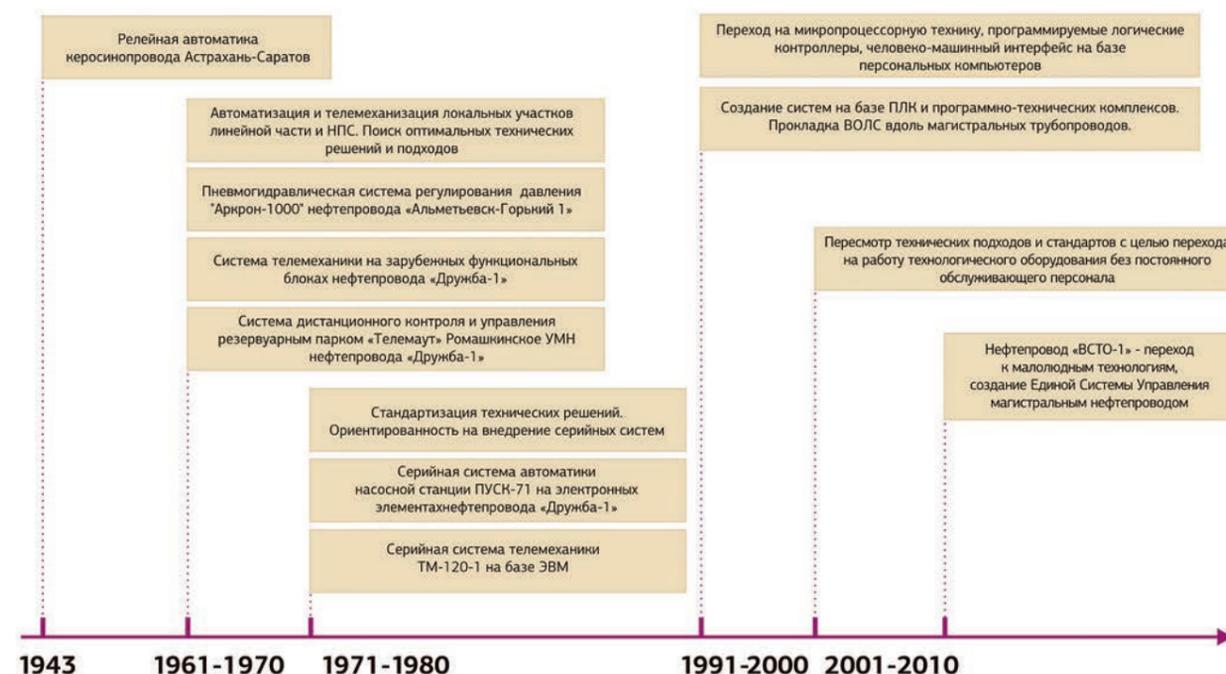
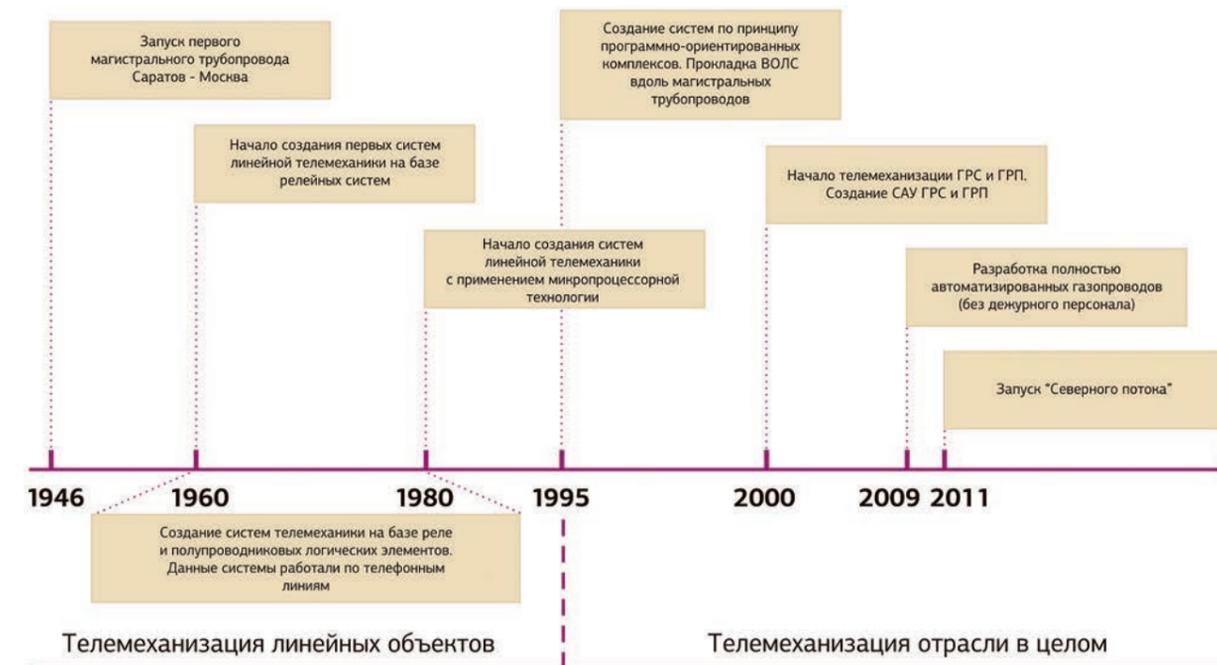


РИС. 2



сегменты, в которых 90%-ную нишу занимает как раз иностранное оборудование. Кроме того, инжиниринговые компании, занятые в нефтегазовой сфере, зачастую иностранные, которые не знакомы с российским оборудованием и предпочитают использовать свое, западное, оборудование. Вместе с тем существуют сегменты, где российское оборудование не только вполне конкурентоспособно, но и успешно выведено на рынок и активно используется компаниями ресурсодобывающей отрасли. Сегмент транспорта углеводородных ресурсов – один из них.

Рассмотрим некоторые аспекты импортозамещения в сегменте транспортировки углеводородных ресурсов.

Сам процесс автоматизации транспортировки углеводородных ресурсов возник как следствие технического перевооружения нефтегазовой отрасли. Это перевооружение дало толчок развитию рынка АСУ ТП (автоматизированных систем управления технологическими процессами). На сегодняшний день более 50% рынка АСУ ТП приходится на нефтегазовую отрасль. Основной объем АСУ ТП потребляется транспортной инфраструктурой нефтегазовой отрасли. Модернизация ее проходит в текущий период – идет смена поколений автоматизации

нефтепроводов, окончание которой ожидается к 2020 году. То же касается и автоматизации газопроводов – она замещается более современной в рамках телемеханизации газовой отрасли в целом (рис 1. и рис.2).

Сегодня предприятия ресурсодобывающей отрасли стремятся к максимальному снижению издержек на всех уровнях производственно-технологического процесса, а также к максимальному снижению влияния человеческого фактора. Всем разработчикам и интеграторам, оказывающим компаниям ресурсодобывающей отрасли сервисные услуги, необходимо максимально учитывать этот тренд. Транснациональные нефтегазовые компании в рамках генеральной схемы развития нефтяной и газовой отрасли существенно модернизируют свою инфраструктуру.

Программа развития нефтяной отрасли принята до 2020 года, соответственно, спрос на современное и безопасное оборудование со стороны компаний растет. Это в первую очередь относится к линейным объектам, управление которыми должно интегрироваться с системой транспортировки нефти и газа, а также осуществляться с применением современных средств автоматизации. В ближайшие несколько лет, по мнению

большинства экспертов, рост рынка автоматизированных систем управления технологическими проектами (АСУ ТП) в нефтегазовой отрасли может составить до 15%.

Как в нефтяной, так и в газовой отрасли в ближайшие годы прогнозируется наращивание объемов транспортируемых ресурсов, нарастание тенденции к минимизации человеческого фактора, комплексное управление трубопроводами, а также непрерывная модернизация АСУ ТП. В нефтяной отрасли сегодня около 50% транспортной инфраструктуры оснащены устаревшими АСУ ТП конструкции 1980-х гг. В газовой – обновление телемеханического оборудования происходит циклически, каждые десять лет.

Первый довод в пользу импортозамещения в этой области таков: транспортировка энергоресурсов – в некотором смысле уникальная российская область деятельности. Ни в Европе, ни в США нет таких климатических особенностей, которые требовали бы автоматизации транспортировки энергоресурсов. Нет необходимости обеспечивать бесперебойную работу трубопроводов в местности с рекордно низкими температурами. Ни в Европе, ни в США трубопроводы не пролегают в местности, практически никем не населенной. А это значит,

что обслуживание транспортной инфраструктуры трубопроводов вполне может производиться с привлечением человеческих ресурсов. В России же – на огромных участках ее территории – ситуация принципиально иная. Уже это одно обстоятельство диктует российской высокотехнологичной отрасли необходимость заниматься разработкой и производством собственного оборудования для автоматизации транспорта углеводородов.

Второй вывод в пользу импортозамещения следующий. Коль скоро компании отрасли стремятся к снижению издержек (что особенно важно в текущей макроэкономической ситуации), наиболее выгоден для заказчика тот подрядчик, который оказывает весь спектр услуг, обеспечивает реализацию полного жизненного цикла оборудования: проектирование, изготовление, монтаж, пуско-наладочные работы. Иными словами, тот подрядчик, который выполняет весь комплекс работ под ключ, а также берет на себя задачу технического обслуживания объектов.

Еще в самом начале процессов технического перевооружения производители российского оборудования телемеханики учитывали перечисленные выше климатические и территориальные особенности.

Рассмотрим основные требования к оборудованию телемеханики, которые предъявляются сегодня.

Две основных составляющих систем управления оборудованием магистральных трубопроводов – комплексы телемеханики и блок-контейнеры.

К комплексу телемеханики предъявляются следующие требования:

- продукт должен обеспечивать технологические объекты заказчика автоматизированной системой централизованного контроля и дистанционного управления оборудованием линейных и территориально распределенных объектов;
- продукт должен служить для построения систем телемеханизации с целью централизованного контроля и дистанционного управления оборудованием линейной части магистрального трубопровода;

- продукт должен иметь несколько базовых исполнений в зависимости от вендора основного применяемого оборудования (к примеру, такими вендорами могут быть не только Motorola, Siemens, SchneiderElectric, AllenBradley, но и Honeywell, Yokogawa, др., что облегчает решение задач отрасли в условиях экономических санкций);
- каждая единица выпущенного продукта должна быть доработана в соответствии с индивидуальными требованиями заказчика и сопровождена комплектом соответствующей эксплуатационной и конструкторской документации.

Не последнее значение имеет соответствие таких продуктов климатическим требованиям. Учитывая, что подобные комплексы телемеханики предназначены для российского рынка, а значит, для российских климатических условий, комплексы телемеханики должны соответствовать виду климатического исполнения О категории размещения 4 по ГОСТ 15150 при рабочем значении температуры окружающего воздуха при эксплуатации от +1 до +45°C, относительной влажности воздуха от 40 до 90 % при температуре +30°C. При транспортировке в специальной таре блок должен выдерживать температуру от –50 до +50°C при максимальной скорости изменения температуры 10°C/ч и относительную влажность 98 % при температуре +35°C.

Комплексы изготавливаются так, чтобы они работали в непрерывном режиме даже с учетом проведения планового технического обслуживания. При выходе из строя любого элемента (за исключением индивидуальных выходных элементов) исполнение ложных команд недопустимо. При этом комплексы сигнализируют о повреждении общих узлов и осуществляют автоматический контроль собственной работоспособности.

Для обеспечения бесперебойной работы комплексы телемеханики также снабжаются защитой от импульсных перенапряжений.

От комплексов телемеханики также требуется составление сводок текущих измерений, текущего состояния оборудования линейной части магистральных трубопроводов, перечней отказов,

времени наработки оборудования. Сводки формируются со следующей периодичностью: каждые два часа; ежедневно по окончании суток; ежемесячно по окончании месяца.

Комплексы телемеханики должны быть установлены в блок-контейнеры пункта контроля управления оборудованием.

К блок-контейнерам предъявляются следующие требования:

- испытания и проверка оборудования осуществляются в заводских условиях, т. е. на объект оборудование поступает в максимальной заводской готовности;
- оборудование должно быть цельноперевозным, то есть иметь размеры, позволяющие осуществлять его доставку автомобильным и железнодорожным транспортом габаритным грузом; (у нас негабаритные БК и это согласно ОТТ (по ширине больше 2,4 м);
- масса оборудования должна позволять использовать серийно выпускаемые погрузочно-разгрузочные механизмы для перемещения блок-контейнера;
- оборудование должно допускать возможность монтажа, пусконаладки и испытаний при отсутствии сетевого электроснабжения;
- запасные части к оборудованию должны выпускаться производителем в течение 10 лет после снятия оборудования с производства;

РИС. 3

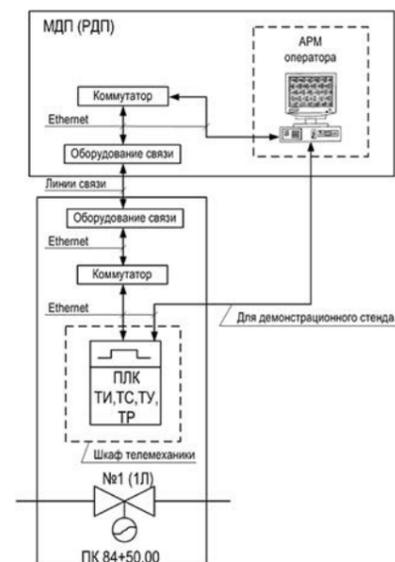
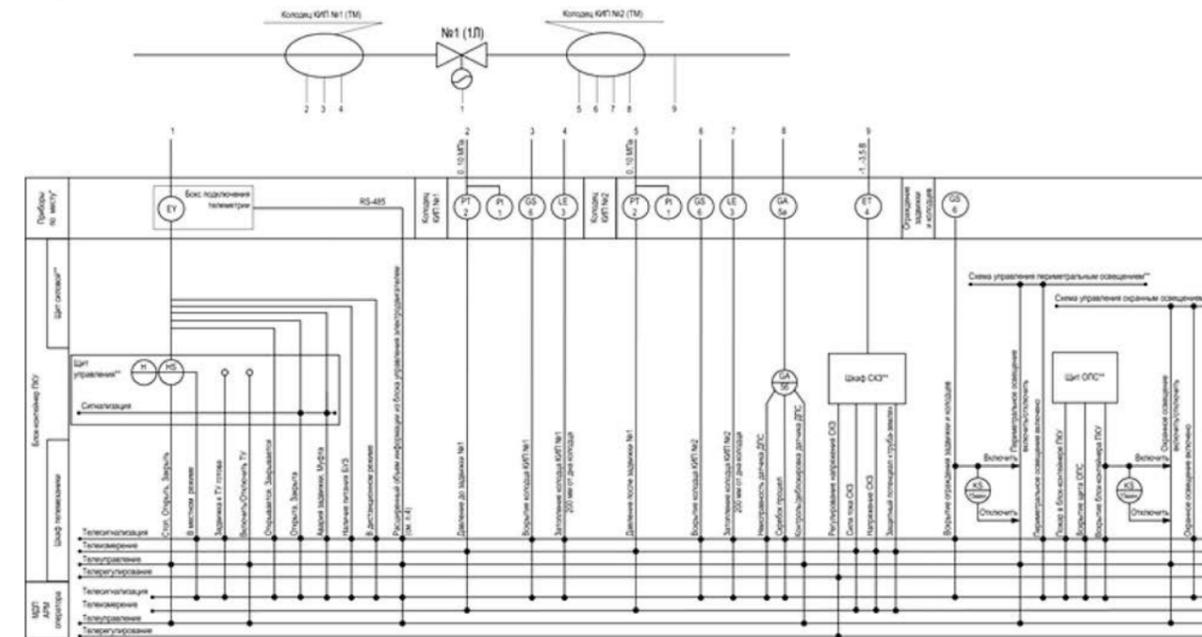


РИС. 4



- оборудование должно быть изготовлено в Российской Федерации;
  - затраты на ликвидацию должны быть низкими.
- Вдобавок к перечисленным свойствам блок-контейнер пункта контроля управления линейной телемеханики должен обладать противопожарными и антивандальными свойствами, а также сейсмостойкостью, устойчивостью к воздействию ветра и снега, теплоустойчивостью и антикоррозийными свойствами. Также следует обеспечить:
- возможность подключения внешней дизель-генераторной установки;
  - наличие источника бесперебойного электропитания для обеспечения электропитания внутренних потребителей в течение 12 часов;
  - наличие охранно-пожарной сигнализации с одновременной выдачей сигнала о задымлении, нарушениях охранных зон и видеозображении с 8 видеокамер;
  - наличие автоматической установки газового пожаротушения с подачей огнетушащего вещества в каждый шкаф и в помещение в целом;
  - наличие системы поддержания микроклимата контроллерным управлением (электрообогрев,

кондиционер, принудительная вытяжная и естественная приточная вентиляция с электроприводами вентиляционных заслонок);

- наличие оборудования связи, включая приемник GPS/ГЛОНАСС.

Выполнив все вышеуказанные требования, Группа Optima разработала и успешно вывела на рынок программно-технический комплекс ОПТИМА ТМ и блок-контейнер пункта контроля и управления оборудованием линейных объектов ОПТИМА БК.

Развитие производства программно-технических комплексов управления оборудованием линейных объектов диктуется темпами и направлением развития самой ресурсодобывающей отрасли. В отрасли активно идет строительство новых и обновление действующих линейных объектов, оснащение которых должно соответствовать лучшим мировым стандартам, в противном случае отрасль будет терять конкурентоспособность.

Основные сегменты, для которых ведется разработка отраслевых продуктов автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), – это АСУ ТП нефтегазодобычи и подготовки, АСУ ТП резервуарных парков, АСУ ТП транспортировки и химической промышленности. Есть все основания прогнозировать интерес к автоматизированным

системам управления нефтеперекачивающей станции (АСУ НПС), поскольку отрасль находится на пути к формированию полного цикла процессов автоматизации. Такие системы необходимы для автоматизации действий, связанных с получением, передачей, обработкой и использованием информации, необходимой для безопасного и эффективного управления технологическим оборудованием (задвижками, насосными агрегатами) и вспомогательными системами нефтеперекачивающих станций и резервуарных парков. Это еще раз подтверждает высказанную ранее мысль о том, что предприятия ресурсодобывающей отрасли стремятся к максимальному снижению издержек на всех уровнях производственно-технологического процесса, а также к максимальному снижению влияния человеческого фактора. Всем разработчикам и интеграторам, оказывающим компаниям ресурсодобывающей отрасли сервисные услуги, необходимо максимально учитывать этот тренд.

Также есть все основания надеяться, что научно-технический потенциал российских инжиниринговых компаний позволит успешно выполнить программу импортозамещения и в этой области. ●

# ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ УНИВЕРСИТЕТОВ

## для формирования актуальных компетенций в нефтегазовом секторе России

Квалифицированные специалисты, как известно, – товар штучный. И многие предприятия сегодня ощущают на себе дефицит профессиональных сотрудников, особенно когда речь идет о работах на промплощадках. Каковы возможные пути развития российского сектора нефтегазовой промышленности и компетенции необходимые для успешного развития этих направлений? Как выглядит отечественный опыт привлечения зарубежных университетов для решения вопроса подготовки кадров в нефтегазовой отрасли и формирования актуальных компетенций? О результатах обучения магистров в г.Сочи рассказывают организаторы проекта по созданию учебно-инжинирингового кластера для теоретической и практической подготовки кадров в решении вопроса массового перехода к освоению российского шельфа

**В.В. Лавров,**  
к.т.н.,

**А.В. Лавров,**  
Компания «ОЙЛТИМ»,

**К.М. Федоров,**  
д.ф.-м.н.  
НОУ «Академия ИНГМ»

Пессимистичные прогнозы истощения мировых запасов углеводородов привели к значительному росту цен на нефть и топливо, с одной стороны, и активному поиску альтернативных источников сырья и энергии, с другой стороны. Альтернативные виды энергии это отдельная важная тема, фокусом данной статьи являются проблемы, связанные с разработкой трудноизвлекаемых и нетрадиционных видов запасов углеводородов и, в первую очередь, развитие отечественных компетенций в этой отрасли экономики.

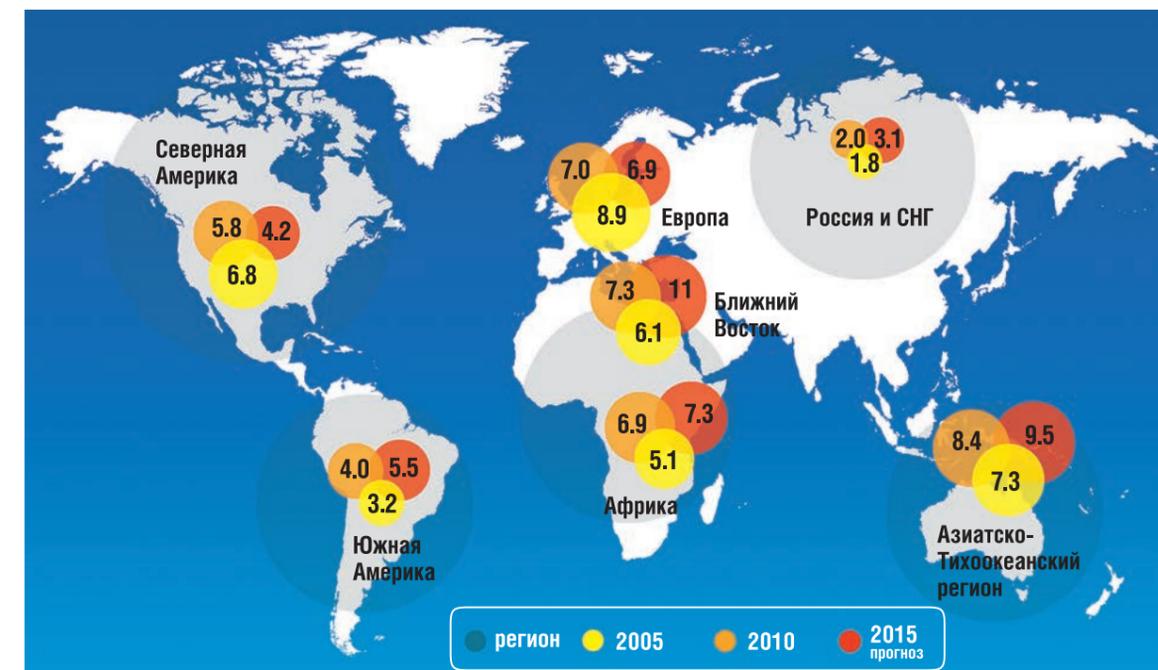
Освоение и разработка трудноизвлекаемых запасов является современным вызовом нефтегазовой промышленности не только в России, но и для всего мира. Обычно выделяют четыре вида таких запасов, это:

- запасы углеводородов, сосредоточенные на шельфе;
- запасы, оставшиеся после традиционных видов воздействия (в основном заводнения) в старых нефтегазовых провинциях;
- запасы нетрадиционные или приуроченные к плотным глинистым залежам («сланцевым» по западной терминологии), месторождения битумов, газовых гидратов;
- запасы метана в угольных отложениях.

Перспективы вовлечения этих запасов в разработку определяются объемами, наличием технологий их эффективной добычи, инвестиционным климатом и, конечно, кадрами, способными и готовыми решать новые инновационные задачи.



РИС. 1. Динамика добычи углеводородов млн.барр.нефти экв./сут в морских проектах



Повышение цен на нефть и газ, появление новой техники добычи способствовало вовлечению в разработку запасов на шельфе морей, а затем и в акватории самих морей. К настоящему времени практически все страны с развитой нефтегазовой промышленностью добывают углеводороды в море, рис. 1.

Российский шельф также богат запасами углеводородов. На шельфе содержится четверть наших запасов нефти и половина запасов газа, но особенностью их является сосредоточение в северных арктических широтах, где большую часть времени года моря покрыты сплошным покровом льда. Опыт добычи в арктических условиях и в ледовой обстановке очень ограничен, примером является Канада с платформой Kulluk7 на море Бофорта [1]. Прогнозные затраты Российских нефтегазовых компаний по освоению шельфа Арктики значительно превосходят расходы на освоение месторождений Мексиканского залива и Северного моря, поэтому прогресс в освоении этих запасов существенно зависит от государственных предпочтений.

Вместе с тем, более 60% запасов нефти остается в разрабатываемых пластах после традиционных видов воздействия (первичные и вторичные методы разработки).

Преимуществом направления, связанного с применением методов увеличения нефтеотдачи – МУН (третичных методов), является наличие развитой инфраструктуры и кадрового потенциала в старых нефтегазовых провинциях. К настоящему времени научные разработки, промышленная апробация позволили предложить ряд эффективных технологий, способных доизвлекать до 20% остаточных запасов нефти [2]. На рис. 2 показаны темпы добычи нефти за счет применения МУН. Динамика

применения МУН показывает, что в последние 20 лет применение этих методов не расширяется. В последнее время в связи с окончанием масштабной закачки газа на месторождения Северного моря уже более 60% этой добычи относится к применению тепловых методов, более 30% – закачке различных газов. Сопоставление данных рис. 1 и рис. 2 показывает, что добыча углеводородов от применения МУН несопоставимо мала, что указывает на большие риски в развитии этого направления.

РИС. 2. Добыча нефти в мире за счет применения крупномасштабных МУН

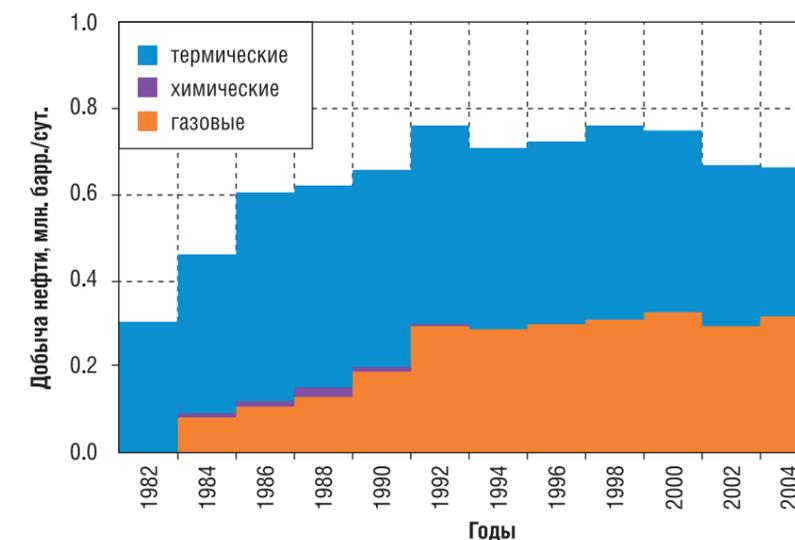
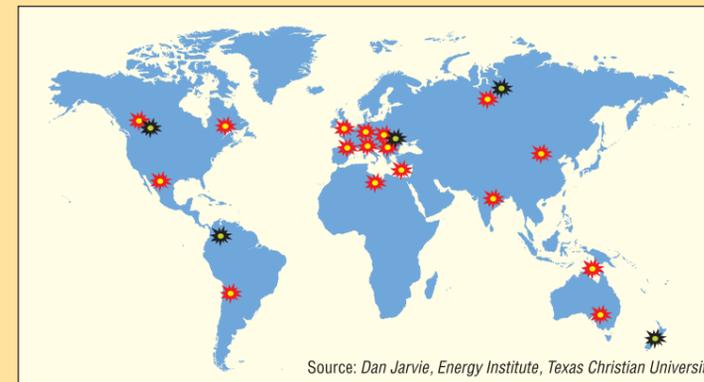
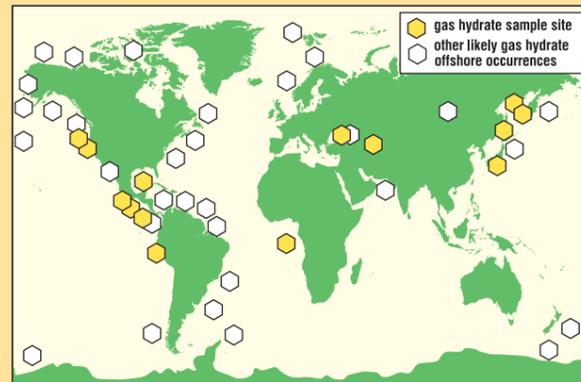


РИС. 3. Распределение запасов в мире: а) битума, б) газовых гидратов, в) сланцевого газа



К нетрадиционным источникам углеводородов относят запасы сланцевого газа, успешно разрабатываемые в США. В России более значительными являются запасы сланцевой нефти, представленные, например, баженовской свитой. По мнению руководства «Газпром нефти», потенциал баженовской свиты достаточно высок при правильном применении технологии многостадийного гидроразрыва пласта. Поэтому при применении экономического моделирования и новейших схем разработки сланцевой нефти ее добыча может быть рентабельной, а по затратам – конкурентной с затратами на арктическом шельфе. Сейчас «Газпром нефть» ведет пробную разработку баженовской залежи на участке Краснотенинского месторождения.

К более проблемным, нетрадиционным источникам можно отнести битумы и газовые гидраты, основные регионы, где расположены запасы перечисленных выше источников углеводородов, представлены на рис.3. Разработка рентабельных методов добычи битумов и газовых гидратов пока находится в стадии активного научного исследования и промышленной отработки идей. О заметном вкладе нетрадиционных углеводородов в общую добычу говорить пока еще рано.

Как уже отмечалось ранее, вектор развития нефтегазовой промышленности зависит от геологических, экономических, правовых и других условий, но при любом сценарии одним из ключевых вопросов является формирование новых для российского сектора

компетенций. К сожалению, в учебных планах, рекомендованных министерством образования, проанализированные тематики присутствуют лишь в виде разрозненных тем или отдельных спецкурсов, не решающих проблему формирования компетенций комплексно и полностью.

Формирование новых компетенций задача трудоемкая и длительная, требующая значительных усилий, финансовых затрат. Примером решения такой проблемы в рамках государственной программы является освоение месторождений Северного моря Норвегией. Другое направление в решении указанной задачи связано с привлечением зарубежных компетенций. Этот путь позволяет достаточно быстро решить кадровую проблему и способствовать оперативному освоению передовой техники и технологий.

В России опыт разработки месторождений Дальнего Востока и наметившиеся пути освоения шельфа Арктики указывают на второй путь. Передовые нефтяные компании и университеты России также накопили определенный опыт в подготовке кадров с привлечением ведущих западных университетов. Анализ этого опыта и посвящена данная статья.

Рассмотрим сначала историю привлечения зарубежных компетенций для решения важной проблемы подготовки кадров для прорывных направлений нефтегазовой промышленности. Прошло уже 12 лет со дня запуска магистерских программ в области геологии и разработки нефтегазовых месторождений университета Херриот-Ватт (Эдинбург, Шотландия).

В настоящее время этот проект оформился в виде Центра дополнительной подготовки и переподготовки при Томском политехническом университете, где большинство предметов преподается на английском языке, но уже вновь подготовленными и прошедшими аттестацию в головном Университете российскими преподавателями. Экзамены и финальная аттестация выпускников реализуется через Интернет и определяется шотландской комиссией.

Не смотря на то, что такая система подготовки создавалась одной нефтяной компанией для удовлетворения своей кадровой проблемы, сейчас выпускники высоко востребованы всеми ведущими российскими нефтяными и газовыми компаниями, зарубежными операторами и сервисными компаниями, работающими на территории России. Годовой магистерский курс является платным, как правило, нефтегазовые компании оплачивают обучение слушателей, но имеются и прецеденты оплаты курса самими слушателями. Востребованность выпускников в первую очередь, определяется актуальностью направления подготовки.

Пять лет назад компания ТНК-ВР совместно с Тюменским нефтегазовым университетом начали подготовку слушателей по магистерской программе в области геологии и геофизики Лондонского университета Роял-Холлоуэй [3]. Первоначально обучение также осуществлялось силами только профессорско-преподавательского состава английского вуза, с постепенным замещением их своими кадрами после аттестаций

в головном Университете. К проекту присоединились компании ЛУКОЙЛ и НОВАТЕК, наблюдается также расширение географии программы. Сегодня в Центре профессиональной переподготовки при ТГНГУ по указанной программе, кроме российских слушателей обучаются студенты из Нигерии и республики Тайвань.

Примером последних проектов в области привлечения зарубежных компетенций стал проект профессора А.Б.Золотухина по подготовке магистров по курсу «Освоение морских нефтегазовых месторождений» совместными усилиями РГУ им.И.М.Губкина и Ставангерского технического университета. Необходимо отметить, что фундаментом этого проекта стала кафедра «Освоения морских нефтегазовых месторождений», начавшая подготовку студентов в этом направлении еще в 1998г [4].

Постараемся сформулировать основные результаты, которые показал опыт осуществления этих проектов. Хороший старт зарубежному образовательному проекту придает инициатива и финансовый вклад нефтегазодобывающей компании. Однако по прошествии некоторого времени оказывается, что решение кадровой проблемы отдельной компании и нефтяной промышленности России различны по масштабам, и вырастая проект выходит за рамки корпоративного. Выдача двух дипломов: иностранного и российского, позволяет выпускникам работать в разных компаниях, независимо от их национальной принадлежности.

По интенсивности и компактности, пожалуй, только английская модель

магистерской программы близка к отечественному варианту. В этом случае общий объем программы составляет около 1800 часов, которые укладываются в период двенадцати месяцев. За этот период слушатели осваивают четыре базовых предмета базового модуля и четыре специальных (с возможностью выбора) предмета – специального модуля.

Последний, третий модуль, посвящен финальному дипломному проекту. Важную роль приобретает организация практики и углубленной стажировки на реальных проектах отечественных предприятий. В головных университетах эти виды занятий давно и хорошо отработаны, но практика студентов в Европе значительно удорожает стоимость обучения.

Отбор кандидатов во всех перечисленных проектах является многостадийным, включающим ранжирование слушателей по данным анкетирования, тестирования по английскому языку и заключительному собеседованию. Проходной балл в 4–4.5 по результатам отечественных дипломов и аттестатов позволяет отобрать достойных слушателей, способных полностью освоить магистерскую программу зарубежного университета. Отметим, что наилучшие результаты в освоении программ показывают выпускники физико-математических и сложных инженерных специальностей. Они часто лидируют по оценкам и знаниям не только среди наших слушателей, но и среди слушателей головных университетов. Английский язык является сильной стороной абитуриентов этих программ, но для специализации

в области нефтяной терминологии организовывается специальный курс интенсивного английского с изучением специальных технических терминов для слушателей, успешно прошедших все этапы процедуры отбора. Для освоения курса достаточны знания и навыки речевой коммуникации на уровне Intermediate или Upper-Intermediate. Наиболее востребованным навыком здесь является аудирование, т.е. восприятие иностранной речи на слух, который в дальнейшем претерпевает саморазвитие по мере прослушивания все большего количества лекций и опыта общения с различными лекторами, обладающими специфической манерой речи, акцентами и диалектальными особенностями на протяжении всего курса. В результате знание английского, в том числе технического, делает выпускников очень востребованными в силу интеграции в современный инжиниринг англоязычных иностранных специалистов, внедрения лучших зарубежных образцов техники и технологий с описанием на английском.

Самым главным результатом и достоинством зарубежных магистерских программ является освоение профессиональных навыков в выполнении конкретных работ и возможности использования выпускника в практической деятельности без периода адаптации и освоения необходимых навыков. Отечественное образование при всей широте его компетенций не дает возможности сразу использовать выпускника на конкретных работах, связанных, например, с проектированием или выполнением определенных инженерных расчетов, требующих непосредственного результата, оформленного стандартно для промышленности образцом.

Проанализированный опыт привлечения ведущих университетов для формирования необходимых компетенций путем подбора и реализации соответствующих магистерских программ был использован для запуска нового проекта – решения задачи подготовки кадров для быстро развивающегося сектора нефтегазовой промышленности, связанного с освоением шельфовых и морских месторождений [5]. Проект реализуется на основе частного инвестирования, что



обеспечивает ему большую гибкость. Поиски зарубежного партнера привели к Университету Роберта Гордона (Абердин, Шотландия), одному из ведущих в Европе в этом направлении. Для процедуры отбора слушателей выбраны схемы, хорошо зарекомендовавшие себя в других аналогичных проектах.

Для реализации этого проекта был сформирован учебно-инжиниринговый кластер на базе НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений», Научно-технического центра «ОЙЛТИМ» в г.Сочи с соответствующей инфраструктурой для обеспечения качественного и комфортного обучения.

Как результат, магистерская программа «Шельфовый Нефтегазовый Инжиниринг» была запущена в августе 2013 года. В течение учебного года слушатели первого набора программы получили необходимые базовые знания в области геологии, разработки и бурения морских месторождений. Самыми же важными элементами программы являлись модули по поверхностному и подводному обустройству морских месторождений. На заключительной стадии программы слушатели курса выполнили индивидуальные проекты, в большинстве своем посвященным концептуальным схемам обустройства морских месторождений. В конце сентября 2014 года состоялся первый выпуск 23 слушателей программы. Дипломные работы выпускников курса получили высокие оценки специалистов

российских добывающих компаний, присутствовавших на защите дипломных работ. Стоит отметить, что дипломные проекты двух выпускников курса были представлены в конце октября 2014 года на конференции ООО ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» в Москве. Доклады по обеим работам были включены в секцию «Техника и технология разработки и обустройства морских месторождений» и были посвящены поверхностному и подводному обустройству и подводному модулю сепарации на Долгинском месторождении в Печорском море, что вызвало живой интерес участников конференции.

Выпускники первого курса уже работают в российских офисах компаний Шлюмберже, Бейкер Хьюз и Шелл в подразделениях занимающихся шельфовыми проектами. В данный момент в Академии ИНГМ обучение проходит второй набор слушателей, что говорит о растущем интересе к программе в частности, так и к шельфовому направлению в целом, как со стороны выпускников вузов, так и со стороны молодых инженеров, уже имеющих опыт работы в отрасли.

Также Академия ИНГМ ведет активную работу в области дополнительного профессионального образования и реализует широкий спектр курсов повышения квалификации по геологии и актуальным проблемам разработки нефтегазовых месторождений.

Научно-технический центр ОЙЛТИМ занимается моделированием, проектированием и аналитическими задачами разработки месторождений. Отличное владение английским, высокий профессионализм специалистов центра позволяет вести проектно-аналитические работы не только с российскими, но и зарубежными компаниями. Зарубежный опыт наработан на крупных проектах разработки суданских месторождений с компанией Great Nile Petroleum Operating Company, построении геологических моделей и оценке перспектив разработки месторождений малайзийской компании PETRONAS.

Такой симбиоз обучения и практики позволяет наиболее эффективно решать задачи формирования актуальных компетенций. Предполагается, что уже летом 2015 года слушатели магистерского курса будут оттачивать практические навыки на выполнении в НТЦ ОЙЛТИМ реальных проектов по выбору концептуальных схем и обустройству шельфовых и морских месторождений. Каждый год 1-2 выпускника курса будут направлены на стажировку в г.Абердин в Университет Роберта Гордона для подготовки к преподавательской деятельности и аттестации в качестве преподавателей этого университета. Таким образом, также планируется постепенное замещение английских лекторов. Для диверсификации возможных мест работы выпускниками также будет реализована система двух дипломов: английского об окончании MSc программы и российского о дополнительной профессиональной переподготовке. ●

**Литература**

1. Wright B. Full Scale Experience with Kulluk Stationkeeping Operations in Pack Ice. /Submitted to the National Research Council of Canada, July 2000.
2. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. – SPE monograph series, Richardson Texas, 1998, 545 p.
3. Бакиева Л.Б., Двойников М.В., Зыкова Н.В., Петухова Н.И., Элдери К. ТюмГНГУ и ЯНУЛ: Сверхвысшее образование. //Нефтегазовая вертикаль №13–14, 2011, с. 70–73.
4. Никитин Б.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Подготовка магистров – специалистов для освоения месторождений нефти и газа на континентальном шельфе. //Газовая промышленность № 10, 2011, с. 95–97.
5. Лавров В.В., Федоров К.М., Терентьев В.Л. Формирование компетенций в области освоения и разработки российского шельфа. //Нефтяное хозяйство № 1, 2012 с. 56–59.



# 6-я Международная конференция по технологиям газа

19 - 20 ФЕВРАЛЯ 2015, МАДИНАТ ДЖУМЕЙРА, ДУБАЙ

**КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:**

- Технологии по переработке газа, монетизация:
- Новейшие технологии в сфере переработки газа в жидкости - GTL и мини-GTL
- Утилизация попутных газов
- Сепарация и переработка газа
- Переработка газа в продукты нефтехимии, химии и топлив
- Технологии по переработке синтез-газа

- Переработка газа и интеграция газового и нефтехимического производства
- Обзор глобальных факторов, влияющих на газопереработку:
- Мировые рынки газа - тенденции, возможности, вызовы
- Развитие и перспективы газопереработки
- Динамика глобальных рынков газа, изменение поставок и спроса и их влияние на отрасль

Организатор:



Euro Petroleum Consultants

Заранее подтвердившие спонсоры:



Жан-Марк Лерой, Исполнительный директор, STORENGY - GDF SUEZ

Абдулазиз Алтурки, Главный инженер по процессам, SAUDI ARAMCO

Иенс Перрегаард, Управляющий директор, HALDOR TOPSOE

Марк Шотт, Директор по развитию бизнеса, UOP

Матис де Уде, Менеджер по предварительному проектированию, SHELL PROJECTS & TECHNOLOGY

Гириш Читнис, Глобальный директор по лицензированию, EXXONMOBIL R&E

Жиньвэй Ши, Старший директор, SINOPEC ENGINEERING

Венсан Симонно, Менеджер по развитию бизнеса, PROSERNAT

Владимир Хохлов, Директор по науке и инновациям, КОСМОС-НЕФТЬ-ГАЗ

Д-р Нэвил Харгривз, Директор по развитию бизнеса, VELOCYS

Иэн Бакстер, Главный операционный директор, COMPACT GTL

Д-р Джордж Бояджиан, Вице-президент по развитию бизнеса, PRIMUS GREEN ENERGY

Зарегистрируйтесь до 12 января 2015 и сэкономьте GBP 300  
www.europetro.com | тел. +359 2 859 41 57 | marketing@europetro.com

# ЗАЩИТА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

## Напыляемое антикоррозионное покрытие «Massco® Ren 66»

**Игорь Сусоров,**  
заместитель генерального  
директора по научной работе  
ООО «Индустриальные  
покрытия»  
профессор, д. т. н.

Применение современных толстослойных изолирующих покрытий барьерного типа на трубопроводных объектах в нефтедобывающих отраслях позволяет обеспечить как антикоррозионную защиту нефтегазопроводов на длительных срок эксплуатации, так и защиту от механического воздействия при транспортировке трубопроводных элементов и изделий и их монтаже.

Современные нефтегазопроводы являются сложной технической системой, содержащей не только плети труб диаметром до 1420 мм, но и нелинейные соединительные детали, запорную арматуру и монтажные узлы, трубопроводы и арматуру компрессорных и насосных станций, резервуаров подземного хранения газа и нефтехранилищ с температурным диапазоном эксплуатации от минус 40°C до 80°C, для которых также, как и для труб необходима надежная защита от коррозии. В соответствии с отраслевыми требованиями изоляционные покрытия нелинейных элементов по своим характеристикам

должны соответствовать качеству основного покрытия.

При переизоляции труб в трассовых условиях, а также при заводской изоляции и при трассовой переизоляции нелинейных элементов, имеющих сложную конфигурацию в последнее время как в России, так и за рубежом наиболее широко применяются защитные толстослойные полимерные покрытия, получаемые на основе двухкомпонентных полиуретановых и полимочевинных мастичных систем.

Как правило, при переизоляции в трассовых условиях, когда качественная подготовка металлических поверхностей проблематична, используют адгезионный грунтовочный эпоксидный или полиуретановый подслои толщиной 30–100 мкм между металлом трубопроводного изделия и наружным толстослойным (1–4 мм) полимерным покрытием барьерного типа, защищающим металл от коррозии и механических повреждений, связанных, в частности, с подвижкой грунта,

воздействием грунтовых вод и температурных перепадов. При изоляции в заводских условиях грунтовка может не применяться.

Наружные покрытия нефтегазовых труб и деталей должны обладать следующими основными характеристиками:

- гарантированным температурным диапазоном длительной эксплуатации;
- высокой адгезией к металлической поверхности и небольшим уровнем снижения во время эксплуатации трубоизделий;
- высокими диэлектрическими характеристиками, обеспечивающими катодную защиту от коррозии и предотвращающими утечку защитного тока трубы в грунт;
- устойчивостью к катодному отслаиванию, обусловленному действием защитного катодного тока.

Наиболее широко для получения толстослойного термореактивного наружного покрытия используют эпоксидные, полиуретановые, полимочевинные и «гибридные» двухкомпонентные высоковязкие мастичные композиции со 100% сухим остатком, наносимые на защищаемые металлические изделия прогрессивными механизированными методами. Это метод «горячего» безвоздушного распыления смеси компонентов с формированием защитного полимерного покрытия непосредственно на поверхности изделия в течение короткого промежутка времени. По комплексу защитных эксплуатационных свойств такие покрытия вполне сопоставимы с трехслойными полиэтиленовыми покрытиями труб, получаемыми в заводских условиях, и способны обеспечить долговременную защиту нефтепроводов от коррозии.

Современный ассортимент двухкомпонентных полимерных напыляемых систем, предназначенных для долговременной антикоррозионной защиты металлических нефтегазовых труб и трубофитингов на срок не менее 30 лет, эксплуатирующихся в условиях жесткого воздействия атмосферных факторов, перепада температур, химически агрессивных водных



сред и механических нагрузок, довольно ограничен.

Учитывая недостаточный ассортимент защитных материалов на российском рынке, введение западными странами ограничивающих санкций для нефтегазового сектора экономики России, а также весь комплекс требований, предъявляемых к изолирующим полимерным покрытиям нефтегазового трубопроводного оборудования, в ООО «Индустриальные покрытия» разработана двухкомпонентная полимочевинная напыляемая мастика «Massco Ren® 66» (ТУ 5775-083-65533687-2014), предназначенная для получения безгрунтовочных защитных антикоррозионных толстослойных (1–4 мм) покрытий на стальных трубах, фасонных соединительных деталях и запорной арматуре магистральных и промысловых трубопроводов и арматуре компрессорных, газораспределительных и насосных станций, резервуаров подземного хранения газа и нефти с температурным диапазоном эксплуатации от минус 50°C до 60°C при их изготовлении, монтаже, реконструкции и капитальном ремонте.

На защищаемых, абразивоструйно подготовленных поверхностях (степень шероховатости 30–120 мкм) толстослойное полимочевинное покрытие «Massco® Ren 66» формируется за счет смешения полимерной основы (NCO-компонент) с аминным отвердителем (NH<sub>2</sub>-компонент) и последующего нанесения их смеси с использованием аппаратов высокого давления для «горячего» безвоздушного распыления производства фирм WIWA, Германия или GRACO, США. Отсутствие летучих органических растворителей в составе исходных

компонентов мастики обеспечивает не только экологичность применяемой технологии нанесения, но и отсутствие усадки и внутренних напряжений в образующихся полимерных покрытиях.

Для очистки лакокрасочного оборудования разработан растворитель «Masscosol 217» (ТУ 2319-065-65533687-2014).

В таблице 1 приведены технические требования к защитным покрытиям усиленного типа на полиуретановой основе в соответствии с нижеприведенной нормативно-технической документацией и реально достигнутые значения характеристик для полимочевинного покрытия «Massco® Ren 66»:

- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие технические требования к защите от коррозии»;
- «Технические требования к наружным покрытиям на основе термореактивных материалов для антикоррозионной защиты труб, соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов с температурой эксплуатации от минус 20°C до 100°C» ОАО «Газпром»;
- ОТТ 25.220.01-КТН-215-10 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие труб, соединительных деталей и механо-технологического оборудования» ОАО «АК «Транснефть»».

Поверхность трубофитингов перед нанесением мастики должна быть очищена от грязи, налета пыли. Старое покрытие при переизоляции должно быть удалено. Степень подготовки поверхности – Sa 2<sup>1/2</sup> по ИСО 8501-1:2007. Шероховатость поверхности Rz должна составлять 30–120 мкм, что достигается абразивоструйной очисткой с использованием в качестве абразива порошков купершлака или никельшлака с размером зерен 0,8–2,5 мм. Задирки поверхности, выступы, заусеницы и другие дефекты аналогичного характера устраняются вручную при помощи механических инструментов.

Разработанная мастика может наноситься на горизонтальные, вертикальные и наклонные поверхности различной толщиной в зависимости от

ТАБЛИЦА 1. Технические требования к защитным покрытиям усиленного типа на полиуретановой основе

№ п/п	Наименование показателей	ГОСТ Р 51164-98	ОАО «Газпром»	ОАО «АК «Транснефть»	Достигнутые значения для «Massco Ren 66»
1.	Внешний вид покрытия	Нет	Однородная бездефектная поверхность	Гладкая поверхность однородного цвета без дефектов	Соответствует, цвет черный
2.	Толщина покрытия, мм	Не менее 1,5	Должна обеспечить свойства покрытия	От 1,5 до 6	Соответствует
3.	Прочность при разрыве при температуре (20±5)°С, МПа, не менее,	12,0	Нет	12,0	22–24
4.	Относительное удлинение при разрыве при температуре (20±5)°С, %, не менее	20,0	Нет	20,0	28–35
5.	Прочность при ударе при температуре (20±5)°С, Дж, не менее	10,0	Нет	20,0	Более 20
6.	Адгезия методом нормального отрыва при температуре (20±5)°С, МПа, не менее: – исходная, – после выдержки в воде при температуре (60±5)°С в течение 1000 ч	7,0	7,0	7,0	15–18
		5,0	Нет	5,0	11–13
7.	Переходное сопротивление покрытия, Ом*м², не менее: – исходное; – после выдержки в 3% растворе NaCl при температуре (20±5)°С в течение 30 суток	10 <sup>8</sup>	10 <sup>8</sup>	10 <sup>8</sup>	1,5*10 <sup>9</sup>
		10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	2*10 <sup>7</sup>
8.	Площадь отслаивания покрытия при поляризации после выдержки в 3% растворе NaCl при температуре (20±5)°С в течение 30 суток, см², не более	4,0	8,0	4,0	0,2–0,4

конструкции изолируемого изделия и предъявляемых к нему требований, от 1,0 до 4,0 мм за один нестекающий слой (несколько проходов распылительным устройством). Это достигается благодаря отсутствию в составе компонентов смеси органических низковязких растворителей и практически мгновенному тиксотропированию системы из-за активного протекания реакции отверждения после «горячего» смешения компонентов.

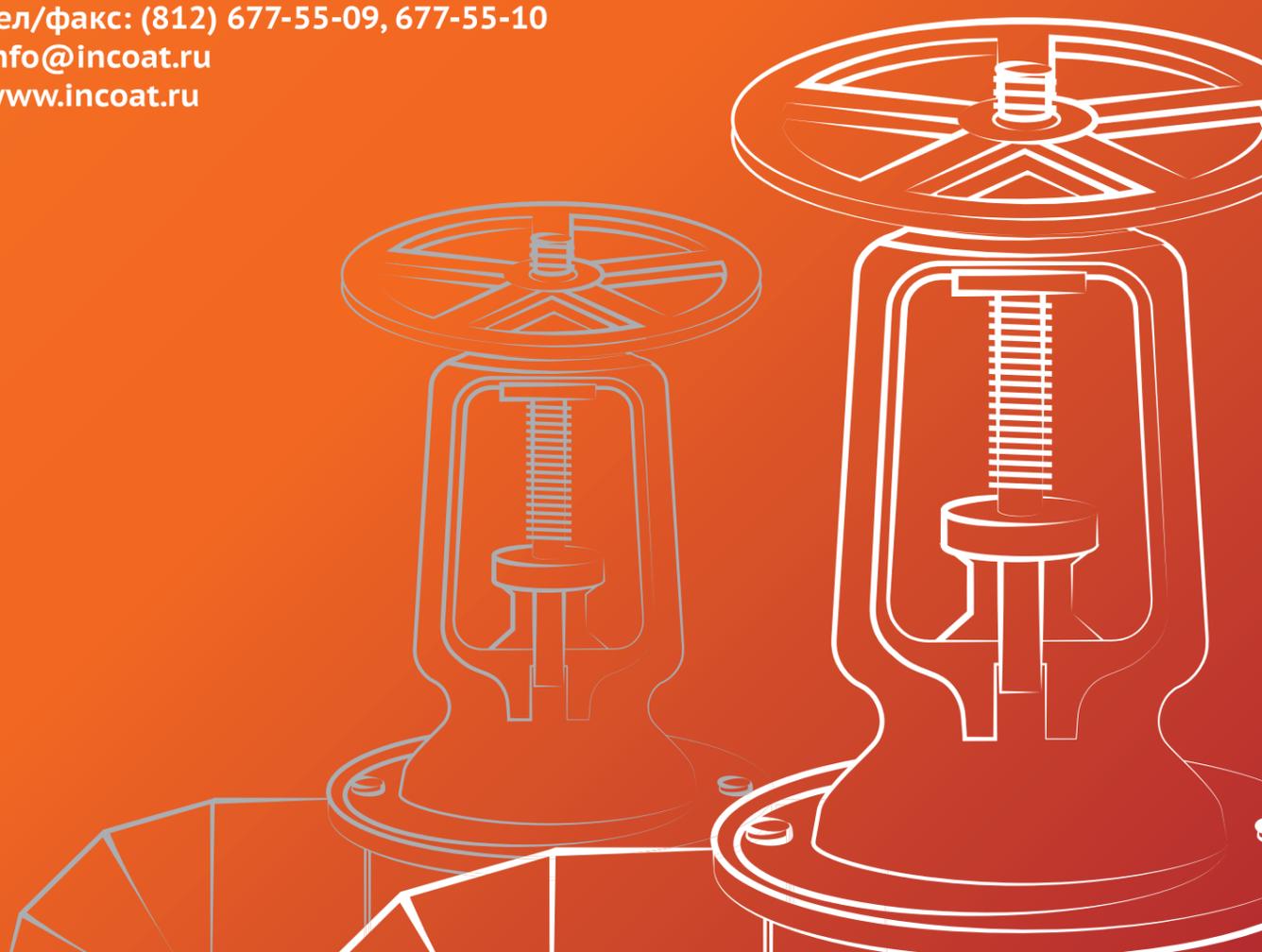
Рекомендуемые технологические параметры процесса нанесения мастики:	
Объемное соотношение между компонентами мастики	1 : 1
Температура при нанесении, °С: изолируемой поверхности – NCO-компонента мастики – NH <sub>2</sub> -компонента мастики – на срезе сопла распылительного устройства	5 – 60
	70 – 80
	40 – 60
	50 – 60
Давление компонентов для раскрытия факела, МПа	12 – 16
Жизнеспособность смеси компонентов при температуре нанесения, с	30 – 60
Продолжительность отверждения покрытия при температуре (20±5)°С: – сухая на ощупь поверхность – готовность к складированию и транспортировке – устойчивость к полным механическим нагрузкам	3 – 5 мин
	6 – 12 ч
	не менее 24 ч
Ориентировочный расход мастики при толщине покрытия 1,0 мм с учетом 30 % фактора потерь при безвоздушном методе нанесения – 1,4–1,6 кг/м²	

Покрытие полимочевинное на основе мастики «Massco® Ren 66» прошло полный цикл испытаний на соответствие требованиям, предъявляемым к покрытиям такого рода, и апробировано в организациях при изоляционных работах на ряде объектов. ●



# АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»  
195027, г. Санкт-Петербург,  
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3  
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10  
info@incoat.ru  
www.incoat.ru





# НИПИСтройТЭК

научно-исследовательский и проектный институт  
по строительству и эксплуатации объектов  
топливно-энергетического комплекса

# НИПИСтройТЭК – 5

В преддверии скромного по нефтегазовым меркам юбилея – 5 лет – генеральный директор ООО «НИПИСтройТЭК» Михаил Козлов рассказал о том, чего удалось достичь за это время и какие задачи стоят перед компанией сегодня



**Михаил Козлов,**  
генеральный директор  
ООО «НИПИСтройТЭК»

**– Михаил Михайлович, несмотря на относительно молодой возраст компании, НИПИСтройТЭК уже успел реализовать несколько значимых проектов, расскажите, с чего начиналась история института?**

– Изначально ООО «НИПИСтройТЭК» создавалось как компания по выполнению научно-исследовательских работ (НИР) и инжиниринга в области сварки. У ее истоков стоял коллектив, который еще с советских времен занимался именно сварочными технологиями. Первые работы НИПИСтройТЭК производил для предприятий-строителей магистральных газопроводов и нефтепроводов именно в области НИР и инжиниринга. Затем акционерами было принято решение о расширении спектра услуг, и мы стали развивать проектирование – было создано управление проектирования, для работы в котором привлекли специалистов, многие из них ранее возглавляли отделы проектирования в ведущих проектных институтах ТЭКа.

Немаловажно, что изыскательское подразделение было оснащено самым современным съемочным оборудованием. Такого спектра оборудования, как у НИПИСтройТЭК, нигде в стране нет до сих пор. Наше оборудование и специалисты позволяют выполнять все виды сканирования – лазерное, наземное, воздушное, мобильное, имеется также цифровая фотокамера, георадар и большое количество различных приборов для геодезии.

Так было положено начало нашей деятельности и определен основной профильный вектор, которым стали проектно-изыскательские работы.

Наращивание объемов выполнения этих работ определило необходимость создания филиалов. Первый из них появился в 2012 г. в Нижнем Новгороде. Он специализируется в большей степени на автоматике и сметных расчетах. В 2013 г. у компании появился филиал в Тюмени. Филиал был сформирован из специалистов, которые много лет работали на проектах ООО «Газпром межрегионгаз», где они получили богатый опыт проектирования объектов газификации регионов РФ.

В результате за 5 лет НИПИСтройТЭК прошел путь от компании в несколько человек, которые занимались НИР и инжинирингом, и дорос до целого проектно-изыскательского института.

**– Какие работы осуществляет НИПИСтройТЭК и какое место занимает на нефтегазовом рынке сегодня?**

В настоящий момент НИПИСтройТЭК на нефтегазовом рынке выступает как генеральный проектировщик серьезных технологических объектов, связанных, в первую очередь, с добычей и транспортировкой газа, таких как компрессорные станции, подземные хранилища газа, магистральные газопроводы, газопроводы-отводы, объекты

телемеханики, автоматизации, систем пожаротушения и т.п. Кроме того, Институт выполняет огромный объем работ по проектированию газификации населенных пунктов Московской области для ГУП МО «Мособлгаз».

В активе Института есть также выполненные работы по проектированию капитального ремонта магистральных газопроводов.

С недавнего времени Институт начал двигаться в сторону нефтяников. Институт прошел предквалификацию и был включен в реестр проектировщиков ОАО «НК «Роснефть». В настоящий момент заявка НИПИСтройТЭК на предквалификацию также рассматривается ОАО «АК «Транснефть». Наш коллектив имеет большой опыт работы по объектам добычи и транспортировки нефти, и НИПИСтройТЭК рассматривает нефтяной сектор, как перспективный.

**– Известно, что за 5 лет у вас было немало масштабных проектов. Какие наиболее крупные проекты были воплощены в жизнь?**

– Самый первый проект, с которого по сути и стартовал Институт, это реализация программы газоснабжения Волгоградской области, где НИПИСтройТЭК в течение 13 месяцев спроектировал 28 объектов газораспределения и газоснабжения: газораспределительные станции и газопроводы-отводы. Все, кто так или иначе работает с проектированием, понимают, что это очень сжатый срок применительно к такому количеству объектов, разбросанных

по всей области. При этом НИПИСтройТЭК именно тогда начал складывать свою репутацию надежного института, вовремя и качественно разработав проектную документацию на все 28 объектов программы. Сейчас заканчивается ведомственная экспертиза проектной документации, и объекты в соответствии с очередностью и приоритетностью заказчика отправляются в строительство. Это один из наших первых знаковых проектов.

Есть другие заказчики, с которыми мы сотрудничаем на протяжении нескольких лет. Так, например, для наших давних и постоянных заказчиков – холдинга «Северсталь групп» – специалисты Института ежегодно разрабатывают цифровые 3D модели местности для проектирования золотодобывающих и угледобывающих карьеров.

НИПИСтройТЭК также выполняет большой объем работ для ОАО «РЖД»: с помощью новейшего оборудования специалисты Института производят сканирование местности и создают трехмерные модели тысяч километров железных дорог и сопутствующей инфраструктуры.

Для РАО ЭС Востока и ОАО «ФСК ЕЭС» мы разработали предложения по съемке и созданию моделей линий электропередач (ЛЭП), как для их инвентаризации, управления эксплуатацией, так и для проектирования новых и реконструкции существующих высоковольтных линий электропередачи.

Важно отметить, что управление комплексных инженерных изысканий готовит материалы и данные для собственных проектировщиков, а также выступает отдельным игроком на свободном рынке комплексных изысканий, цифровой геодезии, трехмерной картографии. Управление участвует во многих знаковых проектах нашей страны в качестве изыскателей.

**– Над какими же проектами работают в настоящее время специалисты НИПИСтройТЭК?**

Очень интересный проект, разработка которого сейчас завершается, это отраслевой метеорологический центр по жидкости на базе ООО «Газпром добыча Уренгой». Это первый в стране метеорологический центр такого уровня. Проект включает в себя уникальные технологические разработки и предусматривает установку уникального оборудования.

Также сегодня реализуется одна из самых сложных и значимых для Института работ – проектирование Новомосковского подземного хранилища газа. Новомосковское ПХГ расположено на территории Тульской области и предназначено для снятия пиковых нагрузок потребления природного газа и регулирования



сезонной неравномерности газопотребления Московской и Тульской областей, а также обеспечения надежности экспортных поставок. ПХГ обустроивается в месторождениях каменной соли. На первом этапе реализации проекта осуществляется строительство подземных резервуаров для хранения газа, для чего разработана технология размыва, предусматривающая использование водорассольного комплекса. На втором этапе подземные резервуары вместе с компрессорной станцией используются в составе хранилища природного газа. Посредством проектируемых газопроводов Новомосковское ПХГ подключается к существующим магистральным газопроводам «Ямбург-Тула II» и «Горький-Центр». К настоящему времени материалы инженерных изысканий для строительства Новомосковского ПХГ получили положительное заключение государственной экспертизы, а проектная документация находится на ведомственной экспертизе ОАО «Газпром». По итогам рассмотрения документации и ее корректировки по замечаниям экспертизы будет завершён этап разработки проектной документации, и мы надеемся получить контракт на разработку рабочей документации. Новомосковское ПХГ также находится в приоритетном списке на строительство в системе ОАО «Газпром».

Продолжаются работы по проектированию газификации более 387 населенных пунктов в 11 муниципальных районах Московской области: Волоколамском, Шаховском, Лотошинском, Рузском, Можайском, Егорьевском, Орехово-Зуевском, Чеховском, Наро-Фоминском, в том числе 2-х ключевых районах – Ногинском и Сергиево-Посадском. Во всех этих проектах, заказчиком которых выступил ГУП МО «Мособлгаз», Институтом является генеральным проектировщиком.

Еще одним новым проектом, реализация которого началась в 2014 г., стала реконструкция аэродрома «Тикси» по заказу ФГУП «ЦПО» при Спецстрое России. Это агентство федерального строительства, которое выполняет работы на объектах министерства обороны – и в целях реконструкции и обновления аэродрома в городе Тикси. Проект имеет ряд особенностей, основная

**Наш коллектив – это то, что выделяет нас среди других проектных институтов. Опытные сотрудники и сплоченная команда позволяют достигать положительных результатов работы в короткие сроки с высоким качеством**

из которых состоит в том, что после модернизации аэродром должен принимать более тяжелые самолеты, чем принимает сейчас. НИПИСтройТЭК участвовал в конкурсе и был выбран генеральным проектировщиком на реконструкцию аэродрома.

Последние работы завершатся уже в ближайшие дни.

В 2014 г. институт начал развивать компетенции, не связанные с нефтегазовой отраслью. Есть целый сегмент работ, ориентированный на проектирование транспортной инфраструктуры. В уходящем году НИПИСтройТЭК выиграл два государственных конкурса, где заказчиком является Главное управление дорожного хозяйства Московской области (ГУДХ МО), на разработку проектов планировки территорий будущих объектов транспортной инфраструктуры Московской области – для проектирования строительства путепровода через железнодорожные пути на территории п. Быково и проектирования автомобильной дороги Пятницкого шоссе на участке Митино-ЦКАД. По завершению этих работ будут также объявлены конкурсы, в которых мы планируем принять участие: уже на разработку

проектной и рабочей документации на строительство этих объектов дорожной инфраструктуры. В обозримой перспективе мы намерены серьезно расширить свое участие в проектировании объектов именно транспортной инфраструктуры.

В будущем мы намерены, как минимум, сохранить набранные



**Наша компания развивается в стремлении соответствовать духу времени, и происходящие сегодня с НИПИСтройТЭК перемены так или иначе служат цели оптимизации деятельности предприятия**

за этот год компетенции и по возможности их развить.

Опытные сотрудники и сплоченная команда позволяют достигать положительных результатов работы в короткие сроки с высоким качеством.

**– В последнее время в работе Института произошел ряд важных изменений – смена генерального директора, местоположения московского офиса. С чем связаны эти перемены?**

– На первый взгляд, изменения, произошедшие в структуре и работе компании в 2014 г., могут показаться радикальными, но на самом деле они носят скорее закономерный характер. В уходящем году НИПИСтройТЭК вышел на принципиально новый этап своего развития. Сегодня мы живем в экономически непростое время, и постоянно расширяться «на перспективу» и наращивать затраты невозможно. На очередном этапе развития компании требуется иной стиль управления: более сбалансированный, упорядоченный, сейчас приоритетной становится систематизация работы и повышение эффективности работы всех подразделений института. Помещение, где мы были раньше, не очень удобно именно для организации работы Института и оптимизации его затрат. Поэтому когда освободились помещения большого проектного Института, мы организовали переезд и уже через два месяца праздновали новоселье.

Наша компания развивается в стремлении соответствовать

духу времени, и происходящие сегодня с НИПИСтройТЭК перемены так или иначе служат цели оптимизации деятельности предприятия.

**– За счет чего НИПИСтройТЭК остается конкурентоспособным на рынке?**

– НИПИСтройТЭК обладает самым современным парком изыскательского оборудования, это позволяет на качественно ином уровне готовить данные для проектирования. В том числе и в трехмерном виде, чего очень многие и государственные, и частные институты пока делать не могут. У нас работают специалисты высокого уровня со стажем 10-15 лет, которые занимаются изысканиями, в частности геодезией и трехмерными моделями местности и объектов, поэтому изыскательское подразделение нашего Института, в части подготовки данных для проектирования, не имеет аналогов в стране – это важно.

Также НИПИСтройТЭК обладает всеми необходимыми сертификатами для выполнения различных видов деятельности. По результатам успешно пройденного аудита НИПИСтройТЭК в очередной раз получил подтверждение соответствия системы менеджмента качества ГОСТ ISO 9001-2011. Помимо этого, НИПИСтройТЭК имеет лицензию ФСБ – для работы со сведениями, составляющими гостайну, также мы можем проектировать и, так называемые, опасные объекты. Полный набор

лицензий и сертификатов вы всегда можете найти на нашем сайте [nipistroytek.ru](http://nipistroytek.ru).

**– Какие задачи Вы ставите перед собой и перед командой НИПИСтройТЭК на ближайшее будущее?**

– Задачи перед командой НИПИСтройТЭК на следующем этапе ее деятельности довольно просты. Первые несколько лет шло формирование, а затем становление компании. Сегодня у нас появилась возможность, что называется, пожинать плоды своих усилий, развиваться дальше с учетом полученного опыта и повышать качество выполняемых работ. Это значит, что компания намерена стать четко функционирующей, прибыльной и прозрачной, как для собственных акционеров, так и для потенциальных инвесторов, партнеров, заказчиков. Наш план – сохранение существующих компетенций и последовательное развитие в области оказания услуг ПИР нашим уважаемым заказчикам. ●



**129329, Россия, г. Москва, улица Кольская, дом 2, строение 6**  
**тел.: +7 (495) 653-84-00**  
**факс: +7 (495) 653-83-38**  
**email: [mail@nipistroytek.ru](mailto:mail@nipistroytek.ru)**  
**[nipistroytek.ru](http://nipistroytek.ru)**



# НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ НЕФТИ И ГАЗА

## в мировом энергетическом балансе: некоторые оценки и перспективы

Сегодня существует много различных вариантов перспективного удовлетворения потребностей человечества в энергоресурсах. В ближайшие десятилетия в мире будет происходить ожесточённая конкурентная борьба как между различными источниками энергии, в частности – нефти и газа, так и районами их производства. Очевидно, что нефтегазовая отрасль в предстоящем периоде столкнётся с новыми вызовами. Какими будут эти вызовы, и каковы шансы успешно им противостоять?



**Алексей Мастепанов,**  
руководитель  
Аналитического центра  
энергетической политики  
и безопасности –  
заместитель директора  
ИПНГ РАН,  
д. э. н., академик РАЕН

Многочисленные исследования российских и зарубежных специалистов дают весомые основания утверждать, что в настоящее время мир стоит на пороге глобальных энергетических изменений, что в развитии мировой энергетики начинаются, разворачиваются и уже происходят серьёзные качественные сдвиги. Соответственно, будущее глобальной энергетики, как и будущее всей мировой экономики, в значительной мере будет определяться такими тенденциями, как:

- балансирование между глобализацией и регионализацией, угрозой энергетического дефицита и наступлением глобального профицита энергоресурсов;

- смена технологических укладов как в производстве топлива и энергии, так и в их потреблении;
- завершение эпохи углеводородов и развитие инновационной безуглеродной энергетики и др.

Одновременно нарастает глобализация, и сохраняются глобальные факторы, генерирующие нестабильность. Это, прежде всего, меняющееся соотношение между ведущими центрами силы в мире, сохраняющееся экономическое неравенство, дефицит природных ресурсов при продолжении их расточительного расходования, прогрессирующее загрязнение природной среды, особенно отходами производства, и кризис традиционных моделей экстенсивного развития.

РИС. 1. Глобальные факторы, генерирующие нестабильность



РИС. 2. Эволюция мировой энергетической ситуации



В частности, нарастающая глобализация несёт новые вызовы человечеству, но она же даёт ему новые возможности для решения самых сложных проблем. Отсюда – множество различных вариантов перспективного удовлетворения потребностей человечества в энергоресурсах и развитие уже в ближайшие десятилетия ожесточённой конкурентной борьбы между различными источниками энергии, среди которых особое место занимают нетрадиционные ресурсы углеводородов.

Серьёзное влияние на будущее мировое развитие будут оказывать и такие внешнеэкономические риски, тенденции и факторы, как:

- обострение целого ряда проблем, с которыми действующие международные институты справляются неудовлетворительно. К ним можно отнести угрозу обострения мирового финансово-экономического кризиса; сохранение и даже усиление дисбалансов и накопление диспропорций в мировой торговле, в движении капиталов, в структурной перестройке мировой экономики и финансовой системы;
- второе – рост неопределённости мирового развития, вызванный, в том числе, и возросшим количеством стран, которые определяют формирование мировой экономической динамики. Новые центры силы

оказывают растущее воздействие на все мирохозяйственные тренды, меняют конфигурацию мировой торговли, валютной сферы, потоков капитала и трудовых ресурсов;

- и, наконец, нарастание скорости изменения ряда ключевых мирохозяйственных тенденций, обусловленной активизацией инновационной деятельности.

Говоря о современной энергетической ситуации в мире, стоит остановиться не на отдельных её изменениях, которые происходят практически непрерывно, а только на тех, которые имеют долговременное влияние и принципиально меняют наши представления об энергетике предстоящих десятилетий.

Это, прежде всего, проблема нехватки энергии. Как известно, она была сформулирована (и обоснована, исходя из того уровня знаний) ещё в середине прошлого века так называемым Римским клубом, и с тех пор человечество развивалось «под дамокловым мечом» энергетического дефицита, возможной нехватки энергии для своего развития. Угроза этого дефицита определяла не только общую экономическую и энергетическую политику ведущих стран, но и практические меры правительств и бизнеса.

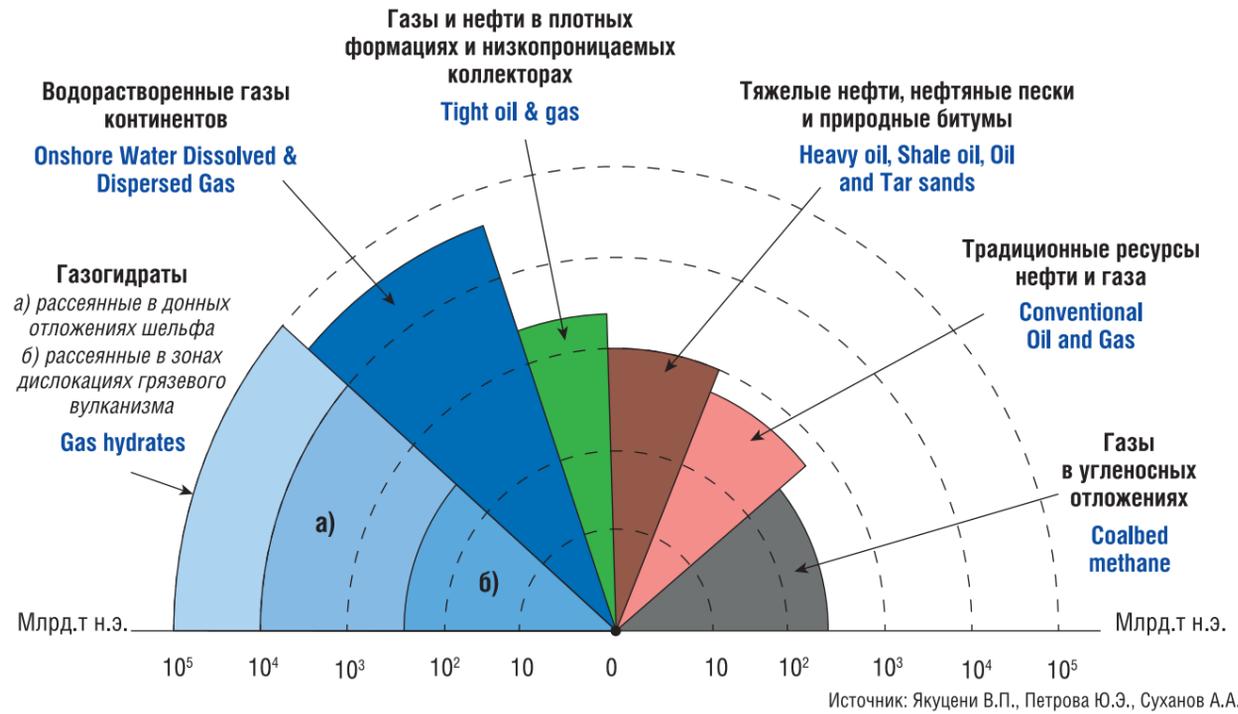
В начале текущего столетия ситуация начала меняться. Развитие науки, техники и технологий открыли человечеству

не только возможность коммерчески эффективного использования в широких масштабах возобновляемых источников энергии (таких как солнечная, геотермальная, энергия ветра, приливов и др.), но и практически неограниченных объёмов нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья: метана угольных пластов (Coalbed methane); тяжёлой нефти, нефтяных песков и природных битумов (Heavy oil and Ultra heavy oil; Oil and Tar sands) нефти и газа в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах (Tight and Light tight oil and gas), включая сланцевую нефть и сланцевый газ (Shale oil and Shale gas).

Развитие знаний о природе и генезисе углеводородных ресурсов и создание технологий их эффективной разработки привело не только к снижению угроз энергетического дефицита, но и к необходимости переосмысления проблем и перспектив мирового энергетического баланса в целом. Соответственно, тезис об угрозе энергетического дефицита звучит всё реже. В последние годы о нём говорят либо по инерции, либо в чисто конъюнктурных, спекулятивных целях, для «проталкивания» тех или иных решений, проектов или технологий.

Тем самым можно прогнозировать перелом в энергетической философии – философии угрозы нехватки энергии, которая довлела над человечеством более полувека

РИС. 3. Геологические ресурсы углеводородов



со времён Римского клуба. Более того, эти же научные и технологические достижения дают основание с высокой вероятностью утверждать, что энергетический дефицит человечеству не грозит, что на него надвигается глобальный профицит энергоресурсов. И в этом – первый основной результат начавшегося освоения нетрадиционных

источников нефти и газа. Кроме того, возможность эффективного использования ВИЭ и нетрадиционных углеводородов не только увеличивает общие ресурсы энергоносителей, но и кардинально меняет геополитическую ситуацию в мире. В частности, она может повлиять на дальнейшее развитие мировых энергетических рынков и существенно изменить

«расстановку сил» и деление государств на страны-экспортёры и страны-импортёры.

Эти же факторы – развитие науки, техники и технологий – дают возможность приступить (если не сейчас, то в ближайшем будущем) и к экономически рентабельной разработке тех традиционных ресурсов нефти и газа, которые практически пока не используются. Это ресурсы, сосредоточенные, прежде всего, в глубоких горизонтах нефтегазоносных провинций на суше и на глубоководном морском шельфе, в Арктике и других районах, которые характеризуются либо экстремальными природно-климатическими условиями, либо сложными геологическими условиями залегания углеводородных ресурсов.

На рис. 3 показана, исходя из современного уровня знаний о Земле, о генезисе углеводородного сырья и закономерностях его размещения, общая оценка мировых геологических ресурсов углеводородов, сделанная специалистами ВНИГРИ под руководством Веры Прокофьевны ЯКУЦЕНИ. Хорошо видно, что ресурсы нетрадиционных углеводородов кратно превосходят ресурсы традиционных нефти и газа. Подобные оценки делаются

РИС. 4. Оценки мировых геологических ресурсов газа, представленные в виде модификаций ресурсной пирамиды Босвелла и Коллета

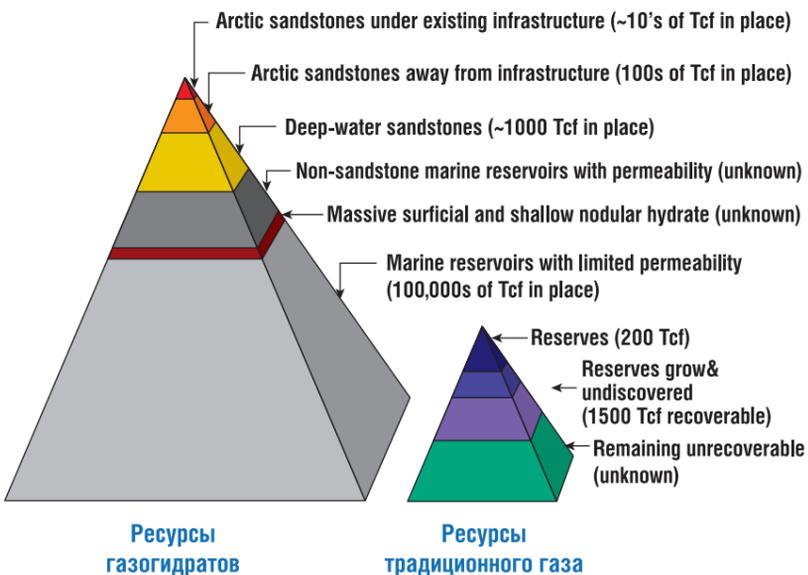
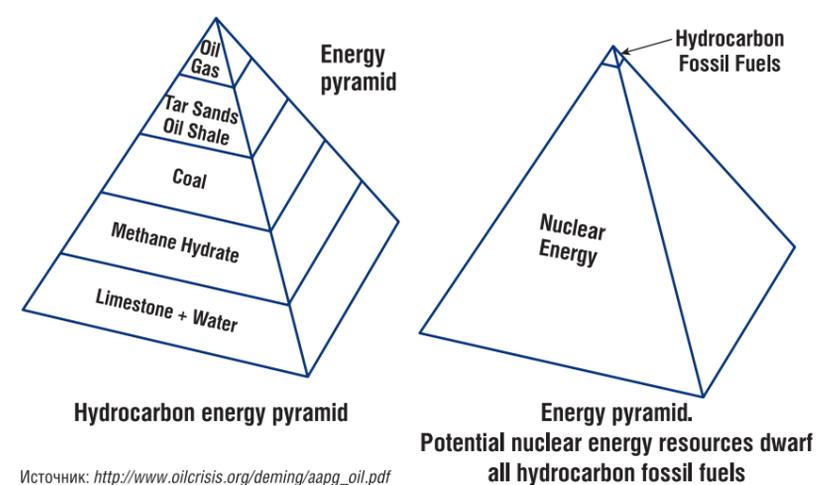


РИС. 5. Геологические ресурсы углеводородов и ядерной энергии



многими специалистами – и в России, и в других странах. Зарубежными специалистами, для отображения относительных размеров и продуктивности различных видов энергетических ресурсов, широко используются ресурсные пирамиды. В такой пирамиде наиболее перспективные

и доступные ресурсы изображены сверху, а наиболее технически сложные и наименее изученные показаны в её нижней части. На рис. 4 показаны сравнительные оценки мировых ресурсов газогидратов и традиционного природного газа, сделанные канадскими специалистами.

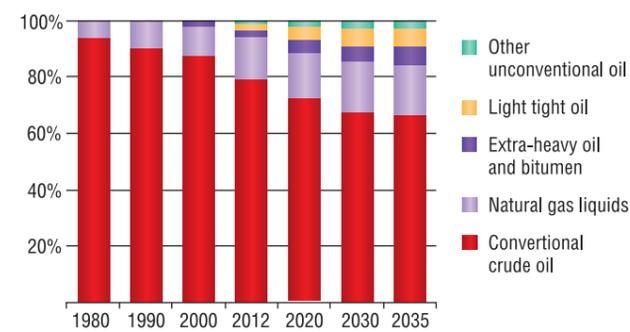
На рис. 5 показана оценка геологических ресурсов углеводородов и ядерной энергии, сделанная Дэвидом Демингом из Университета Оклахомы.

При всех различиях подобных оценок, все они, тем не менее, убедительно свидетельствуют о том, что, во-первых, энергетический голод, как таковой, человечеству не грозит; и, во-вторых, что если в будущем человечество и перейдёт к новым источникам энергии, то это произойдёт в любом случае не из-за нехватки углеводородов. Специалистам-нефтяникам знакомое выражение, приписываемое шейху Ахмеду Заки Ямани: «каменный век закончился не потому, что кончились камни».

В прогнозах и МЭА, и Минэнерго США, и ВР, и других признанных аналитических центров предусматривается значительная добыча природных битумов, тяжёлой, высоковязкой и сланцевой нефти, сланцевого газа и метана угольных пластов, нефти и газа, залегающих на больших глубинах и в низкопроницаемых породах.

РИС. 6. Прогнозы добычи нефти и газа из нетрадиционных источников углеводородов: МЭА

Shares of world oil production by type in the New Policies Scenario

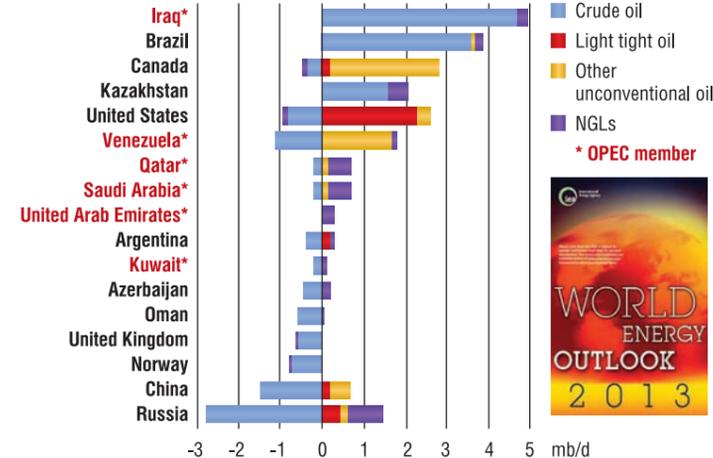


Global production of unconventional gas in the New Policies Scenario (bcm)

	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
						Delta	CAAGR*
Shale gas	232	402	513	327	745	513	5.0%
Coalbed methane	78	148	202	261	315	237	6.0%
Tight gas	250	281	285	276	269	18	0.3%
<b>Total</b>	<b>560</b>	<b>832</b>	<b>999</b>	<b>1165</b>	<b>1328</b>	<b>769</b>	<b>3.7%</b>

\* Compound average annual growth rate

Change in oil production by selected countries in the New Policies Scenario, 2012-2035



Unconventional gas production by selected country in the New Policies Scenario

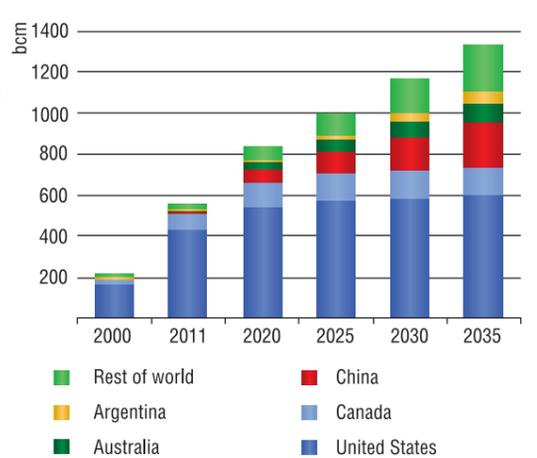
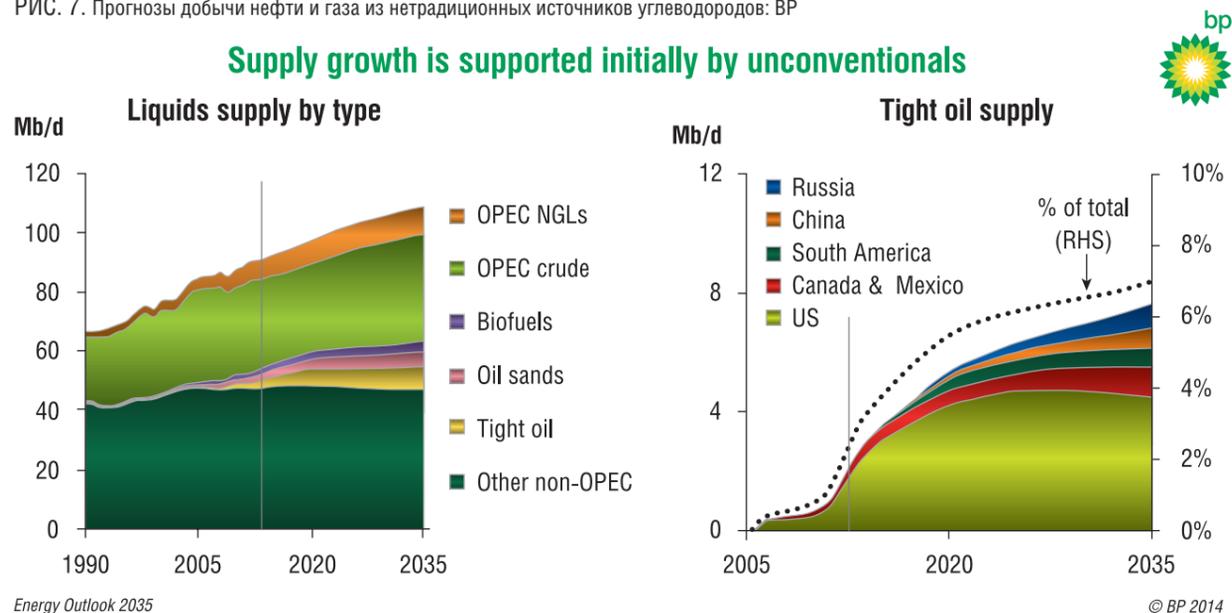


РИС. 7. Прогнозы добычи нефти и газа из нетрадиционных источников углеводородов: BP



Energy Outlook 2035

© BP 2014

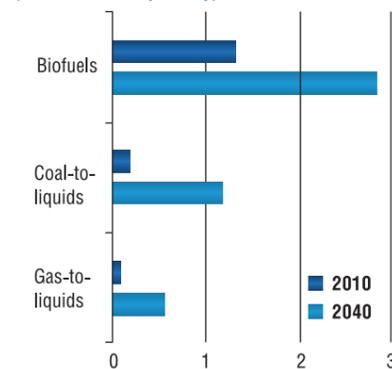
РИС. 8. Прогнозы добычи нефти и газа из нетрадиционных источников углеводородов: U.S. Energy Information Administration

**World liquid fuels production in the Reference case, 2010-2040 (million barrels per day)**

Source	2010	2020	2025	2030	2035	2040	Average annual percent change, 2010-2040
<b>World</b>	<b>86.6</b>	<b>96.6</b>	<b>100.2</b>	<b>104.4</b>	<b>109.4</b>	<b>115.0</b>	<b>0.9</b>
Petroleum liquids <sup>a</sup>	85.1	94.0	97.2	100.9	105.3	110.4	0.9
Coal-to-liquids	0.2	0.4	0.7	1.0	1.2	1.2	6.7
Gas-to-liquids	0.1	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	7.3
Kerogen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Biofuels <sup>b</sup>	1.3	1.8	2.0	2.2	2.4	2.8	2.6

<sup>a</sup> Includes crude oil and lease condensate, NGLPL, bitumen (oil sands), extra-heavy oil, and refinery gain.  
<sup>b</sup> Ethanol volumes are reported on a gasoline-equivalent basis.  
<sup>c</sup> Includes some U.S. petroleum product stock withdrawals, domestic sources of blending components, other hydrocarbons, and ether.

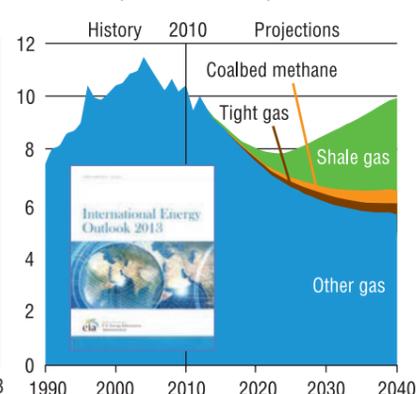
**World nonpetroleum liquid production by type, 2010 and 2040 (million barrels per day)**



Источник: IEA 2013

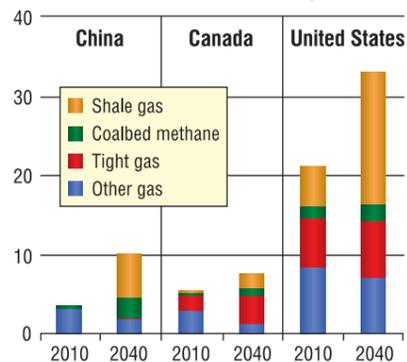
Как видно из рис.8, американским прогнозом очень оптимистично оценивается возможность добычи местного нетрадиционного газа на основных рынках для газа российского: в Евросоюзе и Китае.

**OECD Europe natural gas production, 1990-2040 (trillion cubic feet)**

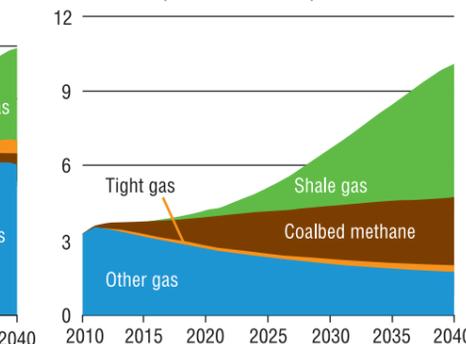


Если исходить только из существующих представлений о наличии и объёмах традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов, принимая во внимание некую среднюю оценку их величины, а также из их территориального размещения,

**Natural gas production in China, Canada, and the United States, 2010 and 2040 (trillion cubic feet)**

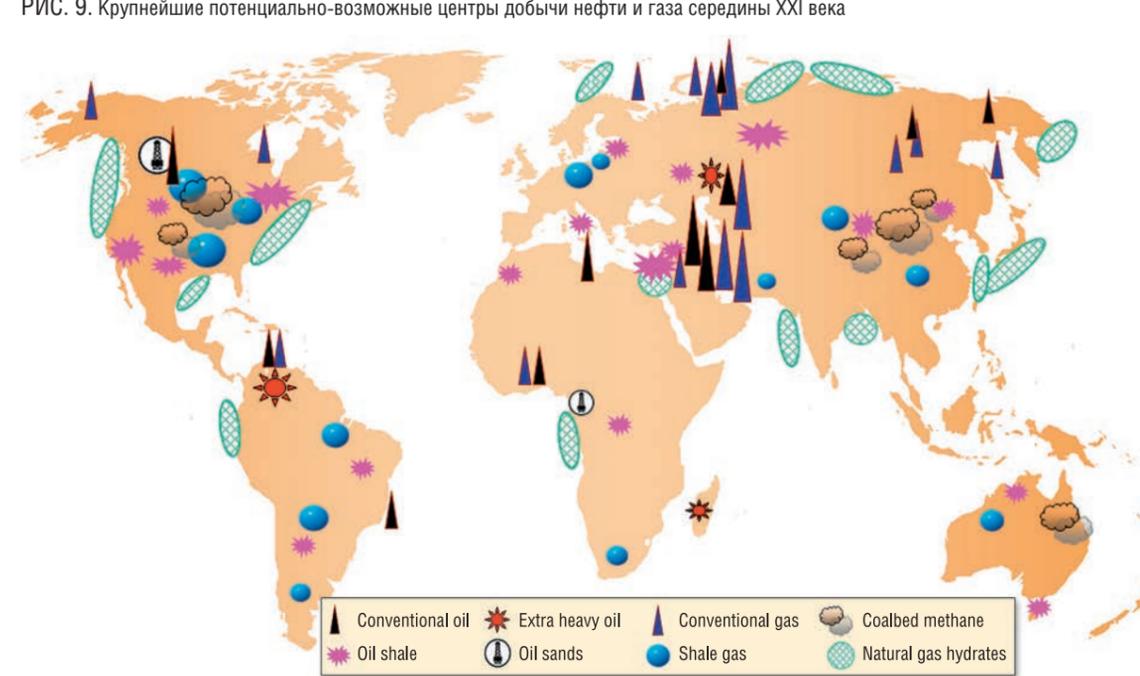


**China natural gas production, 2010-2040 (trillion cubic feet)**



но оставляя в стороне вопросы возможности и стоимости разработки, то к середине 21 века могла бы сформироваться примерно такая схема основных центров добычи нефти и газа мирового и межрегионального значения, которая показана на рис. 9.

РИС. 9. Крупнейшие потенциально-возможные центры добычи нефти и газа середины XXI века

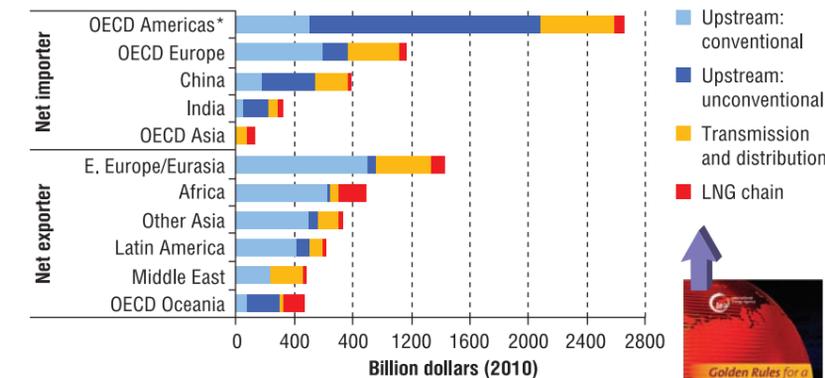


Другое дело, что стоимость освоения новых ресурсов достаточно высока. Поэтому в обозримой перспективе основной проблемой развития мировой энергетики будет не нехватка энергетических ресурсов, как таковых, а возможность обеспечить требуемые объёмы производства топлива и энергии необходимыми инвестиционными ресурсами на таких условиях, чтобы стоимостные показатели оставались приемлемыми для потребителей и привлекательными для производителей энергоносителей при допустимых экологических рисках и результатах.

Текущая цена на нефть, к которой мировая экономика вполне адаптировалась, устраивает и потребителей, и производителей и отрасль альтернативной энергетики. Более того, эти достаточно высокие цены просто необходимы для ведущих производителей и экспортёров нефти, поскольку бюджет этих стран напрямую зависит от поступления нефтедолларов. Но эти же цены обеспечивают значительные поступления и в бюджеты стран-потребителей энергоресурсов, поскольку в цене конечных нефтепродуктов в большинстве из них доля налогов, акцизов и различных сборов составляет от 40% до 60%.

РИС. 10. Сравнительная оценка структуры среднмировых цен потребителя для традиционных и нетрадиционных углеводородов (в пересчёте на нефть) по состоянию на 2010 г.

**Cumulative investment in natural gas-supply infrastructure by major region and type in the Golden Rules Case, 2012-2035**

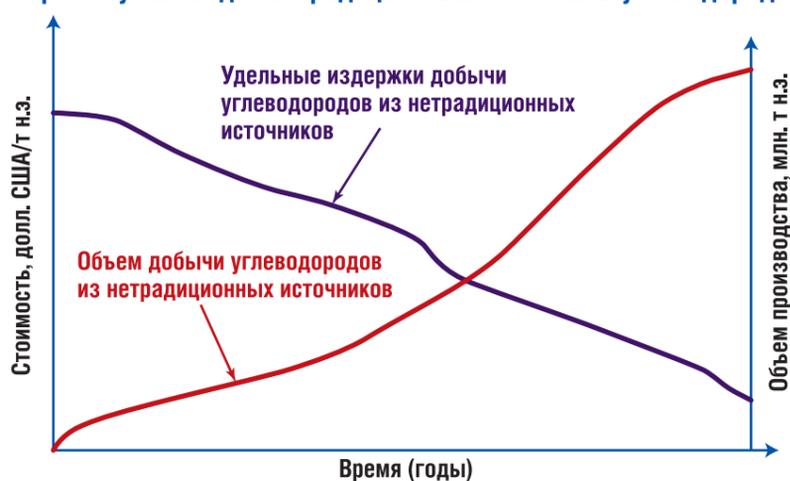


\* OECD Americas become a net exporter of natural gas by 2020 in the Golden Rules Case

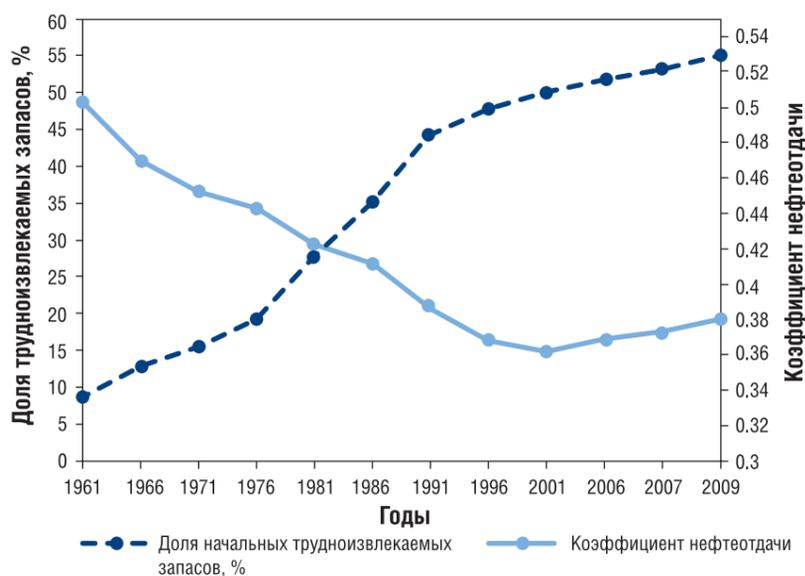


РИС. 11. «Кресты» в нефтянке

«Крест Чубайса» для нетрадиционных источников углеводородов

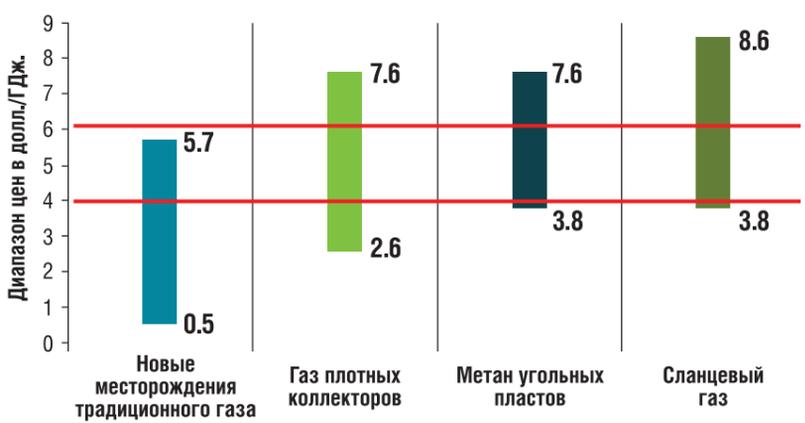


Динамика ТИЗ и нефтеотдачи месторождений в РФ



Источник: Крянев Д.Ю., Жданов С.А.

РИС. 12. Оценка производственных издержек при добыче традиционного и нетрадиционного газа



Источник: Central and Eastern European Shale Gas Outlook. KPMG

Производственные издержки при добыче как сланцевого газа, так и других видов нетрадиционных углеводородов в настоящее время в целом значительно выше, чем традиционных. В этом отношении нетрадиционные углеводороды, проигрывая в стоимости добычи, выигрывают в том, что они разрабатываются рядом с районами потребления при минимальных затратах на транспортировку. Собственно говоря, именно отсутствие подобных затрат и делает нетрадиционные ресурсы конкурентоспособными.

Конечно же, оценка, приведенная на рис. 10 – это всего лишь оценка, но оценка, которая отражает основные различия между структурой производственных издержек традиционных и нетрадиционных углеводородов, а также показывает те резервы, которые имеются в этой области. Эту оценку подтверждает и прогнозируемая МЭА структура инвестиций в развитие мировой газовой отрасли в 2012–2035 гг.

Эта же оценка, на наш взгляд, определяет и основную роль нетрадиционного газа в ближайшие 10–15 лет – оставаться местным (региональным) видом топлива, развивая, укрепляя или формируя соответствующие газовые рынки.

Издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников, по мере совершенствования технологий и наработки опыта добычи быстро снижаются. Подобная тенденция, по всей видимости, сохранится и дальше, что будет способствовать росту добычи нефти и газа. На графике эти процессы похожи на широко известный энергетикам пресловутый «крест Чубайса». Впрочем, подобные «кресты» хорошо известны и нефтяникам.

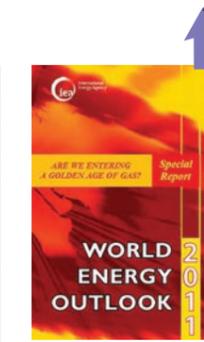
Однако для инициирования крупных новых проектов с использованием новых технологий цены на углеводороды, и энергию в целом, должны быть с одной стороны – достаточно высокими, чтобы стимулировать их производство, но с другой – оставаться приемлемыми для потребителей, стимулируя рост энергоэффективности, но не препятствуя экономическому развитию. Ведь именно высокие цены на нефть стали

РИС. 13. Оценка извлекаемых ресурсов природного газа и индикативных издержек производства по типам газа и регионам, январь 2010 г.

	Conventional		Tight Gas		Shale Gas		CBM	
	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu
E. Europe & Eurasia	136	2-6	11	3-7			83	3-6
Middle East	116	2-7	9	4-8	14			
Asia/Pacific	33	4-8	20	4-8	51		12	3-8
OECD North America	45	3-9	16	3-7	55	3-7	21	3-8
Latin America	23	3-8	15	3-7	35			
Africa	28	3-7	9		29			
OECD Europe	22	4-9			16			
<b>World</b>	<b>404</b>	<b>2-9</b>	<b>84</b>	<b>3-8</b>	<b>204</b>	<b>3-7</b>	<b>118</b>	<b>3-8</b>

Indicative natural gas well-head development and production costs in selected regions (in year-2010 dollars per MBtu)

	Conventional	Shale Gas	CBM
United States	3-7	3-7	3-7
Europe	5-9	5-10	5-9
China	4-8	4-8	3-8
Russia - traditional producing regions of Western Siberia and the Volga-Urals	0-2	-	3-5
Russia - new regions: onshore Eastern Siberia, offshore and Arctic	3-7	-	-

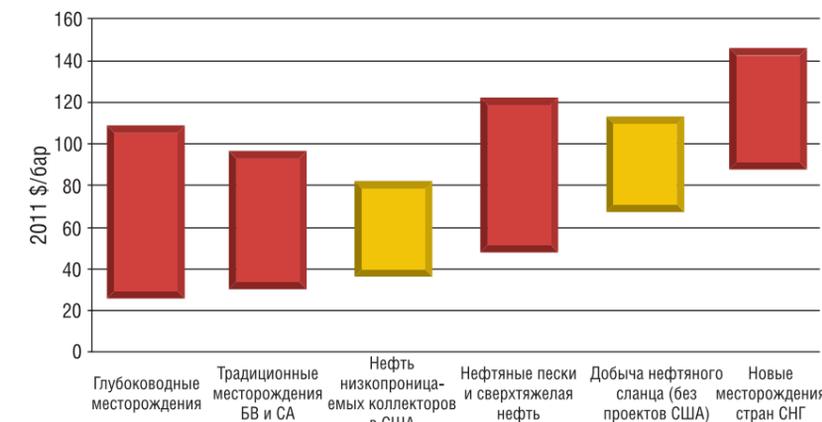
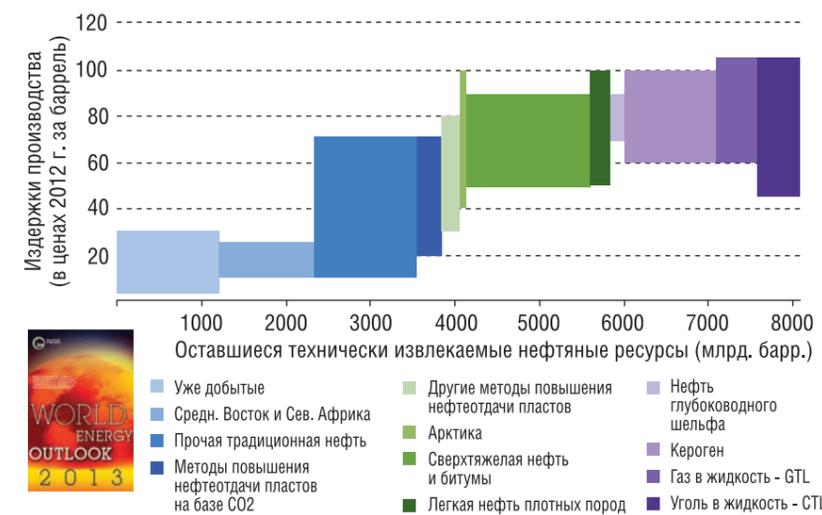


главным двигателем поиска новых технологий для добычи сланцевого газа, известного ещё с 20-х годов XIX века. Высокие цены в первой половине 1970-х годов инициировали проекты по началу разработки нефтеносных песков в Атабаске, а падение цен в 80-е годы на долгое время заморозило эти проекты.

К настоящему времени целый ряд исследовательских центров и специалистов сделал свои оценки издержек разработки тех или иных видов углеводородных ресурсов. Так, по оценкам KPMG, основная часть нетрадиционных ресурсов газа рентабельна для разработки при уровне издержек порядка 4–6 долл./гигаджоуль, то есть 150–230 долл./тыс. куб. м. А большинство новых газовых залежей традиционного типа – при уровне издержек от 20 до 190 долл./тыс. куб. м.

Близкие оценки приводит и МЭА. Специалисты Агентства в последнее время дали абсолютные значения оценок, причём – дважды: в январе 2010 г., которые были представлены в 2011 г. в специальном докладе «Вступаем ли мы в золотой век газа?», и в Прогнозе, представленном в ноябре 2012 г. в работе «Золотые правила золотого века газа».

РИС. 14. Издержки производства (поставок) различных видов жидкого топлива



Source: Goldman Sachs 360 projects to change the World 2012

В Обзоре за 2013 г. (WEO-2013) МЭА приводит новые данные и по оценкам издержек производства различных видов жидкого топлива.

С ними перекликаются и оценки, сделанные в 2012 г. банком Goldman Sachs: для того, чтобы новые нефтяные проекты были рентабельными в сложившихся налоговых условиях, мировые цены на нефть не должны опускаться ниже 80 долл./барр.

При всей спорности и всех различиях подобных оценок, общая тенденция всё же прослеживается достаточно определённо, и подтверждает сделанный нами вывод, что в перспективе ожидается ожесточённая конкурентная борьба как между различными источниками нефти и газа, так и районами их производства. И российские нефтегазовые компании должны быть к ней готовы. И надо чётко осознавать, что России и её нефтегазовой отрасли

угрожает не сама «сланцевая революция», а технологическое отставание, невосприимчивость к продуцированию новых технологий последнего поколения. Отставание, которое может снизить конкурентоспособность российской экономики, а также повысить её уязвимость в условиях нарастающего геополитического соперничества. Поэтому «сланцевая революция» должна стать для нефтегазовой отрасли России, прежде всего стимулом для снижения издержек в производстве и транспорте нефти, газа и других энергоносителей, а в целом – для ускоренного перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития.

Анализ имеющихся прогнозных оценок себестоимости различных углеводородов показывает, что основная конкурентная борьба за потребителя развернётся между теми видами газа, стоимость добычи которых на скважине лежит в диапазоне от 4 до 6 долл./МБТЕ (212–318 долл./тыс. куб.

м в ценах 2010 г.). Естественно, в отдельных странах и районах будет востребован и более дорогой газ, но не он будет «править бал» на мировом рынке. В части жидкого топлива эти параметры соответствуют издержкам производства в интервале от 60 до 80 долл./барр. Причём итоги этой конкурентной борьбы предсказать достаточно трудно. Во-первых, стремительно снижаются издержки производства, связанные с добычей нефти и газа из нетрадиционных источников. Во-вторых, достаточно появиться двум-трём новым прорывным технологиям, и ожидаемая картина может поменяться самым кардинальным образом.

В рассмотренных выше прогнозах коммерчески значимая добыча нефти и газа из таких нетрадиционных источников, как кероген и газогидраты в период до 2035–2040 гг. не предусматривается, ожидается реализация лишь отдельных проектов в этой области.

Так, в части газогидратов масштабная добыча метана ожидается не ранее 2020 г., причём, скорее всего, – в Японии, которая является сегодня крупнейшим в мире импортёром СПГ. Что же касается США, то их руководство рассматривает газогидратные ресурсы как стратегический резерв, который позволит обеспечить энергетическую безопасность страны в более далёком будущем.

По нашим оценкам, гидратный метан может войти в мировой энергетический баланс лишь в том случае, если стоимость его добычи будет составлять (в ценах 2010 г.) не более 11–12 долл./МБТЕ (583–636 долл./тыс. куб. м) в шельфовых районах вблизи таких крупнейших потребителей, как Япония, Индия и Р. Корея. Что же касается удалённых арктических районов (таких, как Аляска, северные районы Канады, Сибири и Дальнего Востока России), то здесь стоимость его добычи не должна превышать 4–5 долл./МБТЕ (212–265 долл./тыс. куб. м).

Таким образом, в ближайшие 15–20 лет газогидраты, по всей видимости, не смогут составить реальную конкуренцию традиционному газу российских дальневосточных проектов на рынках стран АТР, чего нельзя сказать о более позднем периоде.

Соответственно, в новых условиях главной задачей становится не энергообеспечение как таковое, а минимизация совокупных затрат общества на эти цели. Причём в каждый конкретный период времени предстоящего периода в целях энергообеспечения общества будет, по сути, решаться балансовая оптимизационная задача, учитывающая не только всё многообразие факторов спроса и предложения и необходимые для этого финансовые ресурсы, но и последние достижения научно-технологического прогресса.

При этом сама структура мирового энергетического баланса будет зависеть от особенностей структуры будущей экономики, сочетания в ней элементов неиндустриального, индустриального и постиндустриального развития. Именно структура будущей

экономики определит адекватные себе источники энергии.

Решение подобной глобальной задачи возможно, на мой взгляд, только на путях международного энергетического сотрудничества. Одновременно такое сотрудничество позволит дать достойный ответ и многим другим энергетическим вызовам.

В частности, уже в ближайшие десятилетия можно ожидать ожесточённой конкурентной борьбы за место в энергетическом балансе углеводородов, добытых на шельфе арктических морей, произведенных в результате повышения нефте- и газоотдачи разрабатываемых месторождений и освоения нетрадиционных источников нефти и газа.

Каждое из этих трёх направлений имеет значительную ресурсную базу, соответствующие «плюсы» и «минусы», связанные с условиями добычи и доставки продукции на рынки. Поэтому приоритеты в их развитии в первую очередь будут связаны с новейшими техническими и технологическими решениями, позволяющими обеспечить экономически эффективную добычу углеводородов при приемлемых экологических рисках и результатах. И эти же технические и технологические решения дадут возможность найти оптимальное место каждого из этих направлений нефтегазодобычи в мировом энергетическом балансе, определить оптимальное для каждого временного этапа соотношение между ними.

Без учёта всех вышеназванных факторов и тенденций объективную оценку места и роли нетрадиционных углеводородов в перспективном мировом энергетическом балансе дать практически невозможно.

Учитывая все вышеизложенное можно сделать следующие выводы.

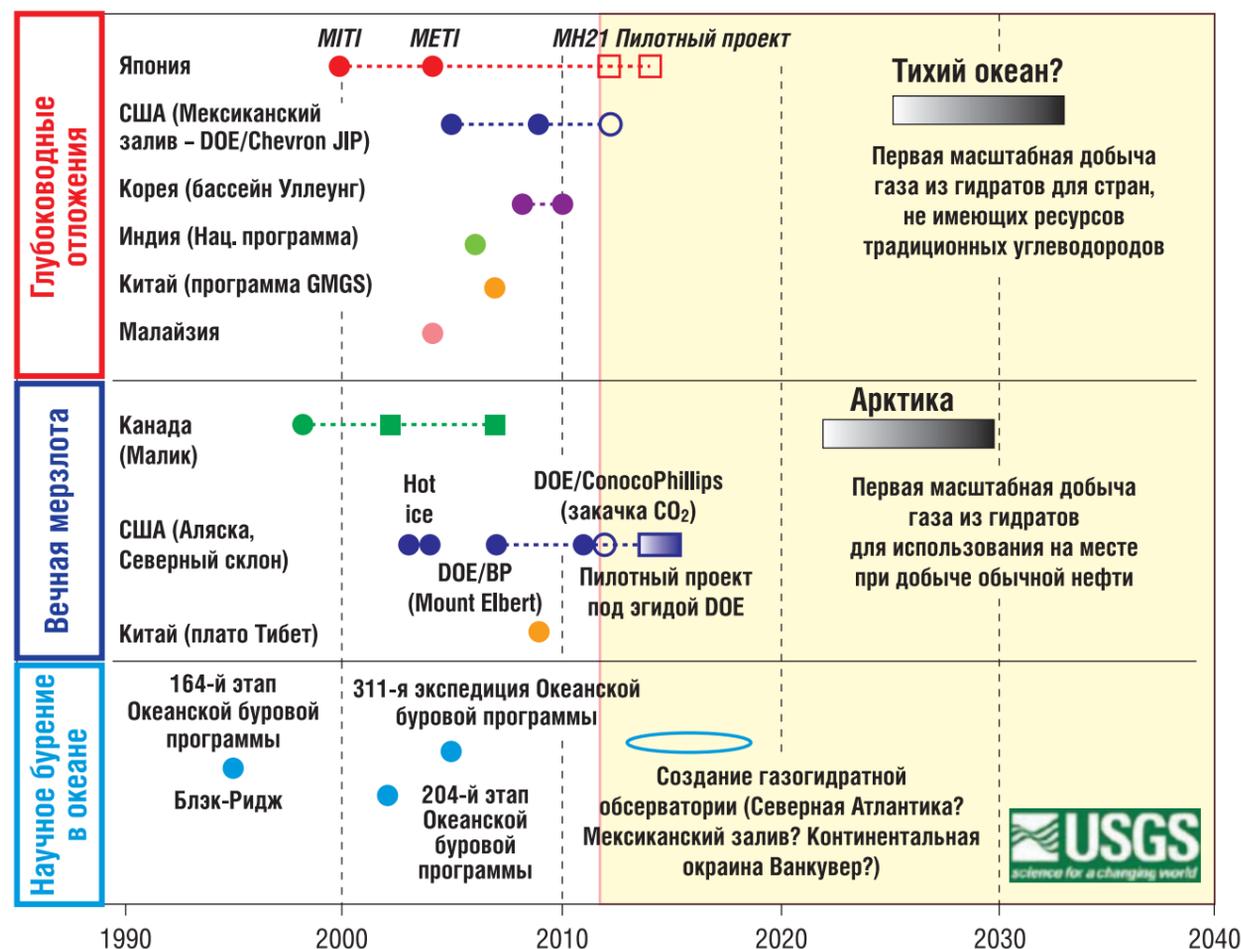
1. Для того чтобы нетрадиционные углеводороды смогли занять достойное их ресурсам место в мировом энергетическом балансе, необходимо решить целый ряд научно-технических, технико-технологических, экономических и экологических проблем. Кроме того, для правильного понимания роли

нетрадиционных углеводородов в формировании перспективного мирового энергетического баланса необходимо также сделать анализ возможностей других, альтернативных источников энергии, – и в части их ресурсной (объёмной) достаточности, и по экономическим (прежде всего, стоимостным) показателям, и в экологическом плане.

2. Определяющим фактором грядущих изменений мирового энергетического баланса и его структуры выступает, на наш взгляд, прежде всего технологический фактор, а именно: степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку нетрадиционных ресурсов нефти и газа, использование возобновляемых источников энергии, рост эффективности использования энергии, формирование инновационной экономики, основанной на малозатратных нано-, био-, информационных, когнитивных и других подобных технологиях. И в этом плане добыча нетрадиционных углеводородов – проблема, прежде всего технологическая, а не ресурсная.

3. В конкурентном глобализирующемся мире в ближайшие годы и десятилетия будет происходить своеобразное соревнование технологий. И от того, какие из них быстрее выйдут на рынок – новые технологии производства новых энергоресурсов (такие, как разработка сланцевой нефти и газогидратов, использование энергии приливов и отливов, температурного градиента океана, термоядерный синтез и др.), технологии, обеспечивающие эффективный транспорт традиционных энергоресурсов на большие расстояния (природного газа в гидратном состоянии, электроэнергии по криогенному кабелю и др.) или технологии, обеспечивающие значительный рост эффективности использования энергии, будет зависеть мировой энергетический ландшафт середины XXI века. И, конечно же, судьба основных экспортёров энергоресурсов, в том числе и России. ●

РИС. 15. Хронология реализации основных газогидратных программ и мероприятий в прошлом и будущем



# ДОБЫЧА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ: опыт и наработки ВР

По мере того, как добыча нефти и газа перемещается во все более отдаленные и геологически сложные регионы, технологические инновации становятся главным условием обеспечения конкурентного преимущества. Какие технологии используют мировые нефтяные лидеры в сфере добычи вязких и тяжелых нефтей? О своем опыте рассказывают специалисты компании ВР

Доля вязких и тяжелых нефтей составляет до 25% от общемировых запасов нефти и, по некоторым оценкам, превышает шесть триллионов баррелей. Значительные ресурсы находятся в Венесуэле, Канаде и США (Аляска). Одна только Россия обладает более чем 100 миллиардами баррелей таких запасов.

В то же время промышленное освоение существенной части этих запасов затруднено по техническим или экономическим причинам из-за отсутствия соответствующих технологий или нерентабельности.

Название «тяжелая» нефть является достаточно свободно определенным, включая в себя нефти с плотностью 22,3 градуса API (Американский нефтяной институт) и ниже [917кг/м<sup>3</sup> или выше], то есть к ней относится широкий спектр нефтей вплоть до тяжелых битумов.

К вязким относятся нефти с вязкостью от 20 до 1000 сантипуаз и добывать их намного труднее, чем легкую нефть. Каждый тип нефти обладает своими уникальными проблемными характеристиками и его добыча требует специальных технологических подходов



Проведение сейсмических исследований на Аляске

Как правило, для освоения месторождений с тяжелой и вязкой нефтью необходимо бурение большого числа скважин и создание более сложной инфраструктуры, что, зачастую, существенно увеличивает расходы на бурение и ставит вопросы о степени воздействия на окружающую среду в таких экологически уязвимых регионах, например, как Арктика.

Для повышения эффективности добычи тяжелых и вязких нефтей ВР применяет комплексный подход, который объединяет опыт компании в проведении сейсмических исследований, буровых работ и технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Метод сейсморазведки с независимыми одновременными источниками возбуждения был успешно протестирован на Аляске для визуализации пластов с вязкими нефтями на глубине до полутора тысяч футов вечной мерзлоты.

Эта технология позволяет быстро, качественно и с низкими затратами получать сейсмические данные, необходимые для эффективного планирования сетки скважин и повышения нефтеотдачи. Повторные сейсмические исследования, также проведенные на Аляске, позволяют специалистам компании оценивать изменения в коллекторах с вязкой нефтью, происходящие с течением времени, что, в свою очередь,

дает возможность оптимизировать планы освоения месторождений, организацию бурения горизонтальных, многоствольных добывающих и нагнетательных скважин.

Благодаря тому, что песчаные коллекторы, в которых залегают вязкая нефть, как правило, неконсолидированы, процесс заводнения может создать эффект матричного проскальзывания.



Месторождения Milne Point на Аляске



Компьютерная томография образца керна в лаборатории по повышению нефтеотдачи

Вода направляется небольшими каналами прорыва между нагнетательными и добывающими скважинами в обход остальной части коллектора. Мы проводим исследования для решения этой проблемы с целью повышения коэффициента охвата заводнения.

Также, в компании развивают передовые технологии добычи вязких нефтей, в том числе методом Designer Voidage, для повышения добычи из пластов со значительными областями плохо связанных между собой пор. При закачке в пласт меньшего объема воды, чем объем добываемой нефти, происходит падение пластового давления и разгазирование содержащейся в пласте нефти. Образующаяся при этом вспененная нефть выталкивается из несвязанных между собой участков пласта ту нефть, которая в противном случае не была бы добыта.

Экспериментальная лаборатория BP Big Cap позволяет специалистам компании определить оптимальный коэффициент

компенсации отбора для конкретных типов вязкой нефти в пластовых условиях. Технология Designer Voidage была применена на месторождении Milne Point на Аляске, обеспечив существенное повышение добычи.

**Тяжелая нефть имеет чрезвычайно высокую вязкость от 5000 до миллиона сантипуаз. Естественно, ее добыча еще более затруднена по сравнению даже с добычей вязкой нефти**

BP входит в число лидеров по добыче тяжелой нефти с использованием технологии CHOPS или холодной добычи тяжелой нефти вместе с песком из горизонтальных скважин. В этом методе рыхлая порода коллектора разрушается, что позволяет песчинкам течь в ствол скважины вместе с нефтью. Образующиеся при этом каналы, пустоты в породе, повышают проницаемость коллектора и позволяют добыть больше нефти.

Другие технологии добычи тяжелой нефти используют нагревание для высвобождения углеводородов в пласте. Несмотря на то, что эти технологии более затратны, они существенно повышают нефтеотдачу. Разработанная BP технология Designer Steam™ обладает потенциалом повышения эффективности применяемой специалистами компании технологии SAGD или стимулируемый паром гравитационный дренаж.

Вместо использования растворителей для разжижения тяжелых нефтей технология Designer Steam™ использует добавки химических реагентов для повышения добычи.

Не существует волшебной палочки в освоении мировых запасов тяжелых нефтей.

Разнообразный арсенал технологий BP по вязким и тяжелым нефтям – от возможностей сейсмической визуализации недр до собственных инновационных технологий добычи – может сыграть важную роль в реализации потенциала мировых запасов вязких и тяжелых нефтей. ●

По материалам компании BP

Сканирование образца керна в лаборатории по повышению нефтеотдачи



# РЕНЕССАНС РОССИЙСКИХ НПЗ

В 2011 г. в России была принята программа по модернизации нефтеперерабатывающих мощностей и вводу новых мощностей вторичной переработки нефти. В июле вертикально-интегрированные нефтяные компании подписали соответствующее соглашение с ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом. В ходе модернизации НПЗ до 2020 г. нефтяные компании реконструируют и построят на своих предприятиях 124 установки вторичных процессов. Реализация программы модернизации нефтеперерабатывающих мощностей предполагает качественный скачок в развитии отрасли. Как происходит модернизация на ведущих отечественных НПЗ и какие результаты уже получены?

## Алексей Петров

Смотр достижений российской нефтедобычи и нефтехимии состоялся на выставке «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия», прошедшей в самарском выставочном центре «ЭКСПО-Волга». Выставку по праву можно считать лакмусовой бумажкой отрасли, отражающей ведущие тенденции на рынке добычи и переработки углеводородного сырья.

В этом году в выставке впервые принял участие Сызранский НПЗ, экспонировавший свой новый продукт – дизель класса Евро-5. К производству такого топлива завод приступил в 2013 году, став первым среди предприятий самарской группы НК «Роснефть», производящих дизель этого стандарта.

В том, что топливо соответствует всем требованиям европейских экологических стандартов и техническому регламенту Таможенного Союза, можно было убедиться прямо на стенде компании. Экспозиция, включающая мини-лабораторию, позволяющую провести экспресс-анализ продукта, привлекла внимание посетителей выставки, среди которых был министр промышленности и технологий Самарской области Сергей Безруков. С помощью небольшого прибора всего за пару минут прямо на стенде специалисты предприятия определили качество основных параметров дизтоплива: цетановое число, плотность, содержание ароматических и полициклических углеводородов.

«Сызранский НПЗ уже сегодня способен выпускать моторное топливо экологического стандарта Евро-5. Технический регламент Таможенного союза требует полностью перейти на производство



топлива класса 4 с 1 января 2015 года, а на выпуск топлива класса 5 – с 1 января 2016 года. И мы эти требования, безусловно, выполним» – рассказал генеральный директор ОАО «Сызранский НПЗ» Константин Стежко.

Выпуск топлива стандарта Евро-5 стал результатом модернизации мощностей, которые реконструировались в течение ряда лет без остановки производства. Модернизация продолжается и сегодня. Программа предусматривает ввод в эксплуатацию восьми технологических комплексов, включающих как сами установки, так и объекты общезаводского хозяйства. Уже запущены в работу четыре объекта: установка производства водорода, установка производства серной кислоты методом «мокрого катализа»-2, каталитическая изомеризация и блок выделения бензолсодержащей фракции на установке каталитического риформинга ЛЧ-35/11-600.

В 2016–2017 гг. на Сызранском НПЗ планируется пустить целый ряд современных комплексов, среди них – комплекс каталитического крекинга FCC, позволяющий значительно

увеличить глубину переработки нефти. За счет этого не только улучшится качество моторных топлив, но и значительно возрастет объем выпускаемой товарной продукции. Пуск FCC и других объектов модернизации позволят Сызранскому НПЗ полностью перейти на выпуск продукции стандарта Евро-5.

«Всего в программе восемь пусковых комплексов. После их ввода, а также реконструкции действующего оборудования, глубина переработки нефти значительно возрастет и достигнет европейского уровня, повысится экологическая и промышленная безопасность. Сегодня строительство и монтаж оборудования идет на всей территории СНПЗ, завод не снижает своей производственной мощи. Только в первом полугодии 2014 г. предприятие переработало 3,7 млн. тонн нефти» – рассказывает заместитель главного технолога Илья Башарин.

Ввод в производство современных технологий и нового оборудования позволит предприятию наряду с европейскими заводами выйти на новый уровень. Осваиваемые сегодня технологии будут актуальны еще не одно десятилетие. ●

# ЭНЕРГИЯ ПЛАСТА

## Увеличение нефтеотдачи и КИН

**Сергей Угловский,**  
Генеральный директор  
ООО «НПО Кинематика»

**Мусрет Намазов,**  
Директор  
ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»

Как коэффициент извлечения нефти (КИН) связан с общей энергией пласта и какие существуют варианты для увеличения КИН, а также значительного продления срока рентабельной добычи? Авторы предлагают рассмотреть КИН как величину, коррелирующую с общей энергией пласта, либо как функцию общей энергии пласта.

Рассмотрим пласт в целом как единую систему. Представим общую энергию пласта как сумму слагаемых:

$$W = W_{\text{тепл}} + W_{\text{упр}},$$

где  $W_{\text{тепл}}$  – тепловая энергия пласта,  $W_{\text{упр}}$  – упругая энергия пласта.

В процессе добычи и извлечения нефти пласт теряет энергию: общая энергия пласта уменьшается. Оценим, что происходит при добыче.

Рассмотрим для примера пласт, расположенный на глубине 1200 м, объемом 10 млн т с добычей 1,3 тыс. т / сутки (15 кг/с). Средняя температура пласта 40°C, среднегодовая температура воздуха 4,4°C (г. Альметьевск), теплоемкость воды 4,2 кДж/кг·К. Для поддержания пластового давления производится закачка воды в пласт со среднегодовой температурой 15°C, таким образом, происходит непрерывная потеря тепловой энергии в количестве:

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T = 15 \text{ кг/с} \cdot 4,2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} \cdot (40 - 15) \text{ К} = 1,575 \text{ МДж/с} \text{ (37,8 МВт} \cdot \text{ч за сутки)}$$

За счет взаимодействия пласта с окружающими его подземными породами эта энергия восполняется лишь частично.

Кроме тепловой, происходит также потеря упругой энергии пласта  $W_{\text{упр}}$  за счет уменьшения количества вещества в пласте и, как следствие, снижения пластового давления. Закачка воды в пласт направлена на компенсацию потери этой части энергии пласта.

Фундаментальное влияние на пластовую энергию оказывают две величины: гравитация и температура. Основными

источниками пластовой энергии являются: сила тяжести, напор краевой и подошвенной вод, давление газа газовой шапки и растворенного газа в нефти после его выделения из раствора, упругость пласта и насыщающих его флюидов (нефти, воды, газа). Повышение температуры пласта сопровождается повышением пластового давления. Температура является важнейшим параметром, определяющим состояние флюида (газ, жидкость) в пласте. Повышение температуры пласта вызывает снижение вязкости нефти и повышение вязкости газа. С изменением температуры изменяется соотношение газообразной и жидкой фаз. Фактически, пласт представляет собой замкнутый объем, содержащий жидкость и газ при давлении порядка 10 МПа. Таким образом, при увеличении массы газа в пласте на 2–3% прирост пластового давления может составлять порядка 200 кПа. Увеличение температуры углеводородов на 2–3°C приводит к росту давления насыщенного пара на 0,1 атм. В свою очередь, после снижения пластового давления газовой залежи на 200 кг/см<sup>2</sup> можно ожидать понижения пластовой температуры на 2–3°C за счет адиабатического охлаждения всей залежи [2]. Разработка

РИС. 1. Падение энергии пласта с течением времени

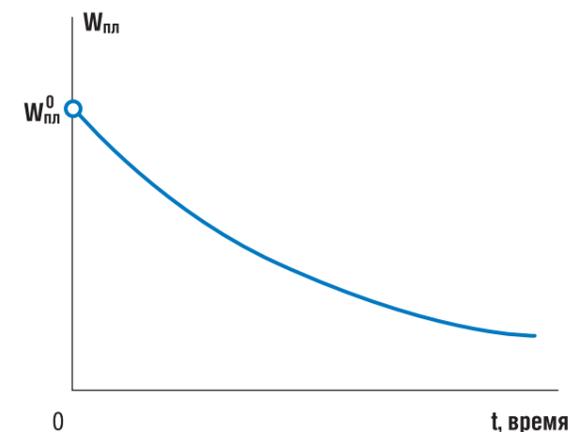


РИС. 2. График изменения во времени дебита нефти (1) и воды (2), получаемых из элемента однорядной системы разработки [1]

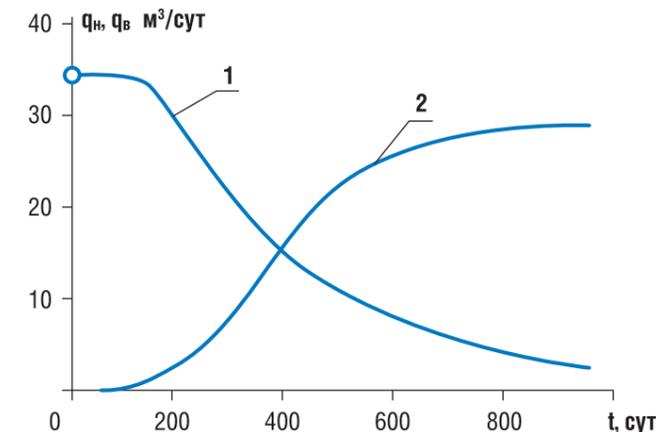
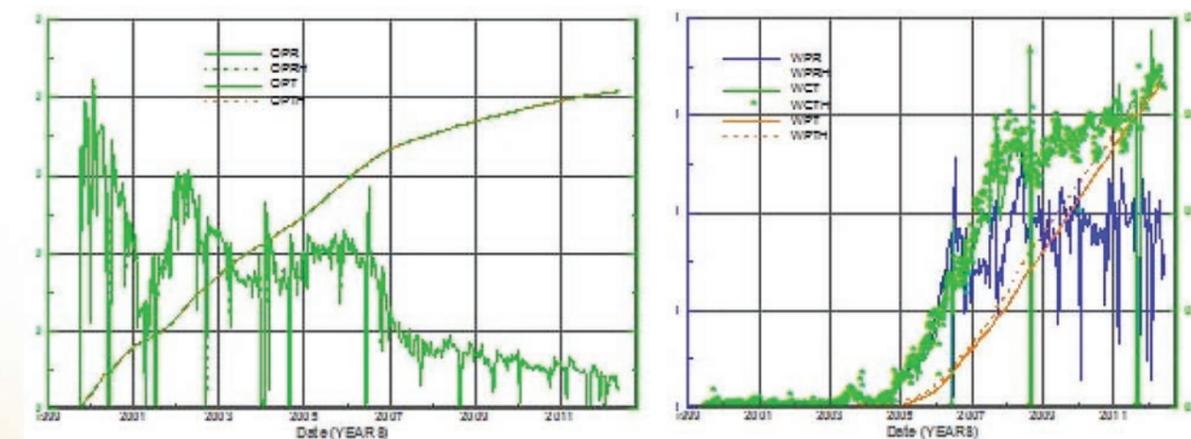


РИС. 3. Данные дебитов нефти, накопленной добычи, дебитов воды, обводненности и накопленной добычи воды по одной из скважин месторождения South Arne в Северном море за период 1999 – 2013 гг.



Источник: www.ens.dk

нефтяного месторождения проходит несколько стадий: начальную, когда его разбуривают и обустривают; среднюю или основную, соответствующую выходу разработки месторождения на запроектированные показатели;

стадию резко падающей добычи нефти, когда при постоянной или несколько растущей добыче жидкости быстро уменьшается добыча нефти и при заводнении растет обводненность продукции скважин; завершающую стадию, в течение которой наблюдаются сравнительно медленное, но стабильное падение добычи нефти и такой же рост обводненности продукции. Примером может служить Ромашкинское месторождение: в период 1962–1972 гг. среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, в последующие годы (1973–1979 гг.) наблюдалось ее снижение. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2–11,2 тыс. т. (по группам) до 1,1–6,6 тыс. т. в год на одну скважину, несмотря на применение закачки воды для интенсификации нефтеотдачи и уплотнение сетки скважин.

В общем виде падение энергии пласта с течением времени разработки изображено на рис. 1.

С течением времени уровень добычи месторождения падает, что видно из рис. 2.

Видим, что рис. 1 и рис. 2 полностью коррелируют.

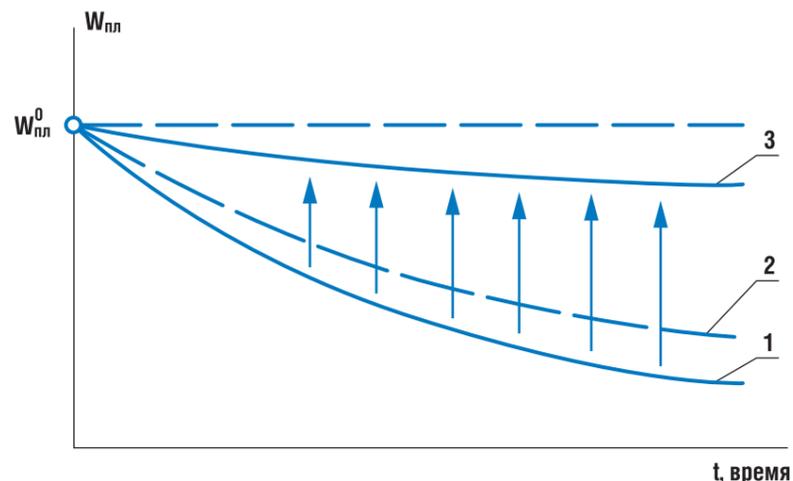
Также приведем данные по месторождению South Arne в Северном море за период 1999–2013 гг. На графике слева приведены дебиты нефти и накопленная добыча, на графике справа – дебит воды, обводненность и накопленная добыча воды по одной из скважин.

Видно, что через некоторое время после начала активной закачки воды дебит нефти резко упал и продолжает снижаться, при постоянной закачке воды в пласт.

Общеизвестны случаи восстановления нефтеносности



РИС. 4. Поддержание энергии пласта с течением времени



1 – добыча без поддержания пластовой энергии; 2 – добыча с закачкой воды в пласт; 3 – добыча с поддержанием пластовой энергии

некоторых законсервированных скважин после продолжительного периода отсутствия добычи. Это может быть связано, в первую очередь, с восстановлением энергии (и, следовательно, температуры) пласта естественным способом. Поскольку приток тепла естественным способом происходит весьма медленно (величина теплового потока составляет в среднем 45 мВт/м<sup>2</sup>), можно предположить, что при искусственном интенсивном нагнетании тепла восстановление скважин может происходить значительно быстрее.

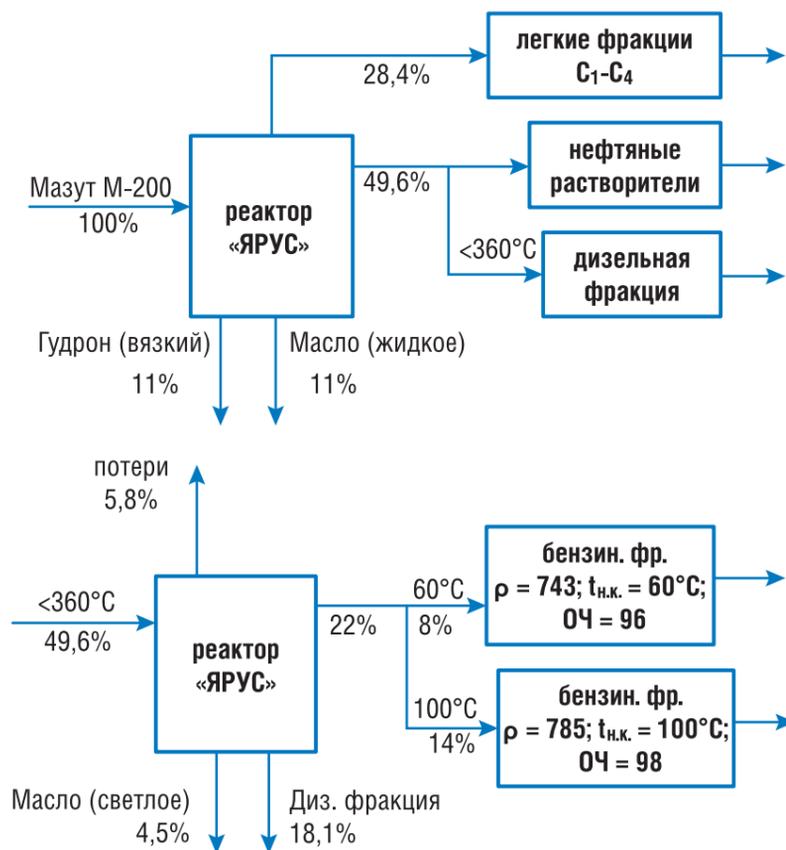
Рассмотрим варианты решения задачи поддержания энергии пласта на уровне, максимально приближающемся к первоначальному (рис. 4).

В качестве первого варианта можно предложить закачку воды с температурой, соответствующей внутрипластовой для данного месторождения. В этом случае тепловая энергия пласта полностью сохраняется. Учитывая высокую теплоемкость воды и громадные затраты на нагрев воды до значений 60 °С и выше, можно предложить использовать попутный нефтяной газ (ПНГ) и неиспользуемые остатки в качестве источника нагрева.

С повышением температуры вязкости нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти, если она в обычных пластовых условиях значительно превышала вязкость воды, снижается более существенно.

Соотношение подвижностей нефти и воды изменяется в лучшую сторону. Этот экспериментально установленный факт – главная причина использования закачки в пласт воды с повышенной температурой или водяного пара

РИС. 5. Схема однократной и двукратной переработки мазута М-200 с использованием реактора «ЯРУС»



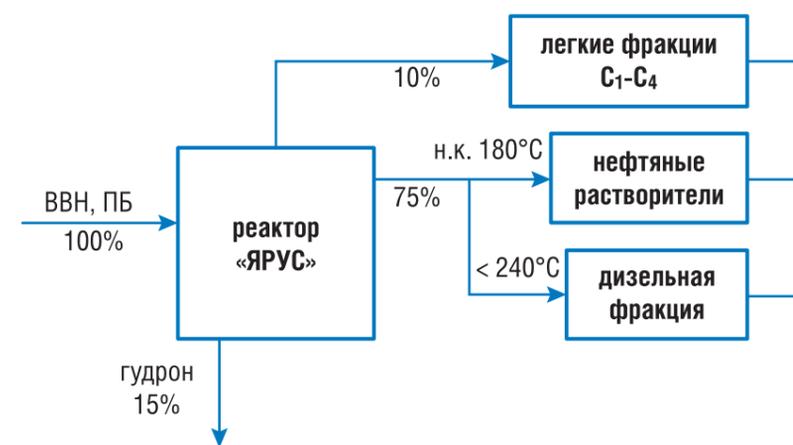
для роста нефтеотдачи пластов, содержащих нефть увеличенной вязкости. Кроме того, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин, дополнительно способствуя увеличению извлечения нефти из недр [1].

Достоинство этого способа в том, что его использование не требует перестройки и изменений в инфраструктуре нефтепромысловых предприятий и может быть начато в кратчайшие сроки. Также, достоинством является утилизация теплоты сгорания ПНГ и неиспользуемых остатков.

В качестве второго варианта предлагается закачка в пласт дистиллятов.

Разновидностью второго варианта может быть нагрев дистиллята при его закачке в пласт. Несмотря на дополнительные затраты на нагрев, положительный

РИС. 6. Схема переработки ВВН и ПБ с использованием реактора «ЯРУС»



эффект может оказаться более значительным за счет более активного взаимодействия закачиваемого дистиллята с нефтью внутри пласта, общего снижения вязкости, увеличения доли легких углеводородов внутри пласта, создания газовой шапки, повышения внутрипластового давления, дополнительного тепловыделения за счет реакции растворения.

В качестве третьего варианта предлагается закачка в пласт продуктов переработки сырой нефти на оборудовании «ЯРУС».

«ЯРУС» может применяться для переработки высоковязкой нефти и природных битумов (ВВН и ПБ) с получением полусинтетических и синтетических нефтей непосредственно на месте добычи; компаундирование исходного сырья с фракцией н.к. 110°C до 10% масс. позволяет снизить вязкость и приготовить нефтепродукт, пригодный для транспортировки в трубопроводе.

Переработка ВВН и ПБ с использованием «ЯРУС» осуществляется в одну стадию без предварительной подготовки сырья. Для увеличения выхода бензиновой фракции и практически полного удаления серы возможно проведение двукратной переработки.

Предварительные испытания переработки образцов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения и мазута М-200 показали успешность работы «ЯРУС» с такими продуктами.

«ЯРУС» отличается низкой удельной стоимостью и высокой окупаемостью (менее 30 дней).

Капиталоемкость оценивается на уровне 3–5 млн руб. за установку объемом переработки 10 тыс. т в год при промышленном способе производства.

Один из вариантов применения «ЯРУС»: на месте добычи для закачки дистиллята непосредственно в пласт в качестве растворителя тяжелой нефти для повышения коэффициента нефтеотдачи.

«ЯРУС» представляет собой компактную установку, позволяющую перерабатывать газовый конденсат, сырую нефть, мазут, высоковязкую и битумную нефть в одну стадию без системы оборотного водоснабжения, а также производить моторные топлива непосредственно на месте добычи.

Одной из особенностей «ЯРУС» является комбинация способов воздействия (гидродинамическое, термическое, волновое и др.) в одном технологическом

пространстве. В результате переработки происходит значительное увеличение доли легких фракций.

Большая доля выхода легких фракций позволяет осуществлять рекуперацию газовой фазы, используя различные варианты: закачкой газа через систему законтурных или внутриконтурных нагнетательных скважин, возвратом попутных газов после их отделения от нефти и компримирования, либо в качестве источника подогрева дистиллята, закачиваемого в пласт, либо для обеспечения собственного нагрева установки «ЯРУС».

При разработке месторождения при добыче нефти пласт теряет тепловую и упругую энергию, в том числе, в виде:

- удельной энергии охлаждения (нагрева) нефти: 64 кДж/кг;
- удельной энергии охлаждения (нагрева) воды: 149,5 кДж/кг;
- удельной энергии парообразования (конденсации) легких фракций: 360–484,5 кДж/кг;
- работы изотермического сжатия (расширения) легких фракций: 206–748 кДж/кг.

Итого, считая для простоты, что добываемое сырье содержит нефти и воды 50 / 50 % масс., получим, что пласт теряет 390–723 кДж/кг энергии.

Расчеты показывают, что сжигание попутного газа в количестве около 3,5% масс. от исходного количества нефти (теплота сжигания 45–55,5 МДж/кг) компенсирует данные потери энергии в двукратном размере, либо полностью – с учетом



	Удельная энергия паробразования (конденсации)	Удельная теплота сгорания низшая / (высшая)	Удельная работа изотермического сжатия (расширения)	Минимальная действительная работа сжижения	Теплоемкость
	кДж / кг	МДж / кг	кДж / кг	кДж / кг	кДж / кг • К
Метан	484,5	49,8 / 55,5	748	2700–4320	2,2
Пропан	424	46,4 / 50,3	272	288	–
Бутан	395	– / 49,5	206	–	–
Пентан	360	–	–	–	2,45
Попутный нефтяной газ	–	– / 45	–	–	–
Нефть	–	–	–	–	1,5–1,8
Вода	2300	–	–	–	4,2
среднегодовая температура воздуха г. Альметьевск 4,4°C					
средняя температура пласта 40°C (313К);					
пластовое давление 100–200 атм					

КПД использования тепловой энергии сжигания 50%.

Справочные данные, использованные при расчете, приведены в Таблице.

Передача тепловой энергии, полученной при сжигании попутного газа, в пласт может осуществляться за счет подогрева потоков веществ, закачиваемых в пласт (воды, нефтяного дистиллята, газов), конденсацией в скважине газов, возвращаемых в пласт.

При закачке в пласт нефтяного дистиллята и более простых химических веществ, полученных в результате переработки сырой нефти, энергия пласта также может увеличиваться за счет роста химической энергии потенциального взаимодействия. Эта энергия не учитывается, но может иметь весьма значительную величину.

Особенности конструкции «ЯРУС», а также большая доля выхода легких фракций, позволяют использовать попутные газы для полностью автономного энергообеспечения процесса переработки.

Достоинство третьего варианта в том, что он не требует больших затрат тепловой энергии и большого парка оборудования (установок подготовки нефти, подогрева воды, резервуаров), поэтому может с успехом применяться в том числе малыми нефтяными компаниями, либо на малых месторождениях.

В любом случае, целью является поддержание общей энергии пласта, говоря точнее, – снижение неизбежного падения общей энергии пласта в процессе добычи. Независимо от способа компенсации – с помощью

закачки подогретой воды, закачки дистиллята или с использованием оборудования «ЯРУС», – снижение падения энергии пласта должно увеличить срок рентабельной добычи месторождения, а также увеличить КИН (Рис. 7).

Поддержание энергии пласта видится перспективным решением задачи увеличения КИН и значительного продления срока рентабельной добычи скважин, месторождений с сильной обводненностью, проблемных месторождений. ●

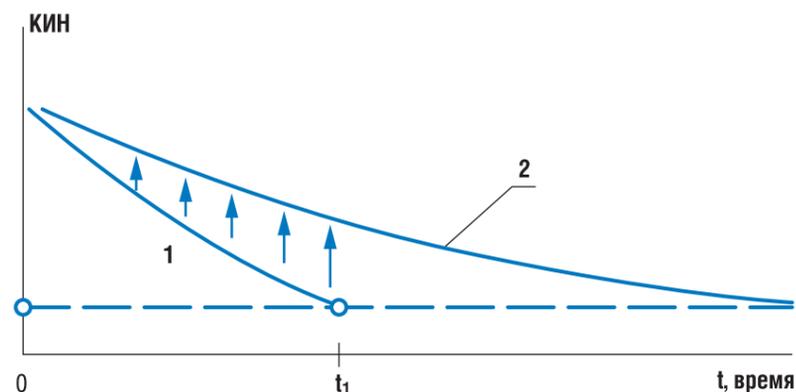
**Литература**

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
2. Чекалюк, Б. Э. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.

ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»  
420095 г. Казань,  
ул. Восстания 100  
НТЦ ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»  
Тел./ф.: +7 (843) 212 5307, 212 5305  
www.eemkzn.ru  
E-mail:ekoenergomash@mail.ru  
Директор Намазов М.О.

ООО «НПО Кинематика»  
420061, Казань,  
ул. Н.Ершова, д.29 А  
Тел.: +7 (495) 681-7700  
info@npo-kinematika.com;  
pro-kinematika.com  
Генеральный директор  
С.Е. Угловский

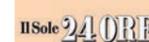
РИС. 7. Увеличение срока рентабельной добычи месторождения



1 – добыча без поддержания пластовой энергии; 2 – добыча с поддержанием пластовой энергии; t<sub>1</sub> – срок рентабельной добычи по варианту 1



**ОПАСНЫЕ ОТНОШЕНИЯ МЕЖДУ РОССИЕЙ И НЕФТЬЮ**



Леонардо Мауджери

В последние 40 лет состояние нефтяного рынка оказывало влияние на российскую политику. В 70-е годы резкий подъем цен на нефть и газ привел к росту благосостояния населения на последнем этапе существования режима Брежнева. Обвал цен в 1986 г. способствовал подрыву стабильности Горбачева и обусловил провал его личной политической карьеры.

Низкие цены в 90-е гг. удерживали власть Б. Ельцина в положении перманентной нестабильности, вынуждая его правительство предпринимать отчаянные шаги (как, например, дикая приватизация государственной собственности) вплоть до коллапса 1998 г., когда Россия была на грани дефолта. Затем цены на нефть вновь стали расти, когда уже был назначен новый, никому не известный премьер-министр. В начале того десятилетия цены на нефть взлетели до максимума, обеспечив новому лидеру годы миллиардных доходов, благодаря которым Путин смог создать внутренний консенсус, вернуть утраченную стабильность и утвердить новую роль России. В настоящее время украинский кризис, санкции, падение цен на сырую нефть открывают тревожные сценарии для Путина, России и мирового порядка.

Российская экономика осталась слишком зависимой от нефти и газа обеспечивших в 2013 г. более 50% поступлений в российскую казну. При этом производство товаров широкого потребления не развивается должным образом.

В последние месяцы уже стали сокращаться расходы на здравоохранение, образование, субсидии беднейшим группам населения. Кроме того, быстрое падение рубля резко снижает покупательную способность большей части населения, угрожая в короткие сроки повысить инфляцию.

Это может подтолкнуть Путина к занятию еще более агрессивной позиции как на родине, так и за рубежом, в попытке успокоить соотечественников и возложить ответственность за все беды России на внешних врагов.



**В НОВОЙ ГАЗОВОЙ СДЕЛКЕ С КИТАЕМ У РОССИИ СЛАБЫЕ ПОЗИЦИИ**



Ник Каннингем

Первый договор России и Китая был подписан в мае 2014 г. Прорыв в переговорах случился из-за противостояния Европы и России по поводу Украины. Следствием стало то, что в вопросе о цене Китай взял верх над Россией.

Уникальность второго договора объясняется тем, что Китай получит доступ к тем же месторождениям, из которых снабжаются европейские клиенты «Газпрома». Благодаря этому российский монополист получит возможность перебрасывать экспорт природного газа из Европы в Китай.

Второй договор, вероятно, будет иметь еще более сильный перекося в пользу Китая, так как за несколько месяцев рычагов влияния у России сильно поубавилось.

Если договоры все же будут реализованы, они окажут

значительное воздействие на мировой рынок природного газа, негативными будут последствия для стран-экспортеров СПГ, таких как Америка и Австралия.

**НАСКОЛЬКО РОССИЯ БЛИЗКА К ФИНАНСОВОМУ КРИЗИСУ?**



Ян Мальен, Йорг Хакхаузен

Пока что популярность Путина остается на высоком уровне, однако ему уже сейчас приходится выслушивать первые критические мнения. Так, недавно бульварная газета «Московский комсомолец» поместила на свою титульную страницу заголовок «Почему Вы молчите?». Население также обеспокоено инфляцией и девальвацией рубля.

Непостоянные интервенции могут стоить российской экономике очень дорого. Аналитик Commerzbank Саймон Кихано-Эванс утверждает, что ощутимый эффект может быть достигнут минимум с помощью 5–10 млрд долларов. На сегодняшний день валютные запасы России превышают 400 млрд долларов, однако, даже несмотря на это, они «могут растаять достаточно быстро». С начала года они уже сократились на 20%.



Также полным ходом идет отток капитала из России. При этом российская экономика очень сильно зависит от иностранного капитала. Суммарная задолженность российских компаний перед иностранными банками увеличилась за последние восемь лет в три раза и составляет около 330 млрд долларов. ●

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ в 2014 году

До окончания 2014 года остались считанные деньки и это дает возможность предположить, что все ключевые события года уже свершились, твердо зафиксировав за собой важные даты отраслевого календаря. Neftegaz.RU берет на себя роль скрижальщика истории и предлагает вспомнить самые яркие моменты. Итак, чем же запомнится уходящий год?



Строительство 2-й нитки МГП Северный поток на территории Сайменского канала официально завершено. 23 января 2014 г. встречи уполномоченных РФ и Финляндии по Сайменскому каналу

## ПОСТРОЕНА ВТОРАЯ НИТКА СЕВЕРНОГО ПОТОКА

стороны утвердили протокол о продолжительности навигации на канале и подходе фарватере, а также протокол о завершении работ по строительству 2-й нитки Северный поток. Сайменский канал длиной 43 км связывает систему озер Сайма в районе г. Лаппенранта с Финским заливом Балтийского моря у г. Выборг Ленинградской области. Он был построен еще в середине XIX в. и через сто лет реконструирован.

Строительство уникального по сложности подводного перехода выполнил санкт-петербургский Метрострой по контракту с Газпром инвест Запад. МГП состоит из 2-х ниток, его протяженность равняется 1224 км, а общая производительность – 55 млрд м<sup>3</sup>/год газа.

## ПРИРОСЛИ ЧЕРНОМОРСКИМ ШЕЛЬФОМ



18 марта Президент РФ В.Путин, глава правительства Крыма С.Аксенов, спикер крымского парламента В.Константинов и глава Севастополя А.Чалый подписали договор о включении Крыма и Севастополя в состав России. Т.о. Россия получила богатейший континентальный шельф с нештучными запасами углеводородов. Разведанные запасы газа в Черном и Азовском морях у побережья Крыма составляют почти 2 трлн м<sup>3</sup>, а нефти – более 430 млн т.

17 марта 2014 г парламент Крыма объявил имущество Черноморнефтегаза, Укртрансгаза и Феодосийского предприятия по обеспечению нефтепродуктами расположенное в Крыму, собственностью региона.

На территории Крыма распространены 2 крупные нефтегазоносные области: Причерноморско-Крымская (23 месторождения) и Индоло-Кубанская нефтегазоносная. Черноморнефтегаз добывает 1,65 млрд м<sup>3</sup>/год газа. Свой интерес уже продемонстрировал Газпром. А кроме Роснефти и Газпрома, вероятно, никто и не будет допущен к Черноморнефтегазу.

Сегодня компания разрабатывает 3 месторождения в Азовском море и 4 в Черном море, а также 1 нефтяное месторождение. Общий объем запасов 66 млрд м<sup>3</sup> газа и 22 млн т нефти. Перспективные залежи 73 млрд м<sup>3</sup> газа и 51 млн т нефти.

На Омском заводе смазочных материалов Газпром нефти введена в эксплуатацию 2-я очередь комплекса по смешению, затариванию и фасовке моторных масел. Новое производство является самым крупным в РФ по суммарной мощности блендинга и фасовки. Комплекс рассчитан на производство 110 тыс т моторных масел и фасовку 180 тыс т готовой продукции. Блендинг оснащён 5-ю аппаратами смешения, системой трубопроводов, обеспечивающей раздельное приготовление масел, аппаратом высокоточной дозировки присадок, специальными устройствами для подготовки компонентов смешения. Станция фасовки обеспечивает затаривание более 350 наименований продукции и одновременное хранение 10 тыс т упакованных масел. Новый комплекс в Омске создавался в 2 этапа. Инвестиции в создание комплекса составили порядка 3,4 млрд. руб.

## КРУПНЕЙШЕЕ В РОССИИ ПРОИЗВОДСТВО СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

На Омском заводе смазочных материалов Газпром нефти введена в эксплуатацию 2-я очередь комплекса по смешению, затариванию и фасовке моторных масел. Новое производство является самым крупным в РФ по суммарной мощности блендинга и фасовки. Комплекс рассчитан на производство 110 тыс т моторных масел и фасовку 180 тыс т готовой продукции. Блендинг оснащён 5-ю аппаратами смешения, системой трубопроводов, обеспечивающей раздельное приготовление масел, аппаратом высокоточной дозировки присадок, специальными устройствами для подготовки компонентов смешения. Станция фасовки обеспечивает затаривание более 350 наименований продукции и одновременное хранение 10 тыс т упакованных масел. Новый комплекс в Омске создавался в 2 этапа. Инвестиции в создание комплекса составили порядка 3,4 млрд. руб.



## ПОЛИПРОПИЛЕНОВОЕ СП

Газпром нефть, СИБУР и ГК Титан создали СП на базе Омского завода Полиом. В рамках сделки Сибгазполимер (СП СИБУРа и Газпром нефти) приобрело у ГК Титан 50% в уставном капитале Полиом.

Газпром нефть будет поставлять на Полиом сырьё – пропан-пропиленовую фракцию с Омского нефтеперерабатывающего завода, а СИБУР обеспечит продажу продукции предприятия с использованием своей сети дистрибуции. Завод Полиом является составной частью кластерного Парка, продукция, выпускаемая ОМЗП, а это порядка 600-700 т/сут полипропилена, направляется потребителям Казахстана, Узбекистана, Украины, Литвы,

Финляндии, Сербии, Болгарии, Вьетнама, Китая, Турции и, конечно же, – в регионы России. Предприятие вышло на проектную мощность – 22,5 т/час полипропилена (ПП) – в начале прошлого года. Завод Полиом мощностью 210 тысяч тонн полипропилена в год способен выпускать около 98 различных марок полипропилена (гомо-, стат-, блоксополимеры). Полипропилен и его сополимеры используются для изготовления труб, фитингов, деталей автомашин, бытовой техники, различной упаковки: бумажный картон для коробок с успехом заменяется сотовым полипропиленом.

Сахалин получил крупнейшую в мире ледостойкую буровую морскую платформу Беркут, которая обеспечит работу одновременно 45 скважин. Бурение почти пол сотни скважин, работу которых обеспечит МЛСП Беркут, можно вести круглогодично в радиусе до 7 км от платформы. На Беркуте установлен самый мощный в мире верхний привод бурового механизма, что позволяет бурить скважины с сильным отклонением от вертикали. Сама платформа, способна выдержать стихийные и техногенные бедствия, сохранить устойчивость при 9-балльной землетрясения, выдерживает температуры до -44°C, волны высотой



## МЛСП «БЕРКУТ» ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

до 18 м и ледовый покров до 2 м. Специально для Беркута российскими инженерами разработана новая технология защиты оснований от давления льда, с использованием бетонного пояса. Бетонное основание, размером 135 м на 100 м и высотой 54,7 м, весит 130 тыс т и включает 4 колонны высотой по 41 м каждая. Общий вес платформы составляет 200 тыс т. По мнению экспертов, ее стоимость оценивается в 1 млрд долл США.



## ДАН СТАРТ СТРОИТЕЛЬСТВУ МГП «СИЛА СИБИРИ»

Владимир Путин и Чжан Гаоли открыли строительство газопровода Сила Сибири, маршрут которого пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Россия 10 лет добивалась возможности поставлять газ в Азию. Санкции ускорили этот процесс.

Церемония соединения 1-го звена МГП, предназначенного для обеспечения поставок газа на внутренний рынок и на экспорт в Китай, состоялась 1 сентября 2014 г. Сварка первого стыка

## БИТУМЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Газпром нефть и Total построили 1-ю в РФ установку для выпуска полимерно-модифицированных битумов нового поколения. Московский НПЗ (входит в Газпром нефть) приступил к опытно-промышленной эксплуатации 1-й в РФ установки по производству полимерно-модифицированных битумов (ПМБ) нового поколения под брендом G-Way Styrelf. Установка рассчитана на выпуск 60 тыс т полимерно-модифицированных битумов и 7 тыс т битумных эмульсий / год. Производство осуществляется в соответствии



с технологией Styrelf, разработанной Total и дополнительно адаптированной к российским климатическим условиям. В результате дорожные покрытия, построенные с применением битумов G-Way Styrelf, намного более устойчивы к образованию трещин и колеи даже при повышенных транспортных нагрузках в широком диапазоне температур. Срок эксплуатации таких дорог увеличивается более чем в 2 раза.



магистрального газопровода «Сила Сибири» в Якутске и работы по подготовке площадки для сварки обошлись примерно в 94 млн руб. Стоимость строительства МГП Сила Сибири составит примерно 770 млрд рублей.

МГП станет общей газотранспортной системой (ГТС) для иркутского и якутского центров газодобычи. Маршрут пройдет вдоль трассы

действующего МНП ВСТО, что поможет оптимизировать затраты на инфраструктуру и энергоснабжение. Проект реализует Газпром трансгаз Томск. Протяженность – около 4000 км (Якутия–Хабаровск–Владивосток – около 3200 км, Иркутская область–Якутия – порядка 800 км); диаметр – 1420 мм; рабочее давление – 9,8 МПа (100 атм.); производительность – 61 млрд куб. м газа в год. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия–Хабаровск–Владивосток». Ввод в строй участка запланирован на конец 2018 г.

# РЕШЕНИЯ, СБЕРЕГАЮЩИЕ ВРЕМЯ И РЕСУРСЫ проекты Bentley для ТЭК

Сегодня рынок программного обеспечения переживает период активного роста и является наиболее быстрорастущим сегментом рынка информационных технологий в России. Объемы продаж неуклонно растут, ежегодно увеличиваясь примерно на четверть, а в некоторых сегментах рынка – вдвое. По мере того, как в мировой экономике нарастает влияние негативных факторов, все больше компаний проявляет интерес к новым информационным технологиям, позволяющим повысить конкурентоспособность организации, сократить затраты, повысить надежность производственных активов. Растет интерес и к новым бизнес-моделям использования ПО, в частности, к облачным технологиям. Об особенностях российского и мирового рынка программного обеспечения, новых продуктах и инновационных проектах в области инфраструктуры рассказал вице-президент компании Bentley Ж.-Б. Монье



**Жан-Батист Монье,**  
вице-президент,  
Bentley Systems, Inc.

**– Какие сегодня существуют тенденции на рынке программного обеспечения, в частности, в нефтегазовом сегменте?**

– Если выделить некую квинтэссенцию происходящих процессов, то следует отметить, что существует широкий сектор рынка точечных решений для проектирования, строительства и эксплуатации инфраструктурных решений. Bentley является активным игроком этого рынка и наращивает долю своего присутствия.

Время от времени пользователям приходится сталкиваться с необходимостью миграции от одного решения к другому. Это происходит по причине устаревания, либо меняющихся потребностей и бизнес-процессов организации, что и заставляет переходить к новым решениям.

Но самые главные изменения происходят на уровне выше. Речь идет о компаниях, которые являются генеральными подрядчиками и управляют инфраструктурными проектами. В современных условиях глобализации офисы такой компании могут находиться не просто на удалении друг от друга, но и быть расположенными в разных часовых поясах. В рамках таких проектов информация накапливается на всех этапах жизненного цикла объекта – от проектирования до строительства

и вплоть до последующей эксплуатации. Именно здесь наблюдается наиболее динамичное развитие и изменение подходов и, соответственно, изменение инструментов в рамках концепции информационной мобильности, т. е. эффективного обмена информацией, как между пользователями, различными устройствами и приложениями, так и между различными этапами проекта.

**– Сегодня крупные проекты в добычи нефти и газа идут на шельфе. Есть ли какие-то особенности, которые приходится учитывать при работе с шельфовыми проектами?**

– Бизнес, связанный с разведкой и добычей развивается очень динамично. Компания Bentley, в продуктовой линейке которой более 300 продуктов для поддержки различных задач, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией инфраструктурных объектов, в том числе объектов промышленного назначения, уделяет большое внимание сфере проектирования и строительства морских сооружений, о чем свидетельствует целый ряд проектов, реализованных с применением технологий Bentley в 2014м году и представленных на международном конкурсе инновационных проектов Be Inspired 2014.

## ПРОЕКТЫ

### ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ СООРУЖЕНИЙ

#### Транспортировка и установка сооружений для проекта SHWE – Бенгальский залив (Мьянма)

SHWE – крупный проект разработки газового месторождения в Бенгальском заливе, Мьянма, потребовавший транспортировать и установить 22 000 тонн несущих конструкций, а также 30 000 тонн верхних сооружений с основанием палубы. Hyundai Heavy Industries поручила строительство, поставку, установку и ввод в эксплуатацию компании Dockwise. Dockwise выполнила разработку и производство несущих конструкций, их транспортировку и установку, а также транспортировку верхних строений и сборку методом надвига.



#### Самоустанавливаемая платформа Centrica F3-FA – голландский сектор Северного моря

Компания Orca Offshore провела анализ транспортировки и установки самоустанавливаемой платформы Centrica. Основание платформы F3-FA состоит из вакуумных свай, располагающихся на временной барже для транспортирования. Платформу можно перемещать, что позволяет экономить вложения сразу по трем-четырем направлениям. Объем работ компании Orca включал в себя анализ качки и устойчивости, многостатичный динамический анализ, структурный спектральный анализ, а также испытания на масштабной модели.

Критически важно было заранее узнать гидродинамическую нагрузку для всего проекта, в связи с размером свай и близости к зоне волн. От нагрузки зависит, какую роль в работе платформы играет размер стального основания. С помощью решения MOSES специалисты рассчитали эту нагрузку и определили прочность конструкции платформы. Применение MOSES позволило сократить количество стали и доказало работоспособность уникального принципа повторного использования данных, лежащего в основе этой платформы.



Инновационная конструкция баржи в форме бутылки для удобства транспортировки была создана при помощи решений MOSES и SACS. Управление файлами производилось на базе платформы ProjectWise, что обеспечило специалистам удобный доступ к данным и эффективный поток операций, а также позволило добиться высокой точности и прозрачности рабочего процесса. Решения помогли сэкономить 5000 из 30 000 человеко-часов на реализацию проекта и сократить работу над производством морского сооружения в два раза.

**– Какой рынок для компании сегодня является наиболее премиальным?**

– Нефтегазовые проекты становятся все более глобальными, т.е. реализуются по всему миру. Поэтому, наиболее интересны и прибыльны рынки те, на которых в данный момент времени работают нефтегазовые компании. Сегодня Bentley сотрудничает с мейджерами рынка, в частности с Shell, BP и др. Наши решения используются в различных проектах – будь то строительство морских сооружений или работы на континенте. Нельзя не отметить страны БРИКС и Ближний Восток, все эти регионы представляют интерес для Bentley.

**– Вы занимались поднятием бизнеса Bentley в Китае. Какова стратегия компании в азиатско-тихоокеанском регионе?**

– В вопросах развития инфраструктуры Китай очень похож на Россию. Особенно это касается проектирующих организаций, конструкторских бюро, НИИ. Важно отметить, что многие из этих компаний используют инструменты Bentley, причем не только для проектирования, но все больше и для управления информацией. Bentley занимается всеми видами инфраструктурных проектов, в том числе энергоснабжением. Это крупный сегмент азиатского рынка, для которого компания поставяет

программные решения. Помимо этого, в Китае мы развиваем такие сегменты рынка, как строительство зданий, коммунальные службы, в том числе, трехмерные модели городов.

**– Насколько китайские, как и российские компании, готовы воспринимать новые продукты, ведь не секрет, что новинки в сфере высоких технологий это дорогой продукт?**

– Многие компании все больше рассматривают возможность работы за пределами страны. Если ранее традиционно они были ориентированы на проекты для местных рынков, то сегодня они

стремятся выйти на международный уровень. Для этого, естественно, им необходимо изменить свой подход. Бизнес должен стать более многопрофильным, охватывать большее количество дисциплин. Чтобы работать с различными типами активов и эффективно сотрудничать в рамках совместных международных предприятий они должны иметь подходящие инструменты. Поэтому на этих рынках наблюдается рост спроса на инструменты и средства для управления информацией. Очевидно, что любая компания стремится экономить, но в данном случае речь идет скорее о том, чтобы модернизировать существующий набор инструментов, поэтому, конечно, они готовы к таким инвестициям.

#### – О продукте какого поколения в сфере ПО мы можем говорить сегодня?

– Bentley объявила о переходе к новому поколению продуктов – CONNECT Edition. Речь идет о том, что многие решения нашей компании будут улучшены, доработаны до стандартов этого нового поколения. В чем особенность этой эволюции?

В первую очередь упор делается на повышение эффективности совместной работы пользователей. CONNECT Edition делает возможной интеграцию платформенной технологии Bentley с гибридной средой для настольных приложений для моделирования, служб на базе облака, локальных серверов и мобильных приложений. Службы на базе облака дают пользователям CONNECT Edition мгновенный доступ к неограниченному

количеству вычислительных узлов, что делает возможной беспрецедентную оптимизацию технических разработок. Результатом этой оптимизации является повышение качества проектирования и качественный сдвиг в производительности ресурсов.

#### – Большая часть информации относится к коммерческой тайне, как коррелируется понятие безопасности с облачным хранением данных?

– Безопасность это очень важный вопрос, это хорошо известно владельцам нефтегазовых компаний и чаще всего именно они решают, где будут храниться эти данные. В облачном хранилище информация защищена в значительно большей степени, чем тогда, когда она хранится на компьютере. CONNECT Edition использует службы на базе облака Microsoft Azure. Зачастую компании консультируются со специалистами Bentley, чтобы узнать, каким образом построить более эффективный и безопасный процесс, как составить соглашение об уровне услуг, и мы оказываем эти услуги и тогда уже решение принимается коллегиально.

#### – Сфера IT очень специфична, всегда ли удается прийти к пониманию с заказчиком?

– Если речь идет о ПО, то, естественно оно должно быть выгодно и результативно. Когда речь заходит о внедрении программного продукта, необходимо понять цели и задачи такого проекта. Мы стремимся понять какого результата заказчик ожидает от реализации проекта: экономии средств и

времени, обеспечения высокого качества и т.д.. Т.е. во главу угла ставится конечный результат и только после этого Bentley совместно с заказчиком принимают решение о том, какие продукты более подходят для достижения этого результата.

Если речь идет о проектировании и строительстве, то здесь одним из важнейших показателей является время – сколько времени и человеко-часов уйдет на реализацию проекта. Решения Bentley, как констатируют наши пользователи, позволяют сократить трудозатраты до 30%.

Если речь идет об управлении эффективностью производственных объектов, то программные решения Bentley помогают экономить до 15%.

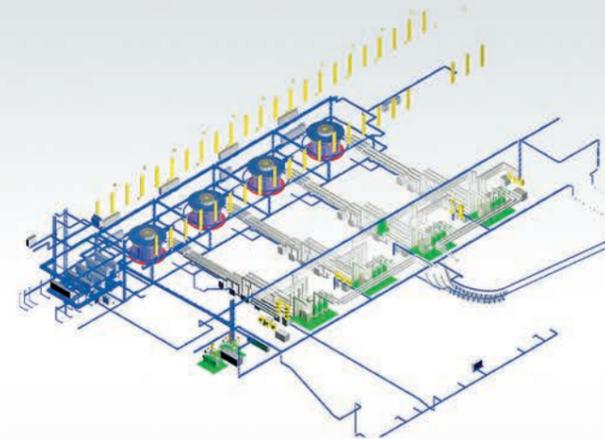
#### – Расскажите о последних продуктах компании.

– За последнее время Bentley представил целую линейку продуктовых решений для строительства морских сооружений. Одним из главных обновлений можно назвать приобретение MOSES, которое произошло примерно год назад. Эта технология используется для расчета устойчивости плавучих платформ.

В области управления эффективностью активов Bentley дорабатывает свою платформу ProjectWise. Результатом модернизации стало появление возможности работать с инспекциями, что очень важно для повышения эффективности объекта.

Говоря о наиболее важных уже реализованных проектах в области ТЭК, можно остановиться на следующих.

При работе над проектом возникли сложности. Нанятые подрядчики использовали средства проектирования различных поставщиков. QGC нужно было организовать мониторинг 700 000 ед оборудования для 2000 скважин, 22 объектов, входящих в состав комплекса, 4 станции водоподготовки, трубопроводов и станции сжижения. Совместно с инженерами Bentley компания QGC создала хранилище инженерно-технических данных с помощью решения eB Information Manager. Теперь специалисты QGC могут конвертировать проектные данные в распространенный и удобный для доступа формат i-model, что способствует повышению прозрачности происхождения данных и отслеживаемости изменений в рамках всего проекта.



#### Детальная разработка несущих конструкций на месторождении Mariner

Подрядчик Statoil предоставил компании SNC-Lavalin контракт на предварительное проектирование 22 000-тонной несущей конструкции в рамках проекта освоения месторождения Mariner. Несущая конструкция высотой 120 м должна поддерживать верхние сооружения весом 54 000 тонн. Вес конструкции и вопрос о транспортировке с помощью баржи – две важнейшие задачи, которые компании требовалось решить.



SNC-Lavalin использовала продукты SACS и STAAD.Pro и благодаря им завершила разработку несущей конструкции в кратчайшие сроки. С помощью различных модулей решения SACS специалисты провели 19 исследований, включающих анализ волновых нагрузок в условиях шторма, сейсмических реакций, выносливости конструкции, морской транспортировки и влияния случайных факторов. Единая программная среда обеспечила эффективный обмен информацией и совместное моделирование несущей конструкции и верхних сооружений.

#### Трехмерное моделирование гидроаккумулирующей электростанции в округе Цинъюань

Организация Guangdong Hydropower Planning & Design Institute осуществляла проектирование и строительство гидроаккумулирующей электростанции

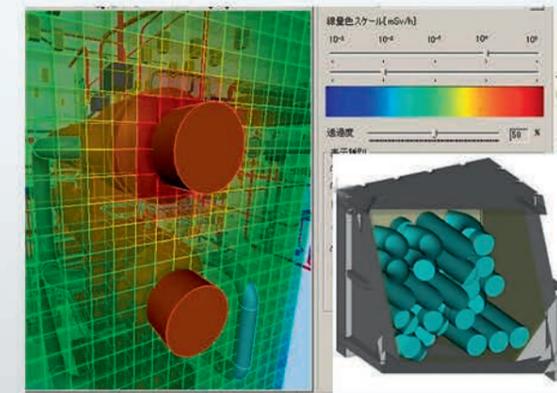
в г. Цинъюань. Объем инвестиций в электростанцию с установленной мощностью 1280 МВт составил 800 млн долл. В состав электростанции входят четыре вертикальных одноступенчатых обратимых диагональных турбонасоса, расположенных в подземных машинных залах. Мощность каждой из установок составляет 320 МВт.

В работе над проектом использовались решения AECOSim Building Designer, GEOPAK, InRoads, Bentley Map, MicroStation, Bentley Navigator, Bentley OpenPlant, ProjectWise, promis•e, ProSteel, Bentley Raceway and Cable Management и Bentley Substation. Удалось сократить срок реализации проекта на 1 месяц, количество ошибок на этапе проектирования – на 90 %, а затраты на строительные работы – на 60 %.

#### ИННОВАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

##### Создание платформы для вывода промышленных объектов из эксплуатации на основе трехмерной модели

Правительство Японии начало вывод из эксплуатации всех ядерных реакторов, возраст которых превышает 40 лет. Для вывода атомной электростанции из эксплуатации, как правило, требуется несколько тысяч рабочих, 10 лет и от 36 до 77 млрд иен на каждый реактор. Цель данного проекта – точный подсчет объема отходов, которые потребуются обрабатывать как радиоактивные вещества, для каждой атомной электростанции.



## ПРОЕКТЫ



#### Представление физических активов в цифровом виде для проекта по добыче СПГ на о. Кертис

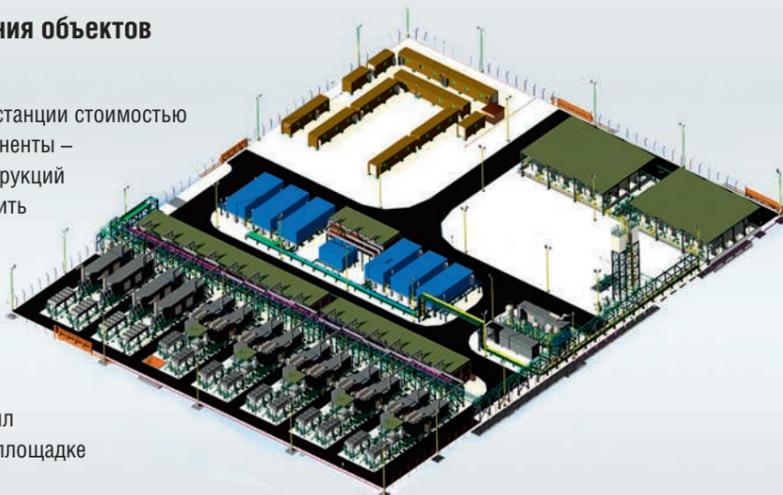
Компания QGC построила первый в мире комплекс по преобразованию газа из угольных пластов в сжиженный природный газ (СПГ). Цель проекта – создать решение, отвечающее современным требованиям экологичности и энергоэффективности. Две установки по сжижению в составе комплекса мощностью 8,5 млн тонн СПГ в год, которые будут поставлены в АТР.

Компания Hitachi-GE Nuclear Energy проанализировала такие показатели, как дозы облучения, получаемые рабочими, количество человеко-часов, остаточная радиоактивность и объем радиоактивных отходов, возникающих в процессе сноса электростанции, а также получила прочие сведения о процессе сноса с помощью трехмерных моделей, используя платформу MicroStation. Это позволило создать безопасный и рациональный алгоритм сноса, который будет использоваться в дальнейшем при планировании проектов по выводу из эксплуатации. К 2040 г. количество таких проектов существенно возрастет, поскольку более 50 % электростанций в Японии будут подлежать выводу из эксплуатации.

С помощью решений AutoPLANT, Bentley Navigator, ProSteel и STAAD.Pro компания UMW Synergistic Generation извлекала чертежи непосредственно из трехмерных моделей, которые проверялись на наличие коллизий посредством Bentley Navigator. Это повысило точность чертежей, отправляемых в Малайзию для производства компонентов, что, в свою очередь, позволило компании завершить проект раньше срока и увеличить прибыль на 1 млн долларов США. Благодаря совместимости приложений временные затраты сократились на 30–40 %.

### Электростанция для обслуживания объектов месторождения Гарраф (Ирак)

В рамках проекта строительства электростанции стоимостью 58 млн долларов США в Ираке все компоненты – такие как трубопроводы, элементы конструкций и стальные детали – пришлось производить в Малайзии, перевозить в контейнерах морскими путями, на автомобилях и по железной дороге, а затем собирать на месте из-за отдаленного расположения строительной площадки и тяжелых погодных условий. Такой подход позволил сократить объем работ на строительной площадке и завершить проект всего за 5 месяцев.



#### – Сколько лет Вы работаете в компании?

– Я работаю в Bentley уже 20 лет и со следующего года буду отвечать рынку Азии и развивающихся стран.

#### – Продвигать высокие технологии на рынке развивающихся стран, наверняка, очень нелегко. Если ли у Вас уже какая-то стратегия по деятельности в этом направлении?

– В первую очередь, приходя на новый рынок, Bentley знакомится с региональными особенностями. Затем происходит то, что в нашей компании называют «последней милей». Специалисты Bentley анализируют местные требования и стандарты, чтобы обеспечить своим продуктам соответствие требованиям регионального рынка. После этого наступает этап поддержки пользователей. Bentley предлагает свои профессиональные услуги, специалисты компании приезжают на объекты заказчика,

обучают специалистов работе с новым программным обеспечением, рассказывают о новых возможностях и помогают повышать эффективность производства за счет решений Bentley.

Естественно, что на таких рынках как Россия, мы также активно развиваем отношения с локальными партнерами, которые зачастую лучше знакомы со спецификой и хорошо понимают потребности местных пользователей.

#### – За 20 лет Вашей работы в компании, как изменилось ее позиционирование на рынке, и какое место Bentley занимает сегодня?

– Рынок меняется очень быстро, вместе с ним меняются и решения Bentley, поэтому в данный момент стратегия компании – это развитие наших продуктов в модели «ПО как услуга», использование облачных возможностей программного обеспечения. В течение

последующих нескольких лет новое поколение ПО и услуг Bentley позволит нашим пользователям в полной мере использовать потенциал достижений в информационном моделировании для реализации своих проектов. Это позволит им снижать расходы, повышать эффективность, улучшать производительность существующих проектов и в более короткие сроки приступать к реализации новых.

#### – Каковы планы компании на ближайшую перспективу в России?

– Если говорить о нефтегазовой сфере, то как в глобальном масштабе, так и на российском рынке, теперь Bentley предлагает широкий спектр решений не только для проектных организаций, но и для владельцев-операторов, т.е. уже для этапа эксплуатации объектов. Именно в этом заключается, пожалуй, текущая стратегия компании, в том числе для российского рынка. ●

# ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по Ф3 №94)

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

Более 30 специалистов,  
которые очень любят  
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

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



**ПРИОРИТЕТ**

юридическая компания

# МОБИЛЬНЫЕ РЕМОНТНЫЕ МАСТЕРСКИЕ

Группа компаний INTRATOOL выводит на рынок новый формат мобильных мастерских. Для выполнения каких работ они предназначены и чем удобны?



**Евгений Иванов,**  
Главный конструктор  
Группа компаний INTRATOOL

Конструкторским отделом группы компаний был разработан специальный формат мобильных ремонтных мастерских (МРК), предназначенный для проведения ремонтных работ в полевых условиях. МРК являются результатом многолетнего опыта специалистов компаний в сфере услуг по поддержке производственной инфраструктуры, и сконструированы исходя из предъявляемых заказчиками требований к эффективности и качеству проведения ремонтных работ.

«Первой нашей работой в этом направлении была специализированная мастерская на базе железнодорожного вагона. Это был заказ для одного из подразделений ОАО «Газпром». До этого ничего подобного никто в России не делал. Наш проект выиграл в конкурсе, поскольку нам удалось выполнить все требования заказчика и в частности предложить такое решение, которое можно было реализовать в рамках одного единственного вагона, в то время как другие организации предлагали реализовать его на базе не менее, чем двух или трех

вагонов. Надо отметить, что такая комплектация была применена не в ущерб широкому перечню необходимого инструмента и оборудования, указанного в задании. Укомплектованный вагон соответствовал всем нормам и требованиям, действующим в РЖД и, конечно, нам удалось выдержать все сроки и уложиться в бюджет по этому проекту. Нам удалось подобрать наиболее компактные, но многофункциональные модели станков и разместить их в стандартном почтово-багажном вагоне таким образом, чтобы всем оборудованием было удобно пользоваться, соблюдая нормы техники безопасности и пожарной безопасности», — сообщает Тимофей Вячеславович Мякишев, директор ООО «ВТМ-Инжиниринг», входящей в группу компаний INTRATOOL.

Возвращаясь к сегодняшнему проекту МРК, необходимо отметить, что его реализация осуществлялась в тесном взаимодействии с потенциальными заказчиками и представителями оперативных ремонтных подразделений. Специалистами группы компаний были проанализированы все поступившие запросы по разработке ремонтного оборудования и оснащению ремонтных производств за последние несколько лет, в результате чего были подготовлены несколько типовых решений.

«Мы стараемся подходить к каждому заказу индивидуально и, в тоже время, унификация играет важную роль. Мы подготовили несколько предложений, различающихся по типу решаемых задач, и уже на их базе предлагаем свои решения заказчику после предварительной проработки. Так, например, мы можем оборудовать мобильную ремонтную мастерскую как в контейнерном исполнении так и на базе шасси, удобного для заказчика с точки зрения последующей эксплуатации, а это может быть как автомобильная база любого производителя так и железнодорожный вагон. Мы можем предложить мобильные мастерские с разными возможностями по оснащению и автономности. Все это выясняется на этапе подготовки задания. Наши сотрудники работают на местах с техническими специалистами заказчика, выявляют все узкие места заказчика связанные с техническим обслуживанием оборудования и после этого готовят окончательный проект», — комментирует историю развития проекта Вячеслав Кокоулин, директор сибирского филиала группы компаний.

В настоящее время для заказа доступны следующие типы МРК: мобильная мастерская для ремонта аппаратного оборудования, мобильная мастерская для ремонта горно-обогатительного оборудования,



Блок-контейнер для испытаний ЗРА и ППК (20')

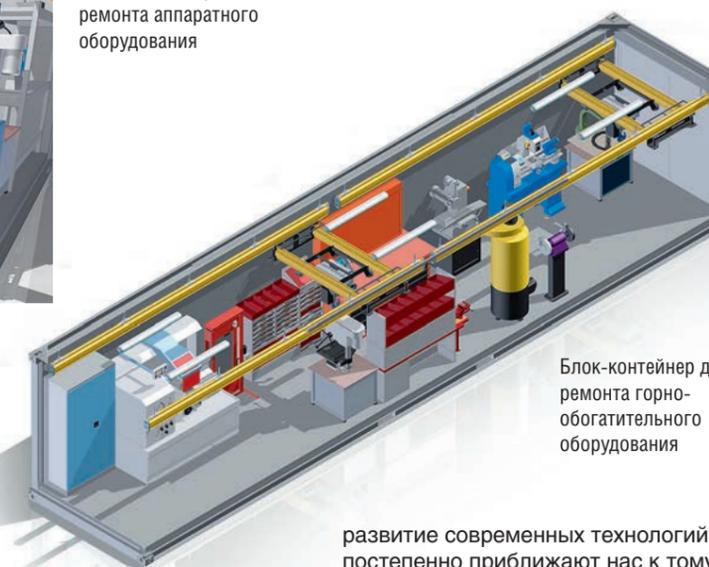


Блок-контейнер для ремонта аппаратного оборудования

мобильная мастерская для ремонта запорно-регулирующей арматуры и пружинных предохранительных клапанов, мобильная мастерская для ремонта насосно-компрессорного оборудования, мобильная мастерская для ремонта автоспецтехники.

Все МРК укомплектованы оборудованием необходимым для проведения полного цикла ремонтных работ, в рамках целевого назначения выбранного типа мастерской.

В ближайших планах компании завершить разработку мобильной мастерской для ремонта трубопроводов. Еще одной задачей на ближайшее время является подготовка проекта для реализации комплексных решений. Часто заказчикам нужна комбинация различных возможностей для обеспечения работоспособности своих подразделений, поэтому конструкторы компании в настоящее время заняты разработкой проекта полевых мобильных ремонтных станций. Мобильная ремонтная станция подразумевает под собой набор из нескольких решений на базе мобильных мастерских, объединенных общим рабочим пространством, с возможностью автономной работы.



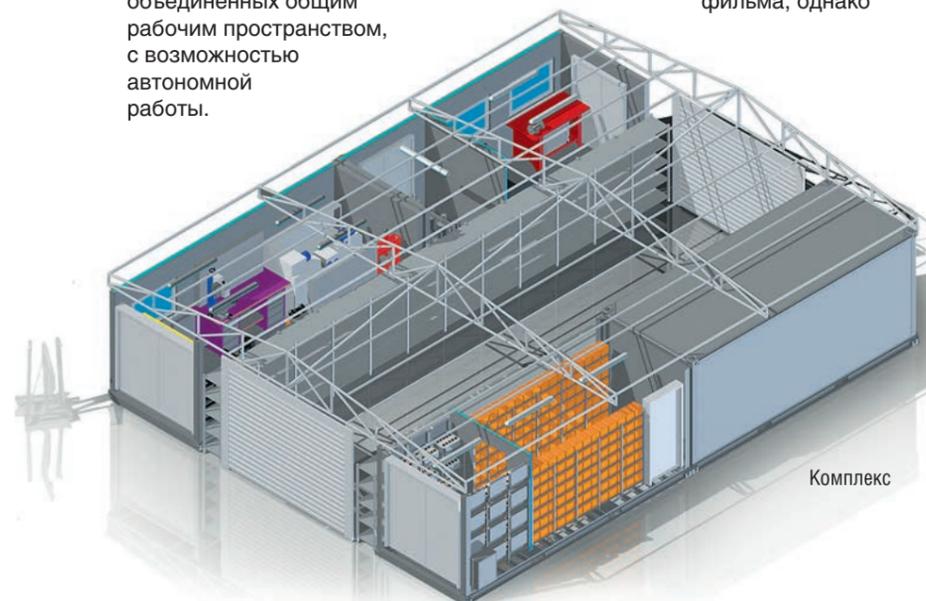
Блок-контейнер для ремонта горно-обогатительного оборудования

Развитием проекта полевых мобильных ремонтных станций в будущем специалисты группы компаний INTRATOOL видят в формате мобильной мастерской-трансформера. Разработка мобильных комплексов трансформеров это пока еще далекие планы, но, тем не менее, некоторые работы в этом направлении ведутся уже сейчас. Мобильный комплекс трансформер – это следующее поколение саморазвертывающихся полевых решений, которые бы занимали минимальный объем при транспортировке, а по прибытии на место самостоятельно разворачивались в полноценные ремонтные цеха. Еще некоторое время назад это могло показаться всего лишь сюжетом фантастического фильма, однако

развитие современных технологий постепенно приближают нас к тому, что казалось фантастикой еще 20 лет назад.

В существующих условиях развития промышленности в России мобильные мастерские – это выгодно. Большинство месторождений расположено в регионах с суровым климатом, в труднодоступных местах. Строительство и обслуживание объектов инфраструктуры месторождений требует специальной техники и оборудования, которые, в свою очередь, нуждаются в качественном техническом обслуживании. Таким образом, мобильные мастерские в масштабах нашей страны приобретают особенное значение. Для заказчика оказывает гораздо выгодней привезти готовую станцию технического обслуживания, отвечающую всем его требованиям, чем строить и оснащать стационарную на месте.

Мобильная мастерская, укомплектованная индивидуально в соответствии с требованиями заказчика показывает большую производительность по сравнению с постоянными обслуживающими подразделениями на местах, и, тем более, большую эффективность по сравнению с решениями по техническому обслуживанию, связанными с логистическими процессами. ●



Комплекс



Группа компаний INTRATOOL  
тел./факс: +7 (812) 313-50-92  
<http://intratool.ru>

# CH<sub>3</sub>OH

## Экологические риски и способы их предотвращения



**Владимир Башкин,**  
Главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
и ИФХиБПП РАН,  
Д.б.н.

Метанол (CH<sub>3</sub>OH) используется в качестве ингибитора гидратообразования на газоконденсатных месторождениях, а также как абсорбент для удаления воды после гидростатических испытаний газопроводов и в низкотемпературных процессах очистки природного газа от CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S и других веществ. Экологические риски в виде аварийных выбросов или разливов метанола могут возникать при его производстве, транспортировке, применении и накоплении сточных вод данного вещества. Как осуществлять контроль загрязнения окружающей среды метанолом, чтобы избежать его негативного воздействия на человека? Какие есть способы по очистке сточных вод и грунтов, загрязненных метанолом?



**Рауф Галиулин,**  
Ведущий научный сотрудник  
ИФПБ РАН,  
Д.г.н.

Наблюдения показывают, что аварийные выбросы или разливы метанола при его производстве, транспортировке, применении, а также хранении сточных вод данного вещества избежать на 100% практически невозможно. Так, в Тульской области было зафиксировано высокое загрязнение атмосферного воздуха метанолом до 40 раз превышающее его гигиенический норматив [Ованесянц и др., 2006]. В Вологодской области в одном из водных объектов бассейна р. Северная Двина было обнаружено высокое содержание метанола, превышающее его гигиенический норматив в 10 раз [Ованесянц и др., 2006а]. Если в первом инциденте загрязнение воздуха метанолом связано с его выбросом на заводе-изготовителе, во втором инциденте загрязнение воды – с попаданием сточных вод, содержащих метанол. В Свердловской области произошел разлив метанола из железнодорожной цистерны на поверхность грунта [Дмитревская и др., 2014].



**Роза Галиулина,**  
Научный сотрудник  
ИФПБ РАН

Риск загрязнения окружающей среды метанолом особенно возрастает в ходе его поставки в газодобывающие предприятия, что связано с большим количеством операций в логистической цепи. Так, схема обеспечения метанолом газодобывающих предприятий в Надым-Пур-Тазовском нефтегазоносном регионе (Ямало-Ненецкий автономный округ) включает ряд операций: залив метанола в железнодорожные цистерны на заводе-изготовителе и последующая его



**Александр Грунвальд,**  
Главный инженер проектов  
Инжинирингового центра  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

транспортировка на базу ООО «Газкомплектмипекс»; перелив метанола на терминале базы из железнодорожных цистерн в стационарные емкости для хранения и подготовки вещества к использованию на объектах добычи природного газа; перелив метанола из стационарных емкостей в автомобильные цистерны и транспортировка вещества до базы метанола на газодобывающем предприятии; перелив метанола из автомобильных цистерн в стационарные емкости на базе; перелив метанола из стационарных емкостей в автомобильные цистерны и развоз вещества на конкретные объекты потребления.

В связи с существованием вышеописанных экологических рисков аварийных выбросов или разливов метанола важно представлять особенности воздействия данного вещества на человека.

### Воздействие метанола на человека

Метанол представляет собой бесцветную жидкость с запахом этилового спирта и является сильным, преимущественно нервным и сосудистым ядом с резко выраженным кумулятивным эффектом, то есть токсическим действием в результате его накопления в организме при кратных поступлениях [Андреев и др., 2011]. Так, метанол при случайном попадании в желудок вызывает циркуляторный коллапс – острую сосудистую недостаточность, сопровождающуюся резким падением кровяного давления. Особую токсичность метанола связывают с образованием из него в организме формальдегида (НСОН) и муравьиной кислоты (НСООН). При любом способе поступления метанола типичны поражения зрительного нерва и сетчатки глаза, отмечаемые как при острых, так и хронических интоксикациях. Пары метанола сильно раздражают слизистые оболочки глаз и дыхательных путей. Поступление метанола в желудок опасно в количестве даже 5–10 мл, а смертельным является 30 мл. Симптомы отравления (тошнота, рвота) могут наступать как вскоре после попадания вещества, так и через несколько часов, на следующий день или еще позднее. В тяжелых случаях наблюдаются резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс, отсутствие реакции

зрачков, и смерть наступает от остановки дыхания. Пострадавшие, находящиеся в сознании, жалуются на головную боль, сильнейшие боли во всем теле и в желудке, мелькание перед глазами и неясность видения. Неисчезающее расширение зрачков указывает на возможность рецидива или стойкого расстройства зрения. Функциональная неполноценность печени не исчезает с наступлением клинического выздоровления, которое протекает медленно.

Ранние симптомы хронической интоксикации метанолом проявляются в виде концентрического сужения границ цветного зрения, нарастающего со временем, и атрофии зрительного нерва – уменьшения его размеров, сопровождающегося нарушением или прекращением функции, отеком и др. У лиц с хронической интоксикацией метанола в производственных условиях возникает изменение белковообразовательной функции печени. Имеют место быстрая утомляемость, головная боль во второй половине дня, раздражительность, плаксивость и боль в правом подреберье. При малых концентрациях метанола отравление развивается постепенно и характеризуется раздражением слизистых оболочек, частыми заболеваниями дыхательных путей, головными болями, звоном в ушах, невритами и расстройствами зрения. Отравление организма при попадании на кожу метанола обычно происходит при одновременном вдыхании его паров. Между тем для исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртового напитка в него добавляют одоранты этилмеркаптан, C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH (1:1000) и керосин (1:100) или темный краситель (2,5:1000). Как осуществлять контроль загрязнения окружающей среды метанолом, чтобы избежать его негативного воздействия на человека?

### Контроль загрязнения окружающей среды метанолом

Риск воздействия на человека метанола, как и любого другого химического вещества, попадающего в окружающую

среду при аварийных выбросах и разливах, определяется его концентрацией в воздухе, грунте и воде и условиями воздействия на человека. Под последними понимается следующее: а) происходило ли это воздействие в рабочей зоне или населенных местах; б) какими были метеорологические условия (высокая или низкая температура воздуха, ветер или штиль и др.) во время выброса или разлива вещества. При этом надо учитывать фактор вторичного загрязнения воздуха в результате улетучивания или испарения вещества из загрязненных грунтов или воды. Именно эти обстоятельства составляют основу контроля загрязнения окружающей среды, осуществляемого по гигиеническим нормативам в виде ПДК (предельно допустимой концентрации) данного вещества (табл. 1) [Андреев и др., 2011].

ТАБЛИЦА 1. Гигиенические нормативы метанола

ПДК и ПДУ*	Значение
В воздухе рабочей зоны	5 мг/м <sup>3</sup>
Максимальная разовая в воздухе населенных мест	1 мг/м <sup>3</sup>
Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,5 мг/м <sup>3</sup>
В воде водных объектов	3 мг/л
На коже рук*	0,02 мг/см <sup>2</sup>

Так, под ПДК вещества в воздухе рабочей зоны подразумевается концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья. ПДК вещества максимальная разовая – концентрация в воздухе населенных мест, которая при вдыхании в течение 30 мин не должна вызывать рефлекторных (непроизвольных, бессознательных) реакций в организме человека. ПДК вещества среднесуточная – концентрация в воздухе населенных мест, которая не должна оказывать на человека негативного воздействия при неопределенно долгом вдыхании (годы). ПДК вещества в воде водоема – концентрация, которая не должна оказывать воздействия на организм человека в течение всей его жизни и не должна

ухудшать гигиенические условия водопользования. ПДУ (предельно допустимый уровень) вещества на коже рук – концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья. Однако воздействие вещества на уровне ПДУ не исключает нарушения состояния здоровья у лиц с повышенной чувствительностью к данному веществу.

Какие есть способы по очистке сточных вод и грунтов, загрязненных метанолом?

### Способы очистки сточных вод и грунтов, загрязненных метанолом

Как известно, содержание метанола как специфического вещества в сточных водах газовой промышленности обусловлено технологией основного и вспомогательного производства [Акопова и др., 2003]. Выбор способа утилизации сточных вод, содержащих метанол и другие вещества, определяется его экологической и экономической целесообразностью. Так, не исключается возможность извлечения метанола из сточных вод в случае его экономической оправданности, то есть при условии содержания данного вещества не менее 15%.

Между тем сбор сточных вод, содержащих метанол, в емкости закрытого или открытого типа, пруды-накопители или амбары является временной мерой и может представлять собой вторичный источник загрязнения грунтов или воздуха в результате разливов или улетучивания (испарения). Что касается сжигания сточных вод на газофакельных установках, то этот процесс не является экологически безопасным способом утилизации из-за загрязнения окружающей среды выделяющимися при этом вредными компонентами. Кроме того производительность газофакельных установок недостаточна для утилизации значительных объемов сточных вод. К числу распространенных способов утилизации сточных вод, содержащих метанол, можно отнести подземное их захоронение путем закачки через специальные

скважины в глубокие, надежно изолированные водоносные горизонты, вода которых не используется для хозяйственно-питьевых и бальнеологических целей. Этот способ может



быть осуществлен только при невозможности очистки сточных вод до требуемых гигиенических нормативов и (или) экологической и экономической нецелесообразности их утилизации другими способами.

К числу эффективных способов очистки сточных вод от метанола при его содержании в несколько ПДК, можно отнести разработку с использованием ультрафиолетового излучения эксилламп (газоразрядных ламп), трансформирующего вещество до CO<sub>2</sub> и воды в присутствии окислителей [Медведев и др., 2005]. Было установлено, что в водном растворе метанола с добавлением азотной кислоты, как окислителя, при соотношении CH<sub>3</sub>OH:HNO<sub>3</sub>, 10:1 под действием ультрафиолетового излучения с длиной волны 172 нм (Xe<sub>2</sub> – эксиллампа) концентрация метанола уменьшается в 13 раз, а при использовании аналогичного излучения с длиной волны 222 нм (KrCl – эксиллампа) – в 23 раза.

Известны рекомендации по очистке сточных вод от метанола до их поступления в водные объекты, что производится путем ферментации культур метилотрофных бактерий (*Methylomonas methanica* и *Acinetobacter calcoaceticus, biococum*), то есть под воздействием вырабатываемых ими ферментов или же применением готовых

биопрепаратов (в виде высушенных активных биомасс бактерий) в устройствах, оснащенных системами интенсивной аэрации [Мурзаков и др., 2005]. Здесь под метилотрофными бактериями подразумеваются микроорганизмы, использующие метанол в качестве источника углерода и энергии. Очистку сточных вод от метанола можно выполнять также непосредственно в прудах-накопителях, оснащенных системой компрессоров для нагнетания воздуха в объем очищаемой воды и одновременной ее обработки биопрепаратами.

При очистке грунтов, загрязненных метанолом, предлагается использовать те же биопрепараты метилотрофных бактерий. Так, при поверхностном (0–5 см) и подповерхностном (5–30 см) загрязнении грунт рекомендуется обрабатывать специально приготовленной суспензией биопрепарата (в растворе минеральных удобрений). При этом до и после обработки биопрепаратом грунт подвергается рыхлению: в случае поверхностного загрязнения применяется боронование, при подповерхностном – вспашка на глубину загрязнения. При глубоком загрязнении метанолом (проникновение вещества на глубину до 1 м) грунт экскавируется и складывается в виде бурта на специально подготовленную площадку с водонепроницаемым основанием и системой перфорированных труб, проходящих через толщу бурта и обеспечивающих интенсивную аэрацию с помощью компрессоров. Грунт обрабатывается биопрепаратом, периодически подвергается рыхлению и после очистки от метанола возвращается на место выемки.

Таким образом, экологические риски в виде аварийных выбросов или разливов метанола могут проявляться при его производстве, транспортировке, применении и накоплении сточных вод данного вещества. Для контроля загрязнения окружающей среды метанолом имеются гигиенические нормативы в виде ПДК, что позволяет избежать его негативного воздействия на человека. Эффективная очистка сточных вод и грунтов от метанола достигается при использовании источников ультрафиолетового излучения и метилотрофных бактерий. ●

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

### На Сахалине будет новый нефтепровод

На Сахалине на северо-восточном побережье острова сварены и уложены первые трубы магистрального нефтепровода на материк в рамках реализации международного нефтегазового проекта «Сахалин-1». Старт строительству нефтепровода дан на береговом комплексе морского месторождения Чайво. Контракт на возведение трубопровода передан компаниям «Лукойлнефтегазстрой» и японской «Ниппон Стил корпорейшн». По трубопроводу нефть



будет поступать в Де-Кастри – порт в Хабаровском крае напротив Сахалина, где у «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» уже есть мощный нефтеналивной терминал, с которого круглогодично ведется отгрузка нефти на танкеры.

### • Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня обсуждается проект возможности строительства газопровода из России в Японию.

Япония предложила Газпрому построить магистральный газопровод (МГП) из России до г. Токио. Речь идет о газопроводе на Хоккайдо и, возможно до г. Токио, о нашем участии в газораспределении и электроэнергетике в Японии. Проекты рассматриваются.

Мы ответа не давали», – поведал 9 ноября 2014 г. А. Миллер. В сентябре 2014 г. Россия представила Японии проект строительства МГП между о

Сахалином и северным японским островом Хоккайдо. Представитель Минэкономики Японии, занимающийся вопросами нефти и газа, опровергал факт получения предложения. 31 октября 2014 г. глава Минэнерго РФ А. Новак заявил, что каких-то экономических обоснований строительства газопровода из РФ в Японию пока нет, но если они появятся, Россия готова их рассмотреть.



### Россия увеличивает экспортную пошлину

Правительство РФ с 1 декабря 2005 г. повышает ставку экспортной таможенной пошлины на сырую нефть и нефтепродукты, вывозимые с территории страны за пределы государств-участников Таможенного союза, на \$13,1 – до \$101 за тонну. Соответствующее постановление 18 ноября подписал премьер-министр России Михаил Фрадков. Новая ставка экспортной пошлины была рекомендована межведомственной комиссией по защитным мерам во внешней торговле и таможенно-тарифной политике на основе двухмесячного мониторинга цен на нефть марки Urals на мировых рынках сырья за сентябрь-октябрь 2004 г.

### • Комментарий Neftegaz.RU

Экспортная пошлина на нефть с 1 ноября 2014 г. снизилась на 8,1% и составила 316,7 долл США/т, что на 28 долл США меньше (8,1%), чем в октябре 2014 г. (344,7 долл США/т). Пошлина на ряд светлых и темных нефтепродуктов, которая установлена в размере 66% от пошлины на нефть, в ноябре 2014 г. составляет 209 долл США/т против 227,5 долл США/т месяцем ранее. Ранее были приняты поправки в главу 26 части 2 Налогового кодекса РФ и статью 3.1 закона РФ «О таможенном тарифе», которыми снижается предельная ставка экспортной пошлины на нефть в 2014 г с 60% до 59%.

### Нефть будет дешеветь

Цена фьючерсов нефти WTI на поставку в январе в понедельник упала до \$49,22 за баррель на Нью-Йоркской товарной бирже NYMEX, что на 22 цента ниже закрытия предыдущих торгов. Нефть дешевеет на фоне достаточности импорта сырья в США – крупнейшем потребителе топлива, где импортные поставки держатся на уровне 10 млн. баррелей в сутки. Как ожидается, цена на нефть в начавшейся неделе будет падать в связи с некоторым потеплением на северо-западе США и снижением спроса на топливо для жилищ. Согласно традиционному опросу агентства Bloomberg, из 39% трейдеров придерживаются данного прогноза.

### • Комментарий Neftegaz.RU

Мир опечаленно глядит на то, что цена на нефть сорта Brent снизилась на 30% с июня 2014 г. и уже преодолела уровень 80 долл США/баррель.

«Не Саудовская Аравия устанавливает цены на нефть, а рынок», – разъяснил коллегам позицию саудитов глава Миннефти Саудовской Аравии А. аль-Наими.

Пока не ясно будет ли Саудовская Аравия сокращать объемы добычи нефти. Цена на сорт Brent, которая 13 ноября 2014 г. пробила уровень 80 долл США/барр, что является антирекордом за последние 4 года, не может устраивать Саудовскую Аравию.



Ирак и саудиты – извечные спорщики в борьбе за уровень добычи нефти, где Саудовская Аравия традиционно поддерживает уровень добычи нефти, а иракцы всегда требуют ее снижения. Только ленивый не обсуждал визит в Саудовскую Аравию 28 марта 2014 г. Б. Обамы, который, по неофициальной информации, хотел договориться с саудитами об обвале цен на нефть с целью давления на РФ. ●



А. Огнев



М. Никитин



С. Кочетов



А. Воронов, С. Греков



Стенд компании КАМАЗ на выставке GasSUF 2014



А. Барков



С. Греков



М. Калита, А. Черников, П. Бабаян



П. Никитин



А. Мельник



G. Volterrani, А. Воронов



О. Дагбаева



Стенд компании Пергам на выставке GasSUF 2014



В. Гриценко



Стенд компании Geoscan на выставке GasSUF 2014



М. Чумаков



А. Дзюбло



Е. Сучков



А. Ермолаев



Г. Чиркин



И. Дубин



Е. Торопов



Д. Онищенко

# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать  
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

Полная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](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



# ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА KASSBOHRER STS32



## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

#### 1.4.1.1 Резервуарное оборудование

Полуприцеп-цистерна Kassbohrer STS32 предназначен для перевозки темных нефтепродуктов, разогретых до температуры 250°C.

- **Заливная горловина:** DN500, 1 шт, расположена в передней части. Горловина изготовлена из нержавеющей стали, без изоляции. Крышка горловины алюминиевая, искробезопасная.
- **Цистерна:** стальной корпус (исполнение ADR), 1 отсек, с термометром и вакуумным клапаном. Усилена волнорезами, 4 шт.
- **Донный клапан:** донный клапан DN100 с маховиком, расположенным с правой части. Предохранительный клапан.
- **Термоизоляция:** толщина термоизоляции 150 мм, материал – фольгированная стекловата. Внешняя обшивка из крашеного алюминиевого листа.
- **Шасси:** сварная конструкция из оцинкованной стали.
- **Осевой агрегат:** три оси и пневмоподвеска BPW Eсо Plus, передняя подъемная ось.
- **Тормозная система:** Wabco EBS 4S/2M с системами RSS и ECAS.
- **Шины и диски:** шины «Bridgestone», размерность 385/65R22.5, стальные диски, количество 6+1

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объем цистерны, м³	32
Диаметр цистерны, мм	1.900
Высота, мм	3.570
Длина, мм	12.000
Ширина, мм	2.500
Колесная база, мм	6.850
Межосевое расстояние, мм	1.310
Рабочая температура, °C	250
Тестовое давление, бар	4,0
Рабочее давление, бар	2,0
Снаряженная масса, кг	7.750
Полная масса, кг	34.000
Грузоподъемность, кг	25.750
Нагрузка на ССУ, кг	10.000
Нагрузка на осевую тележку, кг	34.000
Высота ССУ, мм	1.220
Материал цистерны	Углеродистая сталь
Толщина стенок цистерны, мм	4,0

- **Электрооборудование:** производитель «Asrock», 15-штепсельная розетка, 1 рабочая лампа.

- **Дополнительное оборудование:** стальные опорные устройства JOST; шкворень 2" JOST;

алюминиевый кронштейн для разгрузочного рукава; алюминиевый противоподкатный брус; 2 противооткатных башмака; противоподкатная боковая защита; 2 огнетушителя с креплениями. ●

# АВТОЦИСТЕРНА АЦТ-10

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.6. *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- 1.6.5. *Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения*
- 1.6.5.2. *Автоцистерна*

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

Автоцистерна изготовлена на базе современных комплектующих импортного производства.

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

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



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

# РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 *Оборудование для использования газа и нефтепродуктов*

### 1.4.1.1 Резервуарное оборудование

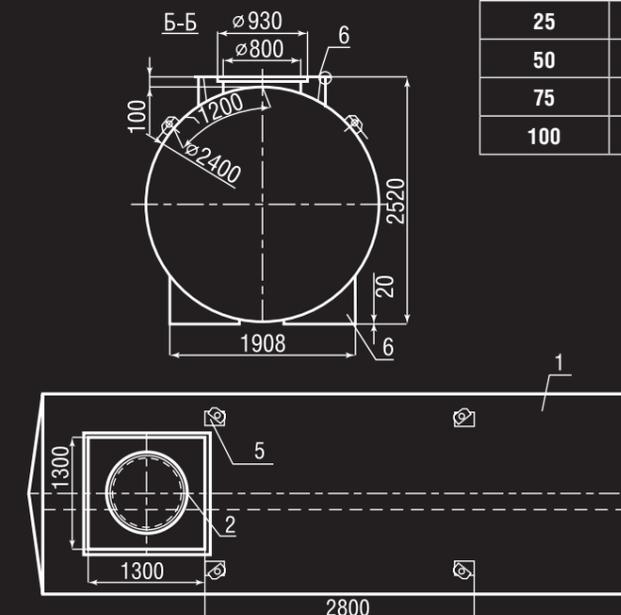


Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

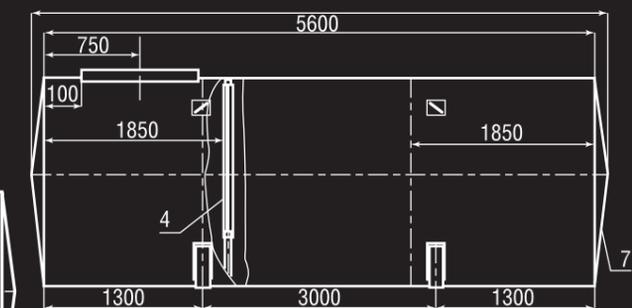
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м <sup>3</sup>	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м <sup>3</sup>	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,04 (0,4)			0,07 (0,7)			
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,05 (0,5)			0,088 (088)			
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>	2	5,5	6	13	14		

Объем V <sub>ном</sub> , м <sup>3</sup>	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	-	-	910
5	1900	2040	-	2075	1175
10	2220	2840	-	2470	1390
25	2400	5460	-	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900



Резервуар наземный одностеночный ёмкостью 25 м<sup>3</sup>  
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости; 5 – проушина; 6 – прямая; 7 – днище коническое

# ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

## СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ

### ПРОЕКТ 15230

#### 1. Оборудование и инструмент в НГК

##### 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

##### 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой двух и более сортов груза. Танки оборудованы змеевиками обогрева и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч. Мощность электростанции 650 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	3910/5550
Грузоподъемность (река/море), т	3650/5100
Длина наибольшая, м	123,7
Ширина наибольшая, м	15,8
Осадка по грузовую марку (река/море), м	3,65/4,55
Скорость спецификационная, км/ч	20
Дальность плавания, км	7500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2х1320
Экипаж, чел	11

# МОРСКОЙ ТАНКЕР

#### 1. Оборудование и инструмент в НГК

##### 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

##### 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

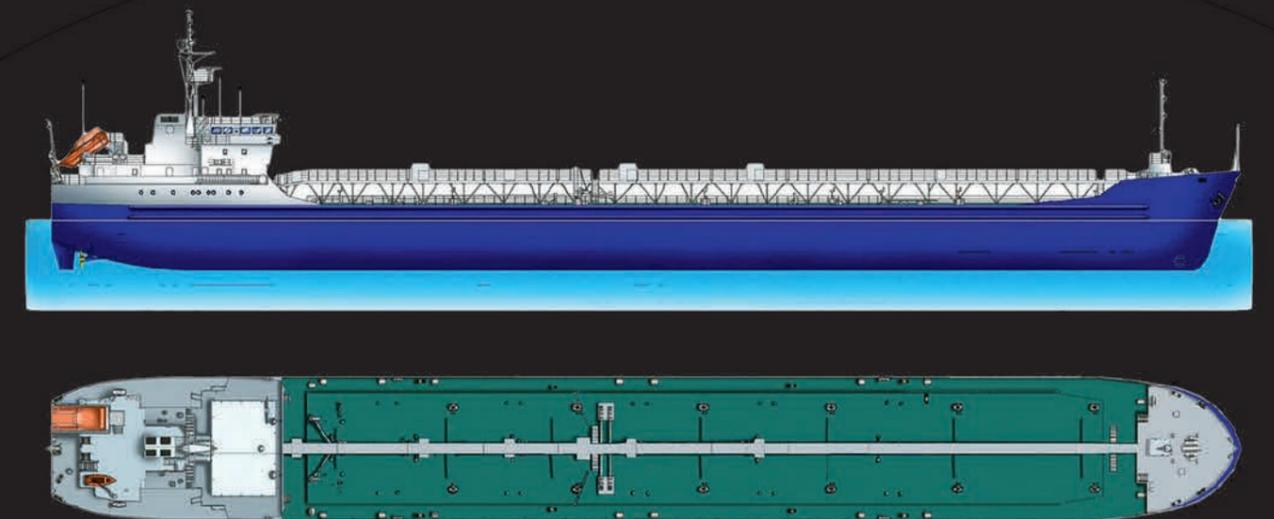
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$ ), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовую марку, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вяртсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2х1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●



« В 2018 году поезда будут летать на проводах от солнца. Добыча нефти прекратится, земля будет отдыхать»

Ванга



« Там, в недрах щедрой апшеронской земли, ждали своего часа миллионы и миллионы пудов сладкого, черного, пахучего дурмана, без которого планета не может жить, как наркоман без опиума»

Б. Акунин

« Мы нуждаемся в российском газе, а русские нуждаются в наших деньгах»

Х. Андрош

« В мире закончились войны за территории – начались войны за ресурсы»

И. Сталин

« Эти проклятые нелегалы пьют нашу кровь, так нам скоро нечего будет проливать за нефть!»

С. Смит

« Нефть всегда найдет себе дырочку»

С. Донской



**РОСНЕФТЬ**  
ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ





# КУРГАНХИММАШ



Лучший  
производитель  
емкостного  
оборудования 2013 г.\*



## **Выстраивайте бизнес вместе с лидером!**

- проектирование объектов нефтегазовой отрасли
- модульные компрессорные станции
- блочно-комплектное оборудование
- колонное оборудование
- крупногабаритное и толстостенное оборудование
- емкостное оборудование
- оборудование для магистральных трубопроводов
- теплообменное оборудование
- установки подготовки газа и нефти
- ШМР и ПНР

### **Реализация продукции:**

Тел./факс: (495) 651-67-20  
zakaz@td-khm.ru

Тел./факс: (3522) 477 - 489  
info@td-khm.ru  
www.td-khm.ru