



ИЗБАВЛЕНИЕ
ОТ «ЛИШНЕЙ»
НЕФТИ

● БЕНЗИНОВЫЙ
КРИЗИС ●

ТРУБОПРОВОДЫ
НОВОГО
ПОКОЛЕНИЯ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[7-8] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ТРАНСПОРТИРОВКА:
КУДА ВЕДУТ
НЕФТЯНЫЕ ПУТИ





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

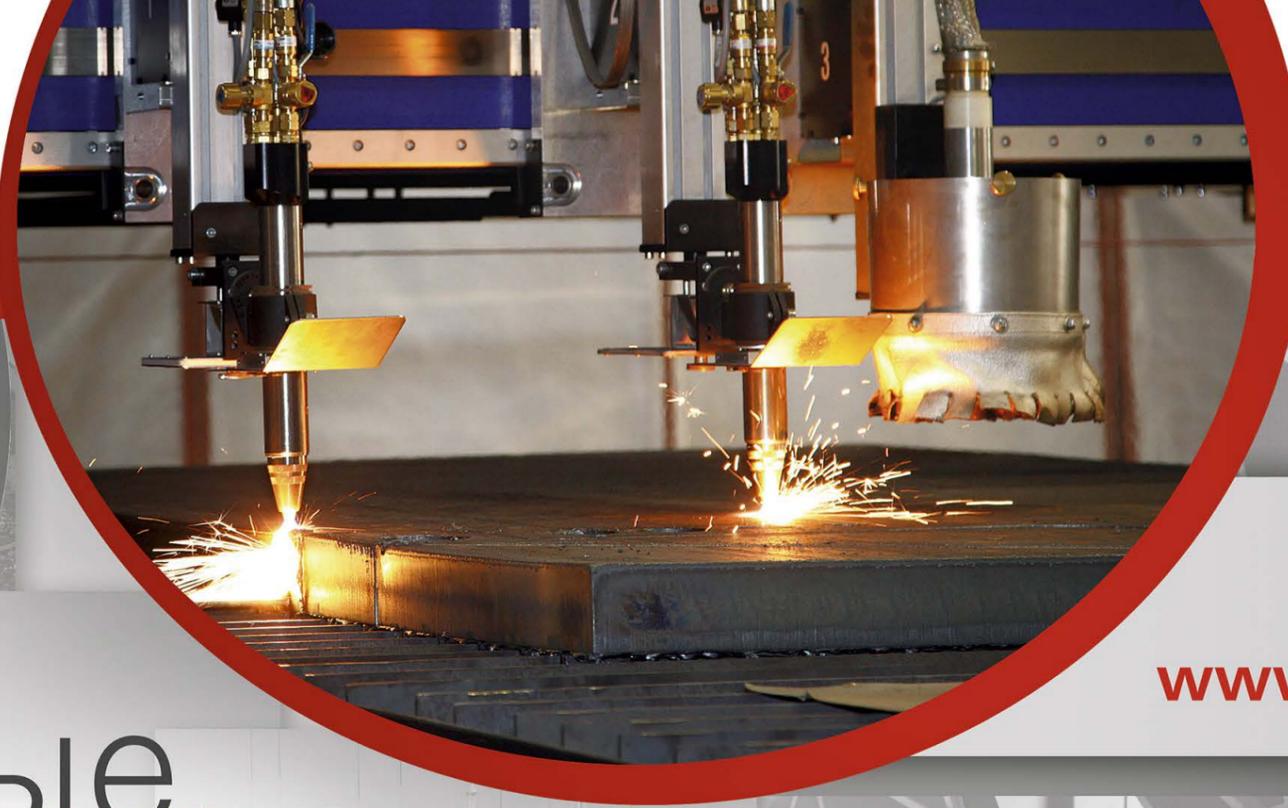


**Закрытое Акционерное Общество
Группа Компаний «Русское Снабжение»**

zaogkrs.ru



КРАСНЫЙ ЯР
Производственная компания



www.krasny-yar.ru

современные
резервуары
и распределительные станции
для нефтегазовой
отрасли



630533, НСО, Новосибирский р-н, п. Красный Яр
т./ф.: +7(383) 230 40 61



**БЕНЗИНОВЫЙ
КРИЗИС:
II часть
Марлезонского
балета**

8

**Природосберегающие
технологии
в добыче
газа**



14



**Запасы
черного золота:
где хранить?** 50

Календарь событий в сентябре 45

Инновации в борьбе с коррозией 46

Россия в заголовках 49

«Печные» насосы: проблемы и решения 54

В экстремальных условиях 64

Трубопроводы нового поколения FLEXSTEEL 66

**Избавление
от «лишней»
нефти**



58

Тяжелые металлы в нефти 76

Хронограф
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад 79

НЕФТЕГАЗ *Life* 86

Специальная секция
Классификатор продукции
и услуг в НГК 88

Цитаты 96

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 6

Роснефть начинает ГРП на шельфе Охотского моря 10

Первая строчка
Все о персоне и событии месяца 12

Сланцевый газ:
Эволюция в добыче углеводородов 20

Газовый фактор и учет попутного нефтяного газа 28

Трубоукладочное судно для арктического шельфа России 34

Изоляция изотермических резервуаров с применением пеностекла FOAMGLAS® 42

**Бурение
в вечной мерзлоте
больше
не проблема**

40



**Несостоявшийся
renaissance
российской
энергетики**



68

**МIOGE 2013
в моментах
и мнениях**



80

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Александр Власов, Анна Игнатьева,
Станислав Пархоменко

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Александр Боднар
Дмитрий Аверьянов
Данила Лужин
Артем Аракелов
Шана Косован

Служба технической поддержки
Прибыткин Сергей
Бродский Алексей

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

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

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

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров



Более полувека на рынке



Комплексные решения. Offshore. Onshore.

Gotthardstrasse 50
CH-8002 - Zürich - Switzerland
Phone: +41 (44) 406 28 18
Fax: +41 (44) 406 28 19
E-mail: info@norreximag.ch

www.norreximag.ch

1666 лет назад

В 347 году в Китае закладывают первую скважину для получения нефти, используя полые стебли бамбука в качестве труб.

749 лет назад

В 1264 году Марко Поло сообщает, что жители Апшеронского полуострова собирают нефть, просачивающуюся из земли.

513 лет назад

В 1500 году в Польше освещают улицы при помощи нефти, полученной в районе Карпат.

190 лет назад

В 1823 году в Моздоке Василий Дубинин создает первый в мире нефтеперегонный куб, служащий для промышленного производства керосина.

148 лет назад

В 1865 году в США сооружен первый нефтепровод длиной 6 км.

136 лет назад

В 1877 году Россия впервые в мире начинает использовать танкеры для транспортировки нефти.

113 лет назад

В 1900 году Россия занимает 1-е место по объемам добычи нефти.

48 лет назад

В 1965 году открыто Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение.

16 лет назад

В 1997 году заключено соглашение о поставках российского газа в Турцию через газопровод по дну Черного моря.



БЕНЗИНОВЫЙ КРИЗИС: II ЧАСТЬ МАРЛЕЗОНСКОГО БАЛЕТА

«Когда растут цены на нефть, то бензин, который производят из нефти, дорожает. Когда цены на нефть падают, то нефтяникам приходится повышать цены на бензин, чтобы компенсировать падение доходов от цен на нефть. Когда цены на нефть стабильные, то цены на бензин растут, потому что инфляция...»

Анна Павлихина

С начала июля 2013 г. оптовые цены на нефтепродукты выросли на 20%. В попытке исправить ситуацию Президент Российского топливного союза Е.Аркуша направил письмо куратору ТЭКа А.Дворковичу, в котором предложил запретить экспорт бензина и завозить из Белоруссии не менее 150 тыс. т топлива в месяц.

Неделю спустя Минэнерго и ФАС провели заседание штаба по Мониторингу производства и потребления нефтепродуктов в России, по результатам которого потребовали от компаний объяснить, почему те, вместо того, чтобы поставлять свой продукт на отечественный рынок, увеличили его экспорт на 56,3% и предложило запретить экспорт бензина.

В России, в текущей ситуации, спрос на бензин растет быстрее, чем предложение, в результате это приводит к дефициту продукта и, как следствие, – росту цен.

Конечно, снижение экспорта непременно приведет к увеличению его количества на внутреннем рынке. Нефтяным компаниям было поручено восполнить дефицит бензина и до 1 сентября увеличить его запасы до 1,7 млн т. А мега-игроки рынка еще и пообещали в августе поставить на внутренний рынок



сверх плана 200 тыс. т, компенсировав невыполнение обязательств в июле.

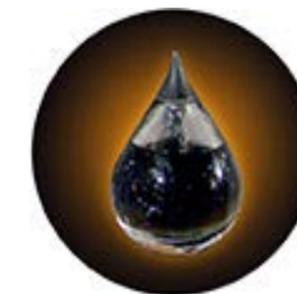
Такая мера, конечно, снизит волатильность оптовых цен и избавит от топливного дефицита страну (которая, к слову, занимает одно из первых мест по запасам нефти). Но где компании найдут сразу столько бензина? А. Голомолзин считает, что поставщики смогут сделать, в частности, за счет увеличения производства топлива на своих НПЗ, которые и без того работают на пределе возможностей. Минэнерго предлагает вернуться к выпуску бензина евро-3. И технология попроще и акцизов в 2 раза больше можно собрать.

Похожая ситуация наблюдалась в 2011 г. Тогда в качестве стабилизационных мер было предложено сформировать резервы, согласовывать графики ремонта НПЗ с Минэнерго и проработать вопрос о создании биржевого комитета на рынке нефтепродуктов. Повторение сюжета доказало неэффективность этих мер.

Сегодня для стабилизации цен и ликвидации дефицита на рынке решено запретить экспорт бензина и повысить экспортную пошлину. Повышение пошлины – не сработало, а вот от запрета экспорта – никуда не денешься, даже не смотря на то, что компании-экспортеры связаны договорными обязательствами.

При этом, никто даже не пытался включить экономические рычаги, например, сделать реализацию нефтепродуктов внутри страны более выгодной.

Почему страна, занимающая 1-е место по экспорту сырой нефти, продает бензин по одной из самых высоких цен и страдает при этом от его недостатка? ●



РОСНЕФТЬ НАЧИНАЕТ ГРП НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

Роснефть начала полевые сейсморазведочные работы на лицензионных участках Лисянский, Кашеваровский и Магадан-1, где компания работает вместе с Statoil. На этих участках планируется выполнение сейсмических 2D исследований в комплексе с набортной гравимагнитометрией. Работы по сбору данных комплексом геофизических методов предполагается проводить одновременно с одного специализированного исследовательского судна НИС «Академик Ферсман»

Александр Власов

Суммарный объем работ – 10 тыс. пог. км: из которых 5,3 тыс будут отработаны на Лисянском лицензионном участке, 2 тыс – на Кашеваровском и 2,7 тыс – на участке Магадан -1.

Наряду с сейсморазведочными работами в полевой сезон 2013 года на всех трех участках будут проведены эколого-рыбохозяйственные исследования

Так же в рамках природоохранных мероприятий планируется выполнение обследования подводного устья скважины Хмитевская-2, пробуренной на участке Магадан-1 в 90-е годы.

Ранее проводились масштабные подготовительные работы по детальной оценке воздействия планируемых работ на окружающую среду и получению необходимых согласований и разрешений в надзорных органах.

Напомним, в августе 2012 г. Роснефть подписала с норвежской Statoil соглашение о совместной разработке Кашеваровского, Лисянского месторождений, а также блока Магадан-1.

Лицензионные участки Магадан-1, Лисянский и Кашеваровский, расположенные в северной части Охотского моря, Роснефть без конкурса получила в феврале 2012 г.

Прогноз по ресурсам составляет более 1,4 млрд т н.э.

Добавим, что на ПМЭФ-2013 Роснефть и Statoil подписали заключительное соглашение о сотрудничестве, подписанного еще 5 мая 2012 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Глава Роснефти И. Сечин выступил с предложением снизить налоги для нефтяников с 55 % до 35–45%. По его мнению, такая мера позволит нефтяным компаниям запустить на высвободившиеся средства новые проекты и, т.о., увеличить поступления в госбюджет. А как считают наши читатели?

Надо ли снижать налоги для нефтянки?

13%

Да, это позволит компаниям реализовать сложные и дорогостоящие проекты

15%

Нет, это основной источник дохода страны

3%

Да, на газовой отрасли лежит меньшая налоговая нагрузка, а это также бюджетобразующая отрасль

57%

Нет, высвободившиеся средства все равно осядут на частных счетах

12%

Да, компании купят технологии и освоят новые месторождения, а это позволит платить больше налогов

Д. Медведев заявил, что к 2015 г. инвестиции в нефтегазохимическую отрасль вырастут до 330 млрд руб по сравнению с 225 млрд руб за 2012 г. Помогут ли дополнительные финансовые вливания изменить ситуацию в отрасли? Казалось бы, ответ на этот вопрос очевиден, но мнения наших респондентов разделились

Повлияет ли увеличение инвестиций в нефтегазохимию на изменение ситуации в отрасли?

16%

Да, увеличение финансирования на треть улучшит положение в отрасли

26%

Нет, важно правильно распределять денежные вливания, а не увеличивать их количество

26%

Да, это показатель понимания проблемы на правительственном уровне

6%

Нет, этих средств недостаточно

26%

Надо инвестировать в отраслевую науку, а не закупку иностранных технологий

СМК



ПРОДУКЦИЯ ДЛЯ АЗС

- РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ
- ЭЛЕМЕНТЫ ОБЛИЦОВКИ ЗДАНИЙ И НАВЕСОВ
- ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СИЛОСЫ
ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ
МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ

Компания «СМК»
www.smk.com.ru
Московская область, Химки
+7 (495) 572-26-06, 572-65-64
+7 (495) 572-50-22 факс
smk@smk.com.ru

Персонажи

Миллер Дворкович

Артемьев

Завальный

Сечин

Абрамович

Медведев

Фришман

Прохоров

Лисин

Алексеев

Торги на бирже

Юридический помощник

Визит В. Путина

Продажа квот

Цены на газ

в Баку

Продуктовый ИСР

Обвал рынка акций

Новые назначения



Павел Николаевич Завальный

Президент Федерации бильярдного спорта России

Президент футбольного клуба «ТТГ-Ява»

Председатель комитета Госдумы по энергетике

Павел Николаевич Завальный родился 11 августа 1961 г. в с. Хотьково Калужской области. В 1984 г. с отличием окончил Калужский филиал МВТУ по специальности «турбиностроение». Встав перед выбором профессиональной линии, по собственному признанию «послушался совета опытных людей. Они сказали: иди к газовикам, не прогадаешь – это такие люди! Так в сентябре 84-го и оказался в «Тюментрансгазе». На предприятии он прошел путь от сменного инженера до генерального директора.

С 2001 по 2011 гг. П. Завальный был депутатом Думы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В декабре 2011 г. был избран депутатом Государственной Думы шестого созыва.

27 июня П. Завальный сменил В. Язева на посту главы российского газового общества. Смена отраслевого эксперта на не менее отраслевого чиновника была скорее политическим ходом. Власть постепенно формирует крепкую нефтегазовую элиту. По основным направлениям отрасли сформированы центры влияния:

И.Сечин и Роснефть; Г.Тимченко и Gunvor с НОВАТЭКом; Газпром и А.Миллер. И по законам жанра П. Завальный, как опытный управленец из Газпрома, вписывается в складывающуюся картину лучше. Кроме того, в последнее время, Газпром активно пытается трудоустроить своих высокопоставленных сотрудников на чиновничьи посты.

Повлечет ли кадровая рокировка изменения в отрасли? Вряд ли. Язев курировал работу Единой России по Уральскому федеральному округу и П. Завальный знает еще по совместной работе в «Тюментрансгазе». А некоторые СМИ напрямую утверждают, что П. Завальный является креатурой В.Язева.

Вероятность этого подтверждает общность их взглядов на проблемы и ситуацию в отрасли. В. Язев постоянно критиковал энергетическую тактику ЕС повторяя, что европейская газовая политика нуждается в глобальных корректировках. Стоит вспомнить известное высказывание В. Язева относительно 3-го энергопакета: «3-ий энергопакет... Европа еще об этом пожалует, совершенно очевидно». В менее резкой форме аналогичные мысли высказывает и П. Завальный, полагая, что «3-й пакет способствует формированию на европейском пространстве нестабильного и неоднозначного инвестиционного

климата. Трудности и задержки с разрешительными процедурами во многих европейских государствах затрудняют реализацию проектов. Для обеспечения энергетической безопасности и гармонизации отношений в газовой сфере на европейском пространстве необходима значительная эволюция 3-го энергопакета».

Кроме того, В. Язев когда-то считался одним из серьезных лоббистов «Газпрома», примерно тоже можно сказать и про П. Завального, который пропагандировал несокрушимость позиций холдинга на мировом газовом рынке. Чего стоит только одно его высказывание: «Что хорошо Газпрому, хорошо стране». А еще были: «сланцевая революция не нарушит планов России (читай Газпрома – ред.) по экспансии на рынки АТР. Несмотря на рост добычи во всех регионах мира, конкурента российскому газу по цене нет».

П. Завальный и В. Язев совместно подготовили пакет мер, призванных облегчить геологоразведку и освоение новых месторождений.

По словам П. Завального, именно В.Язев сделал РГО организацией, к которой прислушиваются во многих странах мира. «Моя задача, прежде всего, обеспечить преемственность в работе РГО и дальнейшее повышение его авторитета в России и за рубежом». ●

13 августа В. Путин совершил визит в Азербайджан. Вместе с президентом в Баку прибыли министр обороны С. Шойгу, министр энергетики А. Новак, глава минтранса М. Соколов, а также руководители Рособоронэкспорта, Роснефти и ЛУКОЙЛа. В ходе встречи В. Путин и И. Алиев, в числе прочих, обсудили вопросы развития транспортной энергетики, развитие в Азербайджане рынка газомоторного топлива (ГМТ), а также был подписан ряд корпоративных соглашений между российскими и азербайджанскими энергетическими компаниями в нефтегазовой и электроэнергетической сфере.

Сегодня Азербайджан – один из конкурентов России в поставках газа на европейский рынок. Выбор МГП ТАР в качестве экспортного маршрута открыл альтернативный источник поставок газа в Европу из Азербайджана. Но, для поддержания рентабельности, Азербайджану важно иметь с Россией консолидированную позицию по поставкам трубопроводного газа, иначе, ЕС столкнет Газпром и SOCAR в конкурентной борьбе, которая приведет к экономическим потерям с обеих сторон.

Требуют корректировки и российско-азербайджанские отношения в области транспортировки нефти. 14 мая 2013 г. Россия прекратила действие подписанного в 1996 г. договора с Азербайджаном о транзите азербайджанской нефти через территорию РФ, т.к. азербайджанская сторона неоднократно нарушала взятые на себя обязательства, связанные с объемами газа, которые SOCAR должна была транспортировать по МНП Баку-Новороссийск.

13 августа 2013 г в присутствии президентов России и



Азербайджана, Роснефть и SOCAR, согласовали основные условия поставок нефти и подписали соглашение о сотрудничестве.

Совместная деятельность предполагает проекты по разведке и добыче нефти и газа для чего стороны создадут СП на паритетной основе. Также Роснефть и SOCAR договорились о сотрудничестве в области маркетинга и продажи углеводородов и нефтепродуктов и о совместном использовании ряда инфраструктурных объектов, в том числе трубопроводов и терминалов.

После трехлетнего перерыва Транснефть приступила к коммерческим переговорам с Азербайджаном о транспортировке нефти через территорию РФ после прекращения действия межправительственного соглашения. В настоящее время для обеспечения работы системы магистрального нефтепровода (МНП) Баку-Новороссийск необходимо около 5 млн тонн нефти, из которых 3–4 млн тонн – каспийская нефть, которая не соответствует качеству азербайджанской легкой.

Визиту В. Путина в Азербайджан 3 июля 2013 г предшествовал

телефонный разговор с И.Алиевым, в ходе которого главы государств обменялись мнениями о перспективах двусторонних отношений. Вопросы сотрудничества двух стран в нефтегазовой сфере также обсуждались на встрече президента Азербайджана и главы Роснефти И. Сечина 5 июля.

Пока неизвестно, удалось ли Роснефти договориться о покупке доли в проекте по разработке газоконденсатного месторождения Абшерон на азербайджанском шельфе Каспийского моря.

Встреча президентов России и Азербайджана принесла результаты не только для нефтегазовой отрасли. Также, министры транспорта двух стран подписали соглашение о строительстве автомобильного моста через трансграничную реку Самур в районе пунктов пропуска Яраг-Казмалар и Самур через совместную границу.

В целом, уже сам приезд В.Путина в Баку говорит об улучшении отношений между Россией и Азербайджаном. А это, в первую очередь, имеет большое значение для успешной экономической деятельности двух стран на международной арене. ●

ПРИРОДОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ДОБЫЧЕ ГАЗА

Газодобывающие предприятия оказывают влияние на окружающую среду связано через свои технологические процессы. Следовательно, снизить уровень этого воздействия можно внедряя высокоэффективную технику и технологии. Какие инновационные решения разработаны и уже внедрены в производство?

Олег Андреев,
генеральный директор

Анатолий Арабский,
заместитель главного инженера по научно-технической работе и экологии

Олег Арно,
главный инженер, первый заместитель генерального директора

Сергей Кирсанов,
заместитель по геологии и разработке начальника Управления геологии, разработки и лицензирования месторождений

2013 год – год экологии в ОАО «Газпром» и в России. Запланирован большой ряд мероприятий в области охраны окружающей среды, энерго- и ресурсосбережения, выполнение которых отслеживается на всех уровнях. Но есть задачи, не имеющих прямых, очевидных связей с указанными мероприятиями, решение которых, тем не менее, позволяет эффективно снижать уровни значимых экологических аспектов.

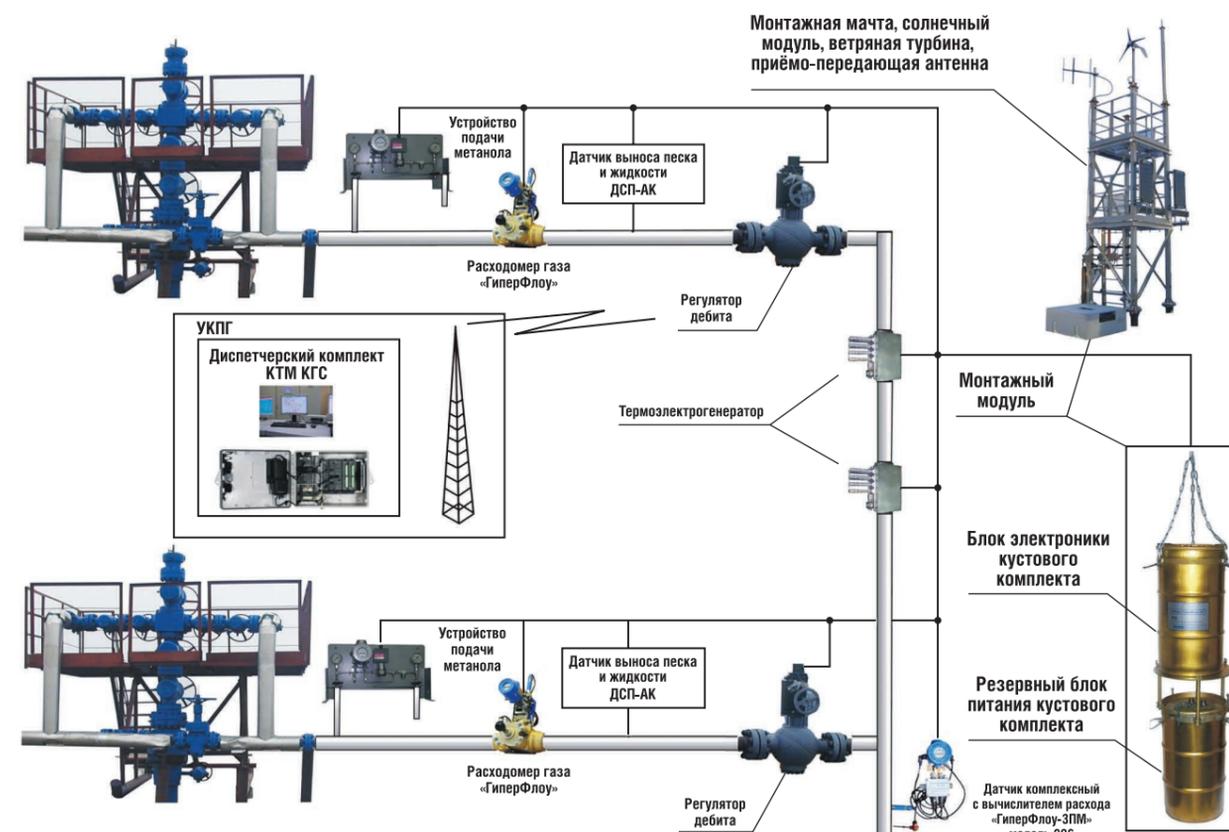
Влияние газодобывающих предприятий на окружающую среду связано с ведением их технологических процессов. Именно они определяют: количество образующихся загрязняющих веществ; уровни потерь различных реагентов; необходимые энергетические затраты; водопотребление и водоотведение, и т.д. Строгое соблюдение технологических регламентов, своевременный ремонт и наладка оборудования

позволяют лишь удержать вполне определенный, пороговый для каждого технологического процесса уровень взаимодействия с окружающей средой, но не более того. Тем не менее мы все время декларируем необходимость радикального снижения этого взаимодействия.

Но как этого достичь? Ответ достаточно очевиден! Путем принципиального, инновационного изменения имеющихся или внедрения новых технологических процессов. Но это возможно только с соблюдением одного важного ограничения – затраты на разработку и внедрение новых технологий должны быть разумными и окупаться в минимальные сроки. А это и есть один из краеугольных камней фундаментальных принципов устойчивого развития, признанных на первой межправительственной конференции по окружающей человека среде в Стокгольме (1972г.) и последующих конференциях в Рио-де-Жанейро (1982, 1992, 2012гг.) и в Йоханнесбурге (2002г.).

Представим наши скромные наработки, позволяющие реализовать это направление в начале газовой цепочки. Прежде всего, рассмотрим контроль за разработкой газоконденсатных месторождений, который «обеспечивает экономное использование невозобновляемых ресурсов», и позволяет гарантировать оптимальную эксплуатацию месторождения в течение всего жизненного цикла. А для этого необходим постоянный мониторинг технологических параметров, регулярная актуализация геолого-технологической модели и генерация управляющих воздействий. Чтобы реализовать указанные воздействия в

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



условиях тундры Крайнего Севера Западной Сибири нужно полностью контролировать и управлять всеми процессами на газовых скважинах и на территории всего месторождения.

Проблему удалось решить, используя телеметрию и телемеханику, вся аппаратура которых на кустах газовых скважин питается от гибридного экологически чистого источника энергии (параллельно работающих круглый год ветра, солнца и тепла добываемого газа) [1]. Схематично данное решение показано на рис. 1.

Такое решение исключило строительство дорогостоящих кабельных линий энергетики и связи и соответствующее воздействие на окружающую среду. Одновременно появилась возможность решить целый ряд инновационных технических, технологических и исследовательских задач.

Прежде всего, проведение групповых исследований кустовых газовых скважин, полностью исключаящий выпуск газа в атмосферу. Основа

технологии – использование данных телеметрических систем, а управление процессом испытаний – с помощью кустовой телемеханики. При испытаниях исследуемые скважины разделяют на пары, имеющие максимальную степень наложения контуров питания. Одновременно исследуют две группы скважин из указанных пар. Одну группу на режимах обратного хода, с уменьшением дебита до полной остановки, а другую на режимах прямого хода, с увеличением дебита до предельно допустимой величины. Затем изменение дебита меняют на противоположное. При этом суммарный дебит каждой пары скважин и общий дебит куста удерживают практически постоянным. В результате отбор газа с куста скважин не снижается, и этот газ в атмосферу не выпускается, а подается потребителям (в отличие от стандартной технологии) [2].

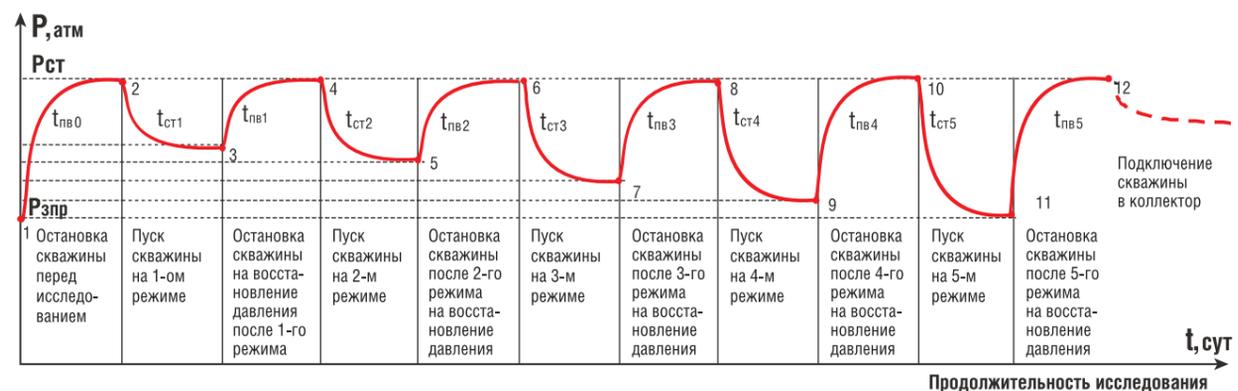
Для повышения эффективности дренирования сеноманских и нижнемеловых залежей Ямбургского и Заполярного НГКМ широко используются скважины

с горизонтальным окончанием ствола. Методы их испытания существенно отличаются от традиционных, используемых для испытания вертикальных и наклонно-направленных скважин.

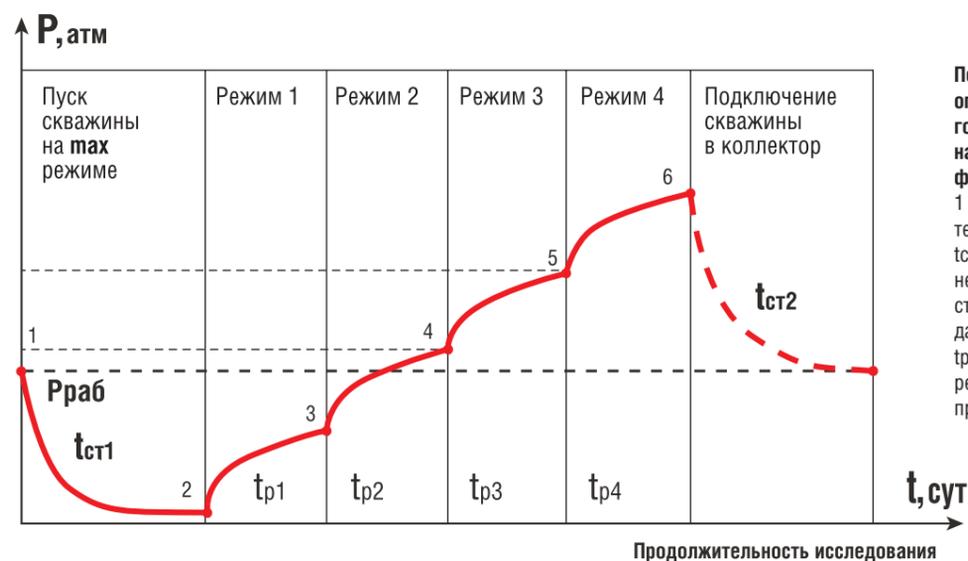
Нами разработана технология ускоренного исследования газовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах фильтрации. Основное отличие от традиционного метода – исследование производится непрерывно, без остановки скважины между режимами, и в течение отрезков времени, которые на один – два порядка меньше периода работы скважины в газосборный коллектор. Это позволяет в разы сократить время работ на проведение испытаний и соответствующие потери газа на собственные, технологические нужды с соответствующим уменьшением выбросов парниковых газов на месторождении [3]. Весь сэкономленный газ подается потребителю. Схематически указанное отличие в испытании указанных двух типов скважин представлено на рис. 2.



РИС. 2. Сравнительные характеристики двух типов испытания скважин – обычные и ускоренные



Последовательность операций при исследовании наклонно-направленной скважины на стационарных режимах фильтрации: 1 – 12 - точки замеров давления, температуры и дебита скважин; t_{ст1} – время, необходимое для полной стабилизации и восстановления забойного давления; t_{пв1} – время, необходимое для восстановления давления



Последовательность операций при исследовании горизонтальной скважины на стационарных режимах фильтрации: 1 – 6 - точки замеров давления, температуры и дебита скважин; t_{ст1} – время работы скважины, необходимое для полной стабилизации забойного давления; t_{р1} – время работы скважины на режиме, в 10-100 раз меньшее предыдущей работы в шлейф

Реализация в практике этой технологии уже позволила сэкономить более 200 млн. м3 добытого природного газа.

Кроме газодинамических испытаний скважин очень важно контролировать влажностное содержание их продукции. Это необходимо для оптимизации процессов подготовки газа к дальнему транспорту. Чтобы ускорить процесс измерений и минимизировать при этом потери добычаемого газа, нами разработаны и запатентованы технология и оборудование для измерения влажностного содержания флюида непосредственно на устье скважины с отбором минимально возможного объема исследуемого газа. Эта аппаратура позволяет определять влажность газа, наличие воды в капельной фазе и проводит экспресс-анализ

минерализации пластовой воды [4, 5].

Только за период с 2002 по 2008гг. на Ямбургском, Северо-Уренгойском и Восточно-Таркосалинском месторождениях было проведено свыше 3 тысяч исследований с помощью этих компактных устройств.

В 2008 году, развивая достигнутые успехи, разработано устройство для определения влажностного содержания флюида в виде пара, что позволило существенно повысить точность проводимых измерений. Новая технология измерений базируется на исследовании минимально возможной изолированной пробы газожидкостной смеси, приведенной в равновесное состояние, с использованием сорбционно-емкостных элементов и контролем плотности при

заданных термобарических условиях [6].

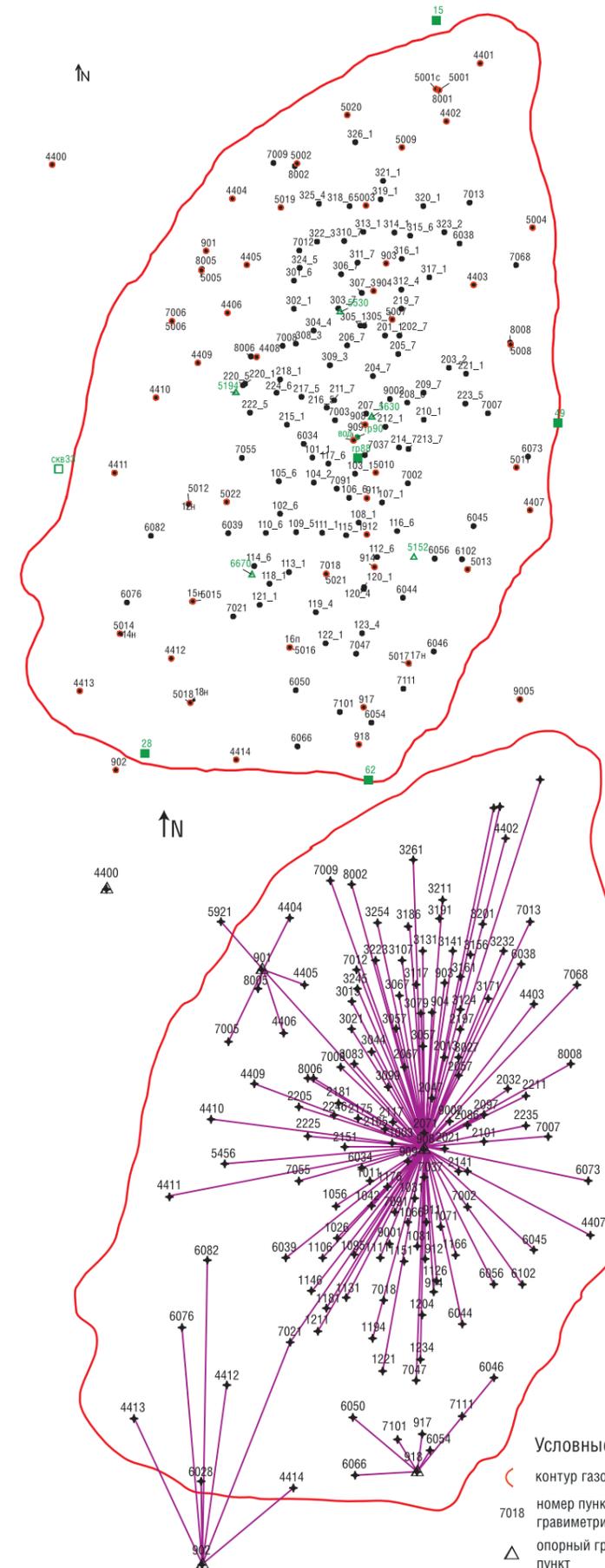
Кроме результатов газодинамических испытаний скважин и параметров добываемого из них флюида для моделирования разработки месторождений необходимо знать характер движения подошвенных вод в залежи. Для этого в 2003 году на Заполярном месторождении были начаты высокоточные гравитационные наблюдения с целью отработки технологии мониторинга его разработки. По всей площади месторождения была создана сеть из базисных и режимных опорных пунктов. Ее дополняет необходимая сеть геодезических пунктов, которые показаны на рис. 3.

Базисные пункты расположены на кустах эксплуатационных скважин

РИС. 3. Расположение контрольных точек для проведения высокоточных измерений вариаций гравитационного поля на ЗГНКМ



- Условные обозначения:
- 5152 пункты ГГС
 - 28 опорные геодезические пункты
 - скв33 новый опорный пункт
 - пр90 вспомогательные пункты
 - 6039 пункты, не совмещенные с гравиметрическими марками
 - 912 пункты, совмещенные с гравиметрическими марками
 - контур газонасыщенности



и предназначены для получения эмпирических зависимостей изменения силы тяжести от объемов отбора газа и продвижения подошвенных вод.

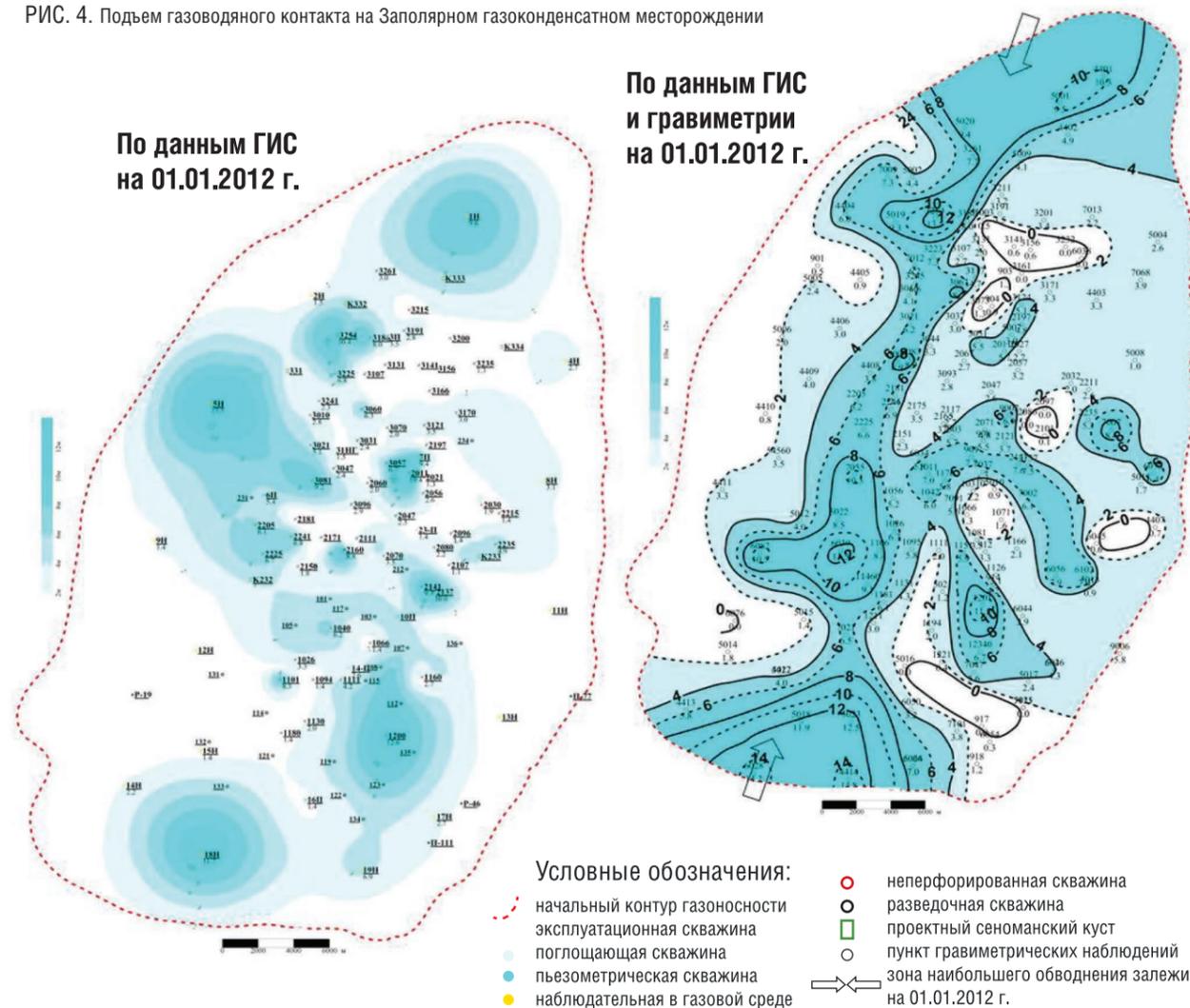
Режимные пункты расположены в зонах отсутствия скважин и обеспечивают контроль за отработкой и обводнением периферийных участков месторождения. В результате удалось минимизировать число наблюдательных скважин с соответствующим уменьшением объемов бурового шлама, который потребовалось бы захоронить в шламовых амбарах.

Зато, какой результат! За восемь лет исследований было выполнено более 1400 серий высокоточных измерений силы тяжести в 150 точках с кратностью от 2 до 5 раз. Всего проведено более 6000 замеров. Определены фактические зависимости изменения силы тяжести от степени выработки запасов газа и получена четкая картина движения пластовых вод, показанная на рис. 4.

Представленный выше комплекс новых методов контроля разработки

- Условные обозначения:
- контур газонасыщенности
 - 7018 номер пункта гравиметрической съемки
 - опорный гравиметрический пункт

РИС. 4. Подъем газовой контактной на Заполярном газоконденсатном месторождении



газовых месторождений, минимизирующих техногенное воздействие на окружающую среду удостоен премии Правительства РФ в области науки и техники за 2012 год. Полученный экономический эффект от его внедрения превысил два миллиарда рублей. Но контроль за разработкой – это самое начало газовой цепочки добывающего предприятия. А значит и далее, по цепочке, есть высокоэффективные инновационные разработки. Покажем и часть из них.

Разработаны и запатентованы три технологии проведения гравитационного мониторинга разработки газовых месторождений на Крайнем Севере Западной Сибири [7, 8, 9]. Правила и порядок проведения и обработки получаемых результатов при проведении высокоточных гравитационных измерениях вариаций гравитационного

поля в районе расположения месторождения подробно изложен в монографии [10].

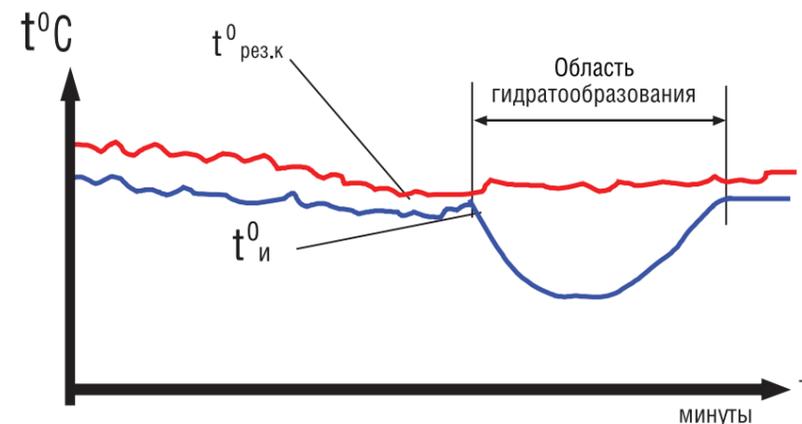
На Крайнем Севере серьезной проблемой является предупреждение гидратообразования в газосборных шлейфах. Ее решают подачей ингибитора гидратообразования (метанола) в шлейф. Для минимизации расхода метанола (с соответствующим снижением воздействия на окружающую среду) нами была разработана инновационная технология предупреждения гидратообразования, реализуемая интеллектуальной АСУ ТП. Ее суть заключается в том, что метанол подают в шлейф только тогда, когда начинается процесс гидратообразования, и в необходимых количествах. Для этого контролируют ход реальных процессов с их параллельным

моделированием. Сама логика выявления начала процесса гидратообразования показана на рис. 5 и описана в [11].

Эффект искусственного интеллекта достигнут благодаря тандемной итерации процесса решения задачи моделирования: классический подход, уточнение полученного решения методами нечеткой логики, и, в завершение, экспертной системой.

Поскольку в условия Крайнего Севера АСУ ТП работает не стабильно, а цена отказов очень высока, нами решены задачи и защищены патентами технологии оперативного выявления таких отказов и парирования потенциальных несоответствий [12]. Только на снижении расхода метанола мы ежегодно экономим свыше 4 млн. руб. Соответственно уменьшается и нагрузка на окружающую среду.

РИС. 5. Принцип выявления начала процесса гидратообразования в газосборном шлейфе



Передачу по шлейфам добытый флюид на УКПГ, сразу же встает вопрос регенерации метанола (желательно, глубокой) и закачки образующихся промстоков в пласт, удовлетворяя самым высоким экологическим требованиям. Решили и эту задачу.

На УКПГ-1С Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения, при комплексной реконструкции цеха регенерации метанола, в малогабаритную ректификационную колонну удалось установить блок массообменных тарелок с суммарной эффективностью свыше 15 теоретических тарелок. Для этого использовали простейшие ситчатые тарелки с переливом. Одни из самых не эффективных, с низким КПД, но занимающие очень мало места в колонне. Попутно решили проблемы работы с эмульсиями, выделением аномально большого содержания конденсата в добываемом газе, а так же и отложения солей в теплообменниках. Результат прекрасный – в промстоках содержание метанола на порядок ниже допустимого, при которых допускается закачивать промстоки в пласт. Попутный результат – дополнительно добытый конденсат. Вырос межремонтный период эксплуатации установки и снижена стоимость самого ремонта. Существенно сократилось образование отходов в процессе проведения планово-предупредительных ремонтов. Эта технология так же защищена патентом на изобретение [13].

Чтобы не строить такие установки регенерации на каждом промысле, используют имеющееся резервное оборудование, на котором

повышают концентрацию метанола в ВМР до уровня, при котором ВМР не замерзает зимой в самые сильные холода. Вот эту смесь транспортируют по трубопроводам или в цистернах на вышеуказанную, единственную установку глубокой регенерации. А уже с нее, товарный, регенерированный метанол развозят обратно по промыслам или на центральный склад. Эта технология, оптимизирующая транспортную логику перемещения ВМР и регенерированного метанола

Литература

1. Патент на ПМ № 49109 (РФ). «Устройство для контроля и регулирования процесса добычи газа в газовых и/или газоконденсатных скважинах» / Андреев О.П., Салихов З.С., Францев П.Н., Лыков А.Г., Деревягин А.М.
2. Патент № 2338877 (РФ). «Способ группового проведения исследований кустовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах фильтрации» / Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Зинченко И.А., Кирсанов С.А.
3. Патент № 2386808 (РФ). «Способ проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин с субгоризонтальным окончанием ствола» / Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А.
4. Патент № 2255218 (РФ). «Способ экспрессного определения влагосодержания в продукции газовых скважин» / Шапченко М.М., Кирсанов С.А., Варламов В.П., Жигалин В.А.
5. Патент № 2263781 (РФ). «Устройство для определения влажности в продукции газовых скважин» / Шапченко М.М., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Варламов В.П., Жигалин В.А.
6. Патент № 2354823 (РФ). «Комбинированный способ определения влагосодержания продукции газовых скважин и устройство для его осуществления» / Кирсанов С.А., Зинченко И.А.
7. Патент № 2307927 (РФ). «Способ контроля разработки газового месторождения» / Андреев О.П., Зинченко И.А., Моисеев Ю.Ф., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф.
8. Патент № 2307379 (РФ). «Способ мониторинга разработки газовых месторождений» / Ахмедсафин С.К., Райкевич А.И., Зинченко И.А., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф., Кирсанов С.А., Моисеев Ю.Ф.
9. Патент № 2420767 (РФ). «Способ гравиметрического контроля разработки газовых месторождений в районах с сезонной изменчивостью верхней части разреза» / Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Безматерных Е.Ф., Кривицкий Г.Е.
10. О.П. Андреев, Д.Н. Кобылкин, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов, Е.Ф. Безматерных, Г.Е. Кривицкий. Гравиметрический контроль разработки газовых и газоконденсатных месторождений. –М.: «Недра», 2012. 376с.
11. Патент № 2329371 (РФ). «Способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутрипромысловых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений крайнего севера» / Андреев О.П., Арабский А.К., Салихов З.С., Ахметшин Б.С., Вить Г.Е., Тальбов Э.Г.
12. Патент № 2454692 (РФ). «Способ повышения достоверности поступающей информации в автоматизированной системе управления технологическими процессами, функционирующей в условиях Крайнего Севера» / Арабский А.К., Дьяконов А.А., Гункин С.И., Завьялов С.В., Вить Г.Е., Куклин С.С., Соснин М.Л., Тальбов Э.Г.-О.
13. Патент № 2474464 (РФ). «Способ регенерации водометанольного раствора на нефтегазоконденсатном месторождении» / Андреев О.П., Арабский А.К., Мазанов С.В., Краев В.М., Соммер В.И.
14. Патент № 2465949 (РФ). «Способ повышения качества регенерации метанола из водометанольного раствора» / Андреев О.П., Арабский А.К., Мазанов С.В., Краев В.М., Соммер В.И.
15. Европейский патент EP 1716904 (A1). «Мультикассетная сепарационная кольцевая насадка» / Андреев О.П., Арабский А.К., Салихов З.С., Саньков А.З., и др.

по всему месторождению, так же защищена патентом на изобретение [14]. Патенты на последние технологии получены в этом году, поэтому точный экономический эффект от их внедрения пока не определен, но он значителен.

И завершая беглый обзор внедренных в ООО «Газпром добыча Ямбург» инновационных техники и технологий, влияющих на уровень значимых экологических аспектов, коснемся самой подготовки природного газа к дальнейшему транспорту. В частности, разработанная и внедренная мультикассетная сепарационная кольцевая насадка [15] позволила обеспечить соответствие всех параметров подготовки газа к дальнейшему транспорту и минимизировать унос диэтиленгликоля. Благодаря этим насадкам, при планово-предупредительных ремонтах абсорберов было минимизировано образование отходов. И все это реализовано на самых крупных в мире установках комплексной подготовки газа Ямбурга и Заполярного.

Самое главное – радикально снижена техногенная нагрузка на окружающую среду. ●

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ: ЭВОЛЮЦИЯ В ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ



Сергей Заболотский,
Научный сотрудник,
Институт Экономики
и Организации Промышленного
Производства СО РАН,
к.э.н.

Успешный опыт США в разработке сланцевых газов, привел к разговорам о «сланцевой революции». В Кремле, 1 июля 2013 г. В. В. Путин принял участие во 2-м саммите Форума стран-экспортеров газа (ФСЭГ). На пресс-конференции, комментируя галопирующие увеличение и развитие добычи сланцевого газа в США, В. В. Путин отметил: «В 2011 году рост добычи такого газа составлял 84%, а в 2012 этот показатель упал до 9%. Наверное, это о чем-то говорит. Может быть, наши американские партнеры вышли на определенную полку, как говорят газовики, и что будет дальше, пока не понятно». Сейчас существуют диаметрально противоположные мнения о том, как будет дальше «жить» Газпром и судьба будущих поступлений в бюджет России. Понятно, что по этому вопросу есть разные сталкивающиеся интересы и много провокационных материалов. Здесь, к рассмотрению этого вопроса надо подходить объективно и без эмоций.

Уже неоднократно говорилось о «неожиданном» появлении «сланцевой революции» в США. С 2005–2011 года доля российского газа на европейском рынке в структуре потребления снижалась (здесь учтены 27 стран Евросоюза) с 39% до 30% то есть на 9 процентных пунктов при том, что импорт газа в Европу постоянно увеличивался. Основной рост обеспечивал Катарский СПГ, который в силу счастливого случая был переориентирован с удаленных США до Европы. Однако сейчас он поставляется преимущественно в страны АТР. Поэтому колебания цен на российский природный газ скорее носят инерционный и сезонный

характер помимо других факторов, как неоправданный ажиотаж вокруг спасительного для мировой экономики «сланцевого газа». Более того, состав сланцевого газа, к примеру, в Польше, которая заявляла о разработке сланцевых месторождений, сейчас вызывает сомнение по целесообразности его добычи из-за низкого процента метана и его гомологов, в составе смеси газов добываемой из сланцевых месторождений. Серьезную опасность для положения Газпрома в Европе, также представляет газопровод из Ирана к побережью Сирии, строительство которого возобновится после окончания войны в Сирии. Но это только одна из гипотез и тема отдельной статьи. Сейчас нам, как раз, следует опасаться больше Китая, чем США. Китай также включается в массивную разработку месторождений сланцевого газа.

Поднебесная обладает самыми большими в мире предполагаемыми запасами сланцевого газа, что может и увеличить уровень его энергетической независимости, а также снизить эффективность продаж российского природного газа [1]. И Китай не остановит даже часто муссируемая в прессе экологическая проблема. Даже в Соединенных Штатах Америки, имеющих развитое экологическое законодательство, риски связанные с экологией добычи сланцевого газа, не подвержены регулированию законодательства. В Китае экологическое право и институциональные органы гораздо менее развиты и при масштабной разработке сланцевых месторождений газа на окружающую среду обратят внимание в последнюю очередь. Практика добычи природного газа, получаемого из сланцевых месторождений, показала, что себестоимость его добычи может быть низкой, исходя из того, как развиваются процессы добычи сланцевого газа в США. Надо признать, что в США сложились все условия для этого. В первую очередь

– это эффективные технологии и государственная поддержка, это геологические условия, условия землепользования и экономические условия для развития этой добычи. Что касается Европы, и других регионов надо сказать, что запасы традиционного газа – а мы смотрим шире – не только сланцевого газа, а также можно говорить и про угольный метан и газ из песчаных пород – эти запасы очень значительны повсеместно. Такие запасы присутствуют и в Европе. Другое дело в том, что существует проблема себестоимости их добычи и процентное содержание метана и его гомологов в составе общего объема добываемой смеси газов из таких месторождений.

Но надо признать в США имеются большие территории, где возможна промышленная добыча сланцевого газа. Причем глинистые слои, содержащие газ, залегают глубоко (до 4 километров), что позволяет добывать газ предположительно без ущерба для экологии. Территории нередко густо заселены, и их собственники владеют также и недрами, т.е. им выгодно приглашать компании для разработки таких месторождений. В Европе недрами владеет государство и для того, чтобы европейские компании приходили для добычи сланцевого газа им необходимо выкупать землю, что автоматически увеличивает себестоимость такого газа. Конечно, перспективы добычи сланцевого газа в Европе существуют. Можно их оценивать достаточно оптимистично, но на период не ранее 2017–2020 годам. До 2017 года сланцевый газ не выйдет на рынки Европы. Но есть тенденция, о которой много говорят. Вернее говорят больше, чем оно того заслуживает. Но некоторые заявления об этом уже прозвучали, а именно о том, что американский сланцевый газ может выйти на экспорт в сжиженном виде в Европу. В тоже время американцы еще сами не знают, что делать дальше со сланцевым газом и уже есть альтернативные предложения использовать его в качестве газонефтехимического сырья или в качестве топлива для генерации эл./энергии на месте.

На самом деле, конечно, это только начало обсуждения поставленных задач. Но для внесения ясности необходимо начать с того, что же такое сланцевый газ.

ТАБЛИЦА 1. Оцениваемые извлекаемые ресурсы сланцевого и доказанные запасы природного газа, которые можно получить из сланцевого газа в 2013 г. [4]

Страна	Оцениваемые извлекаемые ресурсы сланцевого газа (триллионов куб. м)	Доказанные запасы природного газа (триллионов куб. м)
Китай	39,4	4,4
Аргентина	28,3	0,4
Алжир	25,0	5,6
США	23,5	11,2
Канада	20,2	2,4
Мексика	19,2	0,6
Австралия	15,4	1,5
ЮАР	13,8	–
Россия	10,1	–
Бразилия	8,7	0,5

Сланцевый газ

Сланцевый газ является природным, по сути, газом, который находится в ловушке сланцевых пластов, залегающих на разной глубине. В статье под термином «сланцевый газ» подразумевается фракция углеводородных газов, которая «отбивается» из смеси всех газов добываемых на сланцевых месторождениях. Согласно информации консалтинговой компании Platts, а также BENTEK Energy, состав газа из залежей сланцев месторождения Marcellus следующий: 75% метан (CH₄), 16% – этан (C₂H₆), 5% пропан (C₃H₈), и 1% бутан, пентан и другие газы.

Из других источников следует, что сланцевом газе есть и коррозионно-агрессивные компоненты, такие как сероводород (H₂S), вода. Кроме этого, в других месторождениях в составе может быть большое массовое и объемное соотношение не углеводородных газов к углеводородным, таких как азот(N₂), диоксид углерода(CO₂), водорода(H₂), окиси углерода (CO) в некоторых случаях доходящее до 75%. [2].

Основную часть товарного природного газа составляет метан (CH₄) до 98%, в его состав могут также входить и более тяжелые компоненты – этан(C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан(C₄H₁₀), и другие гомологи метана, а также другие уже не углеводородные вещества – водород (H₂ сероводород

(H₂S), диоксид углерода(CO₂) азот(N₂), гелий(He). После добычи природный газ подготавливают к транспортировке, продаже или переработке. При помощи прогрессивных технологий разные компоненты газа отделяют, и уменьшают вредные примеси до предельно допустимых норм. Отделяют также песок и пары воды. [3].

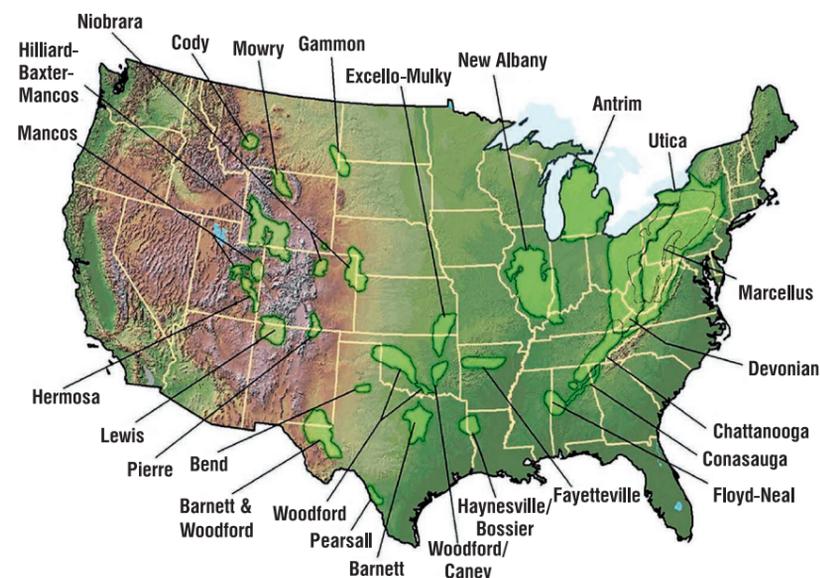
Важно понимать, что состав природного газа из сланцевых и других месторождений газа определяется генезисом как соответствующих провинций и бассейнов, так и конкретных месторождений, залежей, сланцевых плевов и может меняться в зависимости от месторождения.

Мировые ресурсы сланцевого газа

Данные Управления информации по энергетике правительства США свидетельствуют о том, что оцениваемые ресурсы сланцевого газа в Китае в 2013 составляют 39,4 трлн. кубометров, из которых доказанные ресурсы, т.е. технически доступные – 4,4 трлн. кубометров или около 16% от мировых запасов. По первому показателю Китай занимает первое место в мире, существенно опережая США, Россию и другие страны, а по второму показателю на третьем месте после США и Алжира (табл. 1).



РИС. 1. Залежи сланцевого газа США



Source: All Consulting, Modified from USGS & other sources

Что будет с избытком ресурсов сланцевого газа в США?

Сланцевый газ становится все более важным источником природного газа в Соединенных Штатах с начала этого века. В последнее время интерес к нему распространился на потенциальные залежи сланцевого газа в остальном мире. В 2000 году добыча природного газа из сланцев составляла только 1,7% от добычи всего природного газа в Америке, а к 2010 году она составила более 23%. Некоторые аналитики ожидают, что добыча сланцевого газа позволит значительно расширить энергоснабжение мировой постиндустриальной «машины». Исследование, проведенное Baker Institute of Public Policy at Rice University привели к выводу, что повышение добычи сланцевого газа в США, Канаде и Китае могли бы снизить цены природного газа России и стран Персидского залива которые они «диктуют» остальному миру. Почти все увеличение внутреннего производства природного газа в США связано с прогнозируемым ростом добычи сланцевого газа, которое вырастет с 220 млрд. м² (рис. 2) в 2011 году до 473 млрд. м² в 2040 году. По данным U.S. Energy Information Administration (US EIA), предоставленным в 2013 году, вследствие развития американских

проектов добыча природного газа увеличится с 651 млрд. м² в 2011 году до 878 млрд. м² в 2040 году. Но подобные прогнозы US EIA пересматривает каждый год то в одну сторону, то в другую. Не сказать об этом – нельзя, т.к. можно исказить суть процесса и понимание проблемы. Это увеличение обусловлено также существенной поддержкой со стороны государства – разведки и добычи сланцевого газа. В частности, компаниями даются налоговые льготы, крупные займы и компенсируются затраты на геологоразведку, но всё гораздо сложнее и изменяется во времени. Из природного газа, потребляемого в Соединенных Штатах в 2011 году, около 95% были произведены в США, таким образом, поставки природного газа не так зависимы от иностранных производителей, как поставки сырой нефти, а также менее подвержены рыночным колебаниям. Наличие большого количества сланцевого газа должно позволить США преимущественно обеспечивать внутренний спрос газа в течение многих лет и консервировать его для внутреннего потребления в будущем, что они уже делали с нефтью. Однако, если посмотреть на диаграмму добычи газа в США (рис.2) видно, что добыча газа из «не сланцевых месторождений» падает с 2009 года.

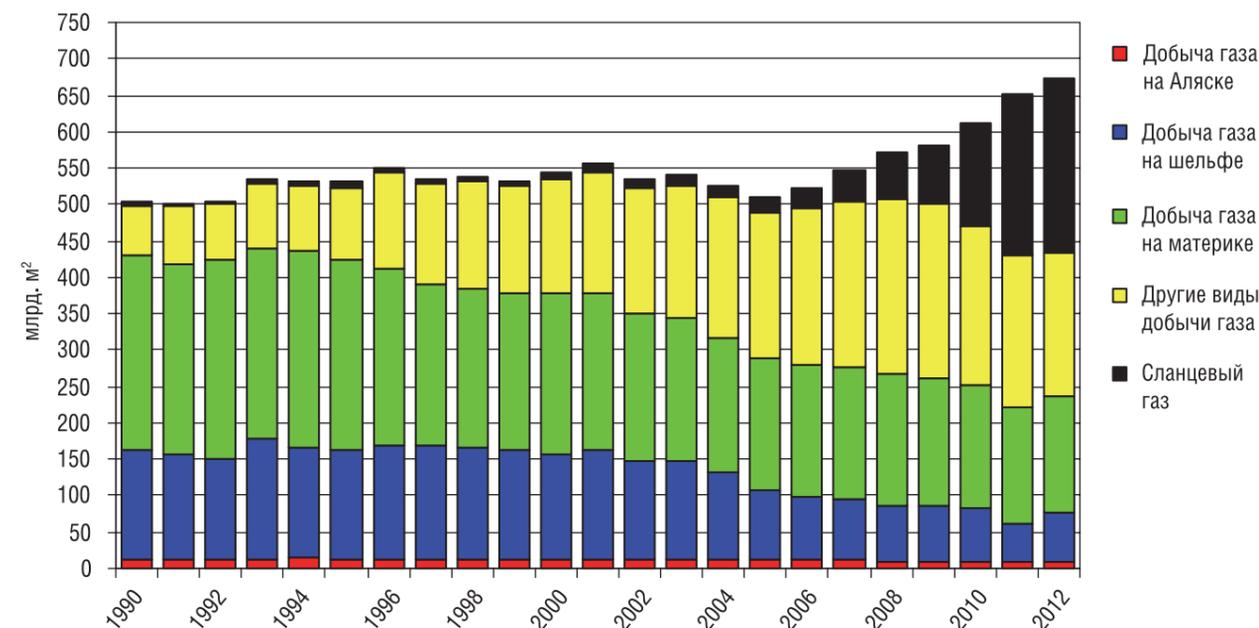
Рост добычи сланцевого газа может быть одним из неких скрываемых ранее «козырей», которые позволяют компенсировать падающую добычу из других источников газа не сланцевых месторождений. Данные по добыче сланцевого газа за первый месяц 2013 года, и снижение темпов роста в 2012 году (к 2011 г.) могут говорить о том, что «сланцевая революция» является скорее «спасательным кругом» для экономики США.

Это может временно повлиять на мировой рынок сжиженного природного газа, уменьшив закупки за рубежом, но не сильно. Опять же – это следствие долгосрочной политики США, которая базируется на резервировании своих источников для будущего их использования. США – это огромная «машина» требующая постоянного увеличения потребления углеводородов и выкидывать свой газ на мировые рынки Штаты так просто не намерены. Более перспективным для США является развитие газо- и нефтехимии на сырье, добываемом из сланцевого газа. Хотя перспективы добычи сланцевого газа являются многообещающими, остается значительная неопределенность в отношении размеров и экономической составляющей этого ресурса. Многие сланцевые образования, в частности, Marcellus (рис.1), настолько велики, что лишь малая часть всей залежи была широко подвергнута изучению. Большинство скважин сланцевого газа были пробурены в последние несколько лет, поэтому существует значительная неопределенность в отношении их долгосрочной продуктивности, содержания и отдачи. Хотя другая неопределенность будущего заключается в возможности совершенствования технологий добычи, которые могли бы существенно увеличить производительность и снизить издержки производства.

«Сланцевая революция» в США может привести к кардинальным переменам в газонефтехимии

В США значительная часть производства этилена традиционно производится из этана, выделяемого на сотнях ГПЗ, т.е. на структуру

РИС. 2. США. Добыча природного газа по источникам



Источник: U.S. Energy Information Administration. ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2013

производства в США это может существенно не повлиять. Но с развитием газо- и нефтехимии в Штатах изменится мировая структура производства этилена с появлением сланцевого газа в качестве сырья. Эффект может распространиться на производства этилена на международном уровне. Как следствие, структура и динамика производства олефинов на мировых рынках может существенно измениться образом в течении 4–5 лет. В Соединенных Штатах, экономика «подталкивает» и создает благоприятные условия для пиролиза этана в этилен, так как приток этана из открытых месторождений сланцевого газа, уменьшает рыночную стоимость традиционно добываемого этана из других не сланцевых месторождений. В то же время, более высокие цены на нефть и нефти и могут привести к тому, что пиролизные установки на основе нефти станут убыточными. С другой стороны переработка получаемых из «побочных» продуктов пиролизных печей на основе нефти, позволит не только сохранить свою доходность, но и также сохранить большую долю рынка олефинов. Согласно отчету BENTEK Energy, в течение ближайших лет до 2016

года, развитие в эксплуатации сланцевого газа в Соединенных Штатах, как ожидается, увеличит добычу и выделение гомологов метана из сланцевого газа более чем на 40% – с 41 тыс.т в 2011 году до более чем 58 тыс.т в 2016 году. Здесь речь идет о этане, а также получении товарного ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов), которое «вдохнет» новую жизнь в газонефтехимическую промышленность США. Метан, получаемый из этого потока, будет реализовываться по ценам природного газа. Но извлекаемого метана не достаточно для генерации достаточной прибыли компаниям, чтобы поддерживать рентабельное бурение, добычу и первичную подготовку газа из сланцевых месторождений газа. Нынешняя себестоимость добычи природного газа в США, которая составляет порядка \$89.50 за 1 тыс. м³ (stcm)* в районе добычи по данным на конец 2012 года является не большим финансовым стимулом, чтобы развивать дальнейшую добычу и реализацию только метана. Дополнительно, рентабельность добычи природного газа может поддерживаться за счет остальных 25% общей смеси углеводородных газов – в основном за счет высокого содержания (до 16%) этана, (только

для месторождения Marcellus). В отличие от пропана, который может быть использован для других целей, например, в качестве топлива или хладагента, основное применение этана – сырье для производства этилена. Исходя из справочных материальных балансов производства этана из 1 массовой единицы этана получается 0,78–0,80 этилена [5], что существенно выше чем при пиролизе пропана, но суть не этом. Отдельно строить пиролизные или другие нефтехимические установки «заточенные» под пропан не рационально при современном содержании и объеме извлечения этого углеводорода из сланцев. С декабря 2008 года, вслед за коллапсом мировых цен на энергоносители и последующей коррекцией рынка, цены на этилен увеличились более чем в 2 раза. В середине сентября 2012 г., в США цены на этилен составляли немногим ниже \$900 за

* Справка: 1 тыс. куб. м природного газа эквивалентна 35,8 миллиона британских тепловых единиц (mmBtu). Но это, конечно, очень приблизительно. Например, существует три разных кубометра газа – стандартный кубометр (stcm), измеряется при температуре 15°C и давлении 101,325 kPa), нормальный кубометр (при температуре 0°C) и советский (российский) кубометр (при температуре 20°C).

ТАБЛИЦА 2. Инвестиции в этиленовые мощности при увеличении добычи сланцевого газа и прогнозируемом выделении этана

компания	проект	мощность тыс.т.	площадка	инвестиции	запуск
ExxonMobil Chemical	новый	1500	Baytown, TX	н.д	2016
Chevron Phillips Chemical	новый	1500	Cedar Bayou, TX	н.д	2017
Dow Chemical	новый	>800	U.S. Gulf Coast	н.д	2016–2017
Shell	новый	>800	U.S. Northeast	н.д	2016–2017
Formosa Plastics	новый	800	Point Comfort, TX	\$1,7 млрд.	2016
Dow Chemical	перезапуск	390	St. Charles Parish, LA	н.д	2013
LyondellBasell	расширение	386	La Porte, TX	н.д	2014
Williams	расширение	272	Geismar, LA	\$350–\$400 млн.	2013
Westlake Chemical	расширение	114	Lake Charles, LA	н.д	2014
Westlake Chemical	расширение	109	Lake Charles, LA	н.д	2013
INEOS	модернизация	115	Chocolate Bayou, TX	н.д	2014

Источник: ICIS

метрическую тонну, по сравнению с \$377.50 на 1 декабря 2008 года. В это же время, в США цены на природный газ упали более чем на 50% и цены на этан упали почти на 20%. Т.е. цены на этан менее подвержены рыночным колебаниям из-за применения его в качестве сырья для нефтехимии.

Риск перепроизводства

Потенциал для получения высокой прибыли заключается в строительстве 6–7 производств этилена, строительство которых было заявлено в США. При этом большинство мощностей будет создано уже в ближайшие годы. Если все эти пиролизы будут построены – это будет способствовать росту мощностей этилена в США на 7 млн. т/год., (табл.2). Кроме этих новых проектов, дополнительное производство 1,75 млн. тонн этилена в США планируется осуществить за счет расширения уже существующих мощностей.

Североамериканский рынок олефинов дает представление о том, что может случиться повсеместно в мире, если большинство стран начнет увеличивать добычу и использование сланцевого газа в качестве сырья для газо- и нефтехимии. По оценкам US Energy Information Administration, в Китае насчитывается почти в 2 раза больше сланцевого газа, чем в

США. Алжире, Канаде, Аргентине. Европа и ЮАР также обладают сланцевыми месторождениями сравнимыми с теми, что есть в США. Будущий мировой баланс олефинов и полиолефинов будет продиктован тем, как эти страны решат использовать свой сланцевый газ в будущем. Но те структурные сдвиги, которые ожидают глобальный рынок может заключаться в переизбытке этилена, нехватке пропилена, дефиците бутадиена, потому что этан будет использоваться как основное сырье для производства олефинов (этилена).

Сланцевый газ в Китае

На современном этапе получается, что при отсутствии увеличения или стабилизации спроса на природный газ в Европе и росте добычи в Северной Америке, пожалуй единственным быстро растущим региональным рынком мира остается азиатский. Но при увеличении добычи природного, в том числе, извлекаемого из сланцевого газа, такое перераспределение мирового спроса и предложения может оказаться невыгодно для России, не только для газа как топлива, но и как сырья для газо- и нефтехимии.

На современном этапе развитие разведывательного бурения перспективных залежей сланцевого газа превратилось в один из главных приоритетов

энергетической политики КНР. Государственное энергетическое управление Китая 16 марта 2012 г. опубликовало «План развития отрасли сланцевого газа на 2011–2015 гг.» Соответственно этому плану к 2015 г. добыча сланцевого газа в Китае достигнет 6,5 млрд. м³. За четыре года, согласно этому плану ожидается разведать 600 млрд. м³ потенциальных сланцевых залежей и 200 млрд. м³ доказанных запасов, т.е. технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа. По плану будут созданы 19 районов добычи сланцевого газа.

По словам представителей энергоуправления Китая к 2020 г. возможный объем добычи составит 60–100 млрд. м³. Расширяется сотрудничество с американским сланцевым лидером по капитализации в области добычи компанией Chesapeake Energy со стороны китайской компании China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), которая уже имеет несколько СП с Chesapeake В 2010 г. CNOOC купила треть месторождения Eagle Ford, принадлежащего Chesapeake, за 1,1 млрд. долл. В 2011 г. она приобрела еще треть уже другого месторождения Niobrara в Колорадо за 1,3 млрд. долл. В середине 2011 г. Sinoprec заключает сделки с Devon Energy – прямым конкурентом Chesapeake и покупает доли месторождений в штате Огайо, Луизианы, Оклахомы и Мичиган. По данным американских

средств массовой информации CNOOC рассматривает возможность приобретения большой доли сланцевых месторождений в Техасе [6]. Одной из целей этих приобретений является заимствование технологий добычи сланцевого газа.

Что касается сотрудничества иностранными компаниями на современном этапе проведено несколько тендеров на разработку месторождений сланцевого газа в Китае. В 2011 году в тендере было разрешено участвовать только государственным компаниям. Sinoprec и Nengon угольная компания получили лицензии на разработку, а 2012 г. было разрешено участвовать не только государственным, но и частным компаниям, а также СП с иностранным участием. Если в первом тендере иностранные компании могли лишь создавать СП и предоставлять технологические услуги, то во втором тендере в марте 2012 г. дочерняя компания China National Petroleum Corporation (CNPC) – Petro China подписала первое соглашение о разработке месторождений сланцевого газа с Royal Dutch Shell. По последней информации газеты Financial post компания Shell планирует потратить 1 млрд. долларов на развития сланцевого газа в Китае [7]. В 2013 году Shell выиграла правительственный тендер и заключила контракт о разделе продукции с Китайской национальной нефтяной корпорацией – крупнейшей нефтяной и газовой компании страны.

Китай работает с зарубежными партнерами, поскольку он стремится к увеличению внутреннего потребления более экологически чистого, по сравнению с углем, топлива. Компаниями Shell и CNPC было пробурено 24 скважины к ноябрю 2012 и планируется еще 14 в этом году. Еще в ноябре 2012 Maarten Wetselaar, исполнительный вице-президент Shell Upstream International, сказал: «Я приветствую агрессивные цели Китайского правительства – 12-й пятилетний план развития с его долгосрочной целью, чтобы сделать газ важным компонентом своего энергетического баланса. Это правильный источник энергии в долгосрочной перспективе для Китая, учитывая преимущества

данного источника энергии с точки зрения углекислого газа по сравнению с углем и нефтью». Как заявляла Shell своем сайте в марте 2012 г., к 2015 году, в соответствии с 12-тым пятилетним планом, Shell и CNPC, контролируемая государственной компанией PetroChina Co, согласились вести разведку, разработку и добычу сланцевого газа в Fushun-Yongchuan блоке, в бассейне Сычуань, на территории площадью около 3500 квадратных километров.

В то же время многие эксперты сомневаются в реалистичности этих задач и перспективах широкомасштабной добычи сланцевого газа в КНР. Во многом это связано со значительными различиями в геологических характеристиках месторождений в Китае и США. К тому же глубина залегающая сланцевого газа в Китае больше, что может сильно повлиять на себестоимость его добычи и показатели доходности отрасли [8]. И хотя что китайские компании инвестируют в разработку проектов поставки природного газа в Китай также могут быть не такими перспективными.

Неизбежно возникновение конфликтов между Китайскими конкурирующими отраслями энергетики. С одной стороны это противодействие со стороны угольной индустрии, что сейчас имеет место в США. В Китае угольная отрасль традиционно занимает наиболее сильные позиции в энергетике и является основным источником топлива для экономики.



Хотя есть определенные возможности для развития отношений по поставкам газа в Китай. Ежегодное потребление газа в Китае увеличится на 20 миллиардов кубических метров. А по информации сайта министерства земельных ресурсов Китая, КНР перейдет к активной добыче сланцевого газа только к 2020 г. Это, по крайней мере, может дать российским экспортерам газа в лице «Газпрома», некоторую отсрочку. Разговоры о возможной «сланцевой революции» в Китае также могут затягивать заключение долгосрочных сделок с «Газпромом», но Поднебесная с ее быстрорастущей экономикой, сейчас нуждается в дополнительных внешних «вливаниях» газа для увеличения его доли в топливно-энергетическом балансе страны.

В краткосрочной перспективе не произойдет быстрое налаживание добычи сланцевого газа. Это все равно не устранил существующих дисбалансов и проблем в энергетике. Но, как известно, при переговорах с Китаем важно всегда иметь альтернативу.

Но уже видно что Китай все больше и больше открывается для доступа иностранных компаний к добыче газа на сланцевых месторождениях. Это связано в отсутствии опыта и современных технологии добычи.

Возможно, основная задача России состоит в том, чтобы нарастить объем поставок российского сжиженного природного газа (СПГ) на рынки Азиатско-



Тихоокеанский региона. В то же время перспективность данного направления зависит от возможности быстрого решения проблем, связанных со строительством терминалов СПГ, газопроводов, их себестоимостью и изменяющегося спроса со стороны азиатских стран и действий конкурентов.

Заключение

В.В. Путин назвал одной из основных задач обеспечение стабильности поставок газа в долгосрочной перспективе, призвал искать новые направления для использования природного газа, оптимистично заявил, что спрос на природный газ в мире растет опережающими темпами по сравнению с нефтью и через 5 лет увеличится на 16 %.

Но дело в том, что Россия практически не производит, на самом деле, наукоемкую продукцию, а прикрываемся показателями развития 2-х крайних разделов экономики:

- самым нижним, коим является добыча и первичная переработка сырья;
- самым верхним – куда с достаточной корректностью можно отнести ИТ, торговлю и сферу услуг.

Середины-то нет! Двигателем во всем мире является развитие нефтегазопереработки, газо- и нефтехимии, машиностроения,

станкостроения, роботостроения, автомобилестроения, авиастроение, судостроение, ВПК и т.д., который ставит задачи и для нижнего уровня и для верхнего. Когда, например, мы строили самолеты и ракеты, то была высока потребность в специальных пластмассах, композитных материалах, специальных сталях, соответствующих технологиях, оборудовании и т.д. Не скажу ничего нового, но ранее президент и премьер РФ отмечали, что России необходимо постепенно

Литература

- 1 Путин сомневается в перспективах экспорта сланцевого газа из США на мировые рынки. [ссылка: http://www.rbc.ru/rbcfreenews/2013/07/01200846.shtml](http://www.rbc.ru/rbcfreenews/2013/07/01200846.shtml)
- 2 Трофимов А.А. «Ручная кислородная резка». Выдержка из книги. [ссылка: http://www.ngpedia.ru/cgi-bin/getpage.exe?sp=130&uid=0.726841172203422&inte=5](http://www.ngpedia.ru/cgi-bin/getpage.exe?sp=130&uid=0.726841172203422&inte=5)
- 3 Заболотский С.А. Сжиженные углеводородные газы на внутрироссийском и мировом рынках // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 1. – С. 63-67.
- 4 Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Analysis and projections. United States Energy Information Administration. 13 June 2013. [ссылка: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/)
- 5 Лефлер У. Л., Бардик Д. Л. Производство олефинов. Выходы продуктов на установках по производству олефинов из различных видов сырья, Нефтехимия // Москва, Олимп-бизнес, 2005, с.78.
- 6 Что ожидать от сделки между «Сайнопек» и «Чесапик» [What To Expect From A Sinopec-Chesapeake Deal]. Форбс, 21 июня 2012 г. [ссылка: http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2012/06/21/what-to-expect-from-a-sinopec-chesapeake-deal/](http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2012/06/21/what-to-expect-from-a-sinopec-chesapeake-deal/)
- 7 Adrian Dennis. Shell plans to spend US\$1B on China shale gas development YADULLAH HUSSAIN AND BLOOMBERG NEWS, 13/03/26. [ссылка: http://business.financialpost.com/2013/03/26/shell-plans-to-spend-us1b-on-china-shale-gas-development/?_lsa=8349-a579](http://business.financialpost.com/2013/03/26/shell-plans-to-spend-us1b-on-china-shale-gas-development/?_lsa=8349-a579)
- 8 Китай обращается к использованию технологии гидроразрыва для удовлетворения растущих потребностей в энергоресурсах [China turns to fracking to help meet growing energy demand], Public Radio International, 17 августа 2012 г. [ссылка: http://www.pri.org/stories/world/asia/china-turns-to-fracking-to-help-meet-growing-energy-demand-11137.htm](http://www.pri.org/stories/world/asia/china-turns-to-fracking-to-help-meet-growing-energy-demand-11137.htm)
- 9 ПМЭФ-2013. Газпром подписал меморандум по развитию газомоторного топлива с АВТОВАЗом, ГАЗом и Кировским автозаводом. [ссылка: http://neftegaz.ru/news/view/110999](http://neftegaz.ru/news/view/110999)

уходить от углеводородной зависимости и сделать нашу экономику диверсифицированной. Высокотехнологичное и наукоемкое производство, которое обуславливается во многом рыночной конкуренцией и диверсификации экономики и предопределяет развитие основных и вспомогательных отраслей.

И определенные значимые шаги в этом направлении уже ведутся – в первую очередь возрождается самый приближенный к добыче газа и нефти, нефтегазоперерабатывающий и газо- и нефтехимический комплекс. На фоне перспектив роста газо- и нефтехимии в Северной Америке и в мире, прямо или косвенно связанных с добычей сланцевого газа, это представляется особенно актуальным.

Определенные значимые шаги ведутся и в другом направлении – также происходит диверсификация потребления природного газа. В рамках Петербургского международного экономического форума проходившего 21 июня 2013 г. А. Миллер и руководители ряда крупных отечественных производителей – компании АВТОВАЗ, Группы ГАЗ и Кировский завод подписали Меморандумы о сотрудничестве в области использования газомоторного топлива [9]. ●



ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

www.injgeo.ru

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

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

АВТОРСКИЙ НАДЗОР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ



КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

Журнал **Neftegaz.RU** продолжает публикацию статей из цикла «Попутный нефтяной газ в России: проблемы и решения».

Публикация осуществляется при поддержке компании «ЭНЕРГАЗ». Специализация компании – комплексная подготовка нефти и газа в энергетике и нефтегазовой отрасли.

Тщательный учет даруемых нам Природой ресурсов – одно из основных условий разумного и бережного хозяйствования. Земля, вода, лес, разнообразные природные ископаемые, и среди них – углеводороды. Для эффективного использования такого несметного богатства требуется достоверный учет и точное определение перспектив добычи. Какова роль газового фактора в учете попутного нефтяного газа (ПНГ)?



ГАЗОВЫЙ ФАКТОР И УЧЕТ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА



А.В.Филиппов,
инженер-нефтяник

В пластовых условиях (при пластовых давлениях) газ находится в растворённом состоянии и только при снижении давления начинает выделяться из нефти. Количество растворённого в нефти газа характеризуется понятием *газовый фактор (Гф)*. Этот показатель используется при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. Газовый фактор представляет собой объёмное содержание газа в единице массы нефти ($G_f = Q_g / Q_n$), единица измерения – м³/т.

В большинстве нефтяных компаний возможный объём добычи попутного газа определяется исходя из прогноза добычи нефти. То есть планируемое количество добываемой и подготавливаемой нефти умножается на газовый

фактор ($Q_g = Q_n \times G_f$). Так можно определить количество ПНГ на перспективу и спланировать возможные варианты его использования. Однако данная формула не учитывает специфического разделения газового фактора, который бывает пластовым и рабочим (поверхностным).

Основа достоверного прогноза

Пластовый газовый фактор фактически отражает содержание газа в нефти. Рабочий газовый фактор представляет собой сумму объёмов газа, растворённого в нефти, и газа дополнительных источников.

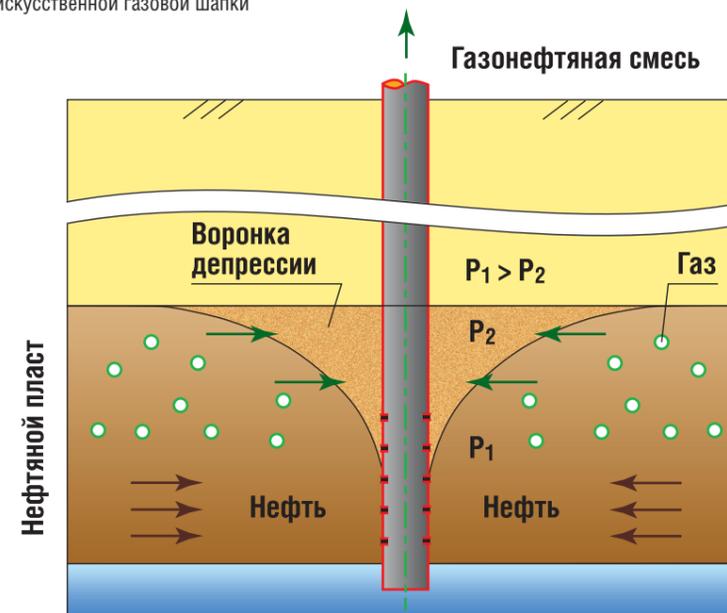
Пластовый газовый фактор (Гфп, м³/т) – это количество нефтяного газа, приведённое к стандартным условиям (20°C и 0,101 МПа), отнесённое к одной тонне нефти, отобранной в пластовых условиях и разгазированной при однократном снижении давления от пластового до атмосферного. Пластовый газовый фактор необходим для подсчёта запасов растворённого в нефти газа, сравнения физико-химических характеристик различных пластовых нефтей, создания Технологической схемы разработки месторождения и контроля на этой основе за разработкой и эксплуатацией месторождения.

Рабочий газовый фактор (Гфр, м³/т) – это количество нефтяного газа, приведённое к стандартным условиям (20°C

РИС. 1. Рабочий газовый фактор



РИС. 2. Внутрипластовое разгазирование нефти и образование искусственной газовой шапки



и 0,101 МПа), отнесённое к одной тонне добытой нефти, разгазированной по ступеням сепарации, которые приняты для данного месторождения – с учётом газа, выделяющегося из нефти при её подготовке. Рабочий газовый фактор необходим при текущем и перспективном планировании объёмов газа, которые будут добыты и использованы для технологических и производственных нужд.

Как показывает практика, наиболее точное количество попутного нефтяного газа на перспективу можно вычислить с помощью рабочего газового

фактора (рис.1). Именно этот показатель учитывает помимо газа, извлекаемого вместе с нефтью на поверхность, ещё и так называемый *газ дополнительных источников*, также относящийся к категории нефтяного. Газ дополнительных источников и чисто нефтяной газ извлекаются из нефти совместно на объектах добычи и подготовки нефти.

Газ дополнительных источников разделяется на:

- газ газовых шапок, прорывающийся из газовой шапки к забоям нефтяных скважин и добываемый совместно с нефтью;

- газ возврата, поступающий в нефтяные скважины из коллектора спустя некоторое время после закачки его в нефтяной пласт с целью повышения нефтеотдачи (компрессорный газлифт).

Точный объём газа дополнительных источников учесть сложно, а в некоторых случаях невозможно. Тем не менее, этот газ всегда приводит к увеличению проектных показателей количества ПНГ, выделяющегося из нефти при её добыче и подготовке.

Изменение газового фактора

Из опыта разработки нефтяных месторождений известно, что помимо естественной газовой шапки в пласте может образовываться так называемая искусственная газова шапка. Если на начальной стадии разработки нефтяного месторождения пластовое давление опускается ниже давления насыщения, то происходит внутрипластовое разгазирование нефти и в последующем такое месторождение эксплуатируется в *режиме растворённого газа (РРГ)*.

В этом случае газ, выделяющийся из нефти прямо в пласте, создаёт искусственную газова шапку, которая начинает прорываться к забоям скважин, создавая воронки депрессии (рис.2). Ввиду своих физико-химических свойств ПНГ продвигается в пласте гораздо быстрее, чем нефть и вода. В результате этого на поверхности

РИС. 3. Изменение пластового и рабочего газового фактора во времени

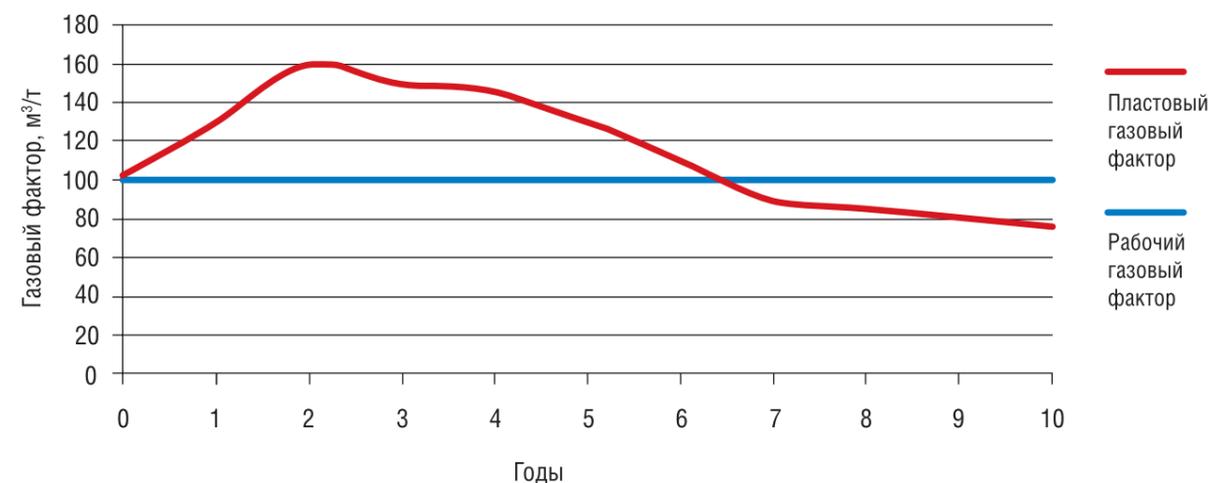
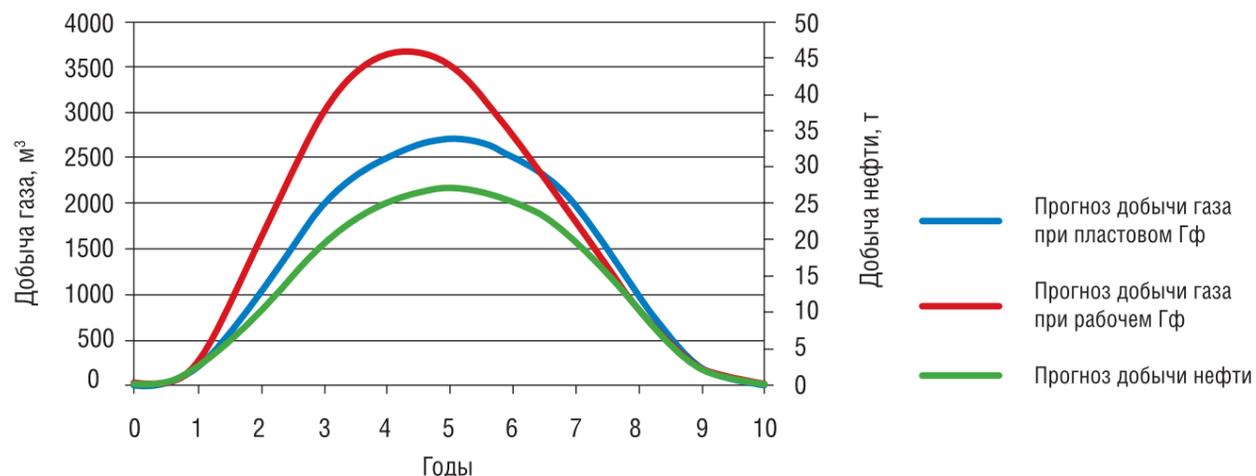


РИС. 4. Прогноз добычи нефти и газа при пластовом и рабочем газовом факторе



появляется дополнительное количество газа, которое резко увеличивает рабочий газовый фактор (в отличие от пластового газового фактора, считающегося неизменным).

Повышение температуры подогрева нефти в процессе её подготовки также увеличивает рабочий газовый фактор. Это происходит за счёт перехода части лёгких компонентов нефти в газообразное состояние. Однако такое увеличение незначительно.

По мере истощения залежи, объём растворённого в нефти газа постепенно уменьшается, что приводит к изменению рабочего газового фактора. Уменьшение количества газа также приводит к снижению нефтеотдачи пластов.

При таких обстоятельствах прогнозировать динамику изменения газовых факторов проблематично. И все же практикой установлено, что в конце расчётного периода пластовый газовый фактор добываемой нефти всегда будет намного меньше своего первоначального значения.

На нефтяных месторождениях, где процесс поддержания пластового давления (ППД) не отстаёт от темпа отбора жидкости, в залежи поддерживается упруговодонапорный режим. Пластовое давление остаётся выше давления насыщения и газ не выделяется из нефти непосредственно в пласте, а только на поверхности при её подготовке.

В этом случае, чтобы рассчитать прогноз добычи ПНГ достаточно

использовать газовый фактор, определённый на основе глубинных проб нефти (пластовый газовый фактор). При упруговодонапорном режиме эксплуатации залежи газовый фактор остаётся стабильным продолжительное время.

Как учитывать ПНГ

Газосодержание нефти определяют на основе ее глубинных проб в специальных лабораториях. При этом, однако, не полностью учитывается газ дополнительных источников. Учесть все ресурсы ПНГ на месторождении на сегодняшний день возможно

только через оперативный внутрипромысловый контроль.

Если говорить о стандартных средствах учёта выделяющегося попутного газа, то определено можно сказать: до настоящего времени не существует средства измерения, которое могло бы в течение длительного времени поддерживать точность замеров объёма неподготовленного (сырого) ПНГ. Учёт такого газа осложняется тем, что капли углеводородов и воды, летящие в газовой трубе, осаждаются на термометрических датчиках, изменяют их теплопроводность, скапливаются в трубе и превращаются в поток жидкости,



ФОТО 1. Определение расхода попутного газа



ФОТО 2. Система подготовки ПНГ на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения

в результате чего показания счётчиков не всегда достоверны. Мероприятия, проводимые по дренированию (удалению) этой жидкости, не снимают проблемы точного учёта объёма ПНГ.

Можно проводить мгновенные (одномоментные) замеры расхода газа другими средствами, показания которых являются более точными, потому что используются только по мере необходимости (например, при контроле за разработкой месторождения). Все детали измерительного прибора после каждого замера очищаются от жидкости, углеводородного налёта и других примесей, что снижает вероятность ошибки измерения.

Недостаток этого способа состоит в том, что замеры можно проводить только дифференцированно во времени. Именно с увеличением частоты замеров расхода ПНГ (факто) вырисовывается более точная картина изменения во времени рабочего газового фактора для конкретного промысла и всего месторождения. Без такой динамики не обойтись при составлении прогноза изменения газовых факторов и привязки к другим технологическим показателям разработки месторождения. Что, безусловно, необходимо для укрупнённой оценки объёма газа на прогнозируемый период.

Специализированные компании проводят обследование объектов нефтедобычи, определяя не только рабочие газовые факторы, но и компонентный состав ПНГ вплоть

до C₁₀₊ непосредственно на месте замеров. Специалисты используют мобильные газохроматографы и различные приборы для измерения расхода газа. Анализ химических компонентов, содержащихся в ПНГ, позволяет сделать вывод о характере происхождения газа – либо это чисто нефтяной газ, либо смесь газов дополнительных источников (газ газовых шапок, газ возврата). Зная характер происхождения газа, можно точнее спрогнозировать динамику изменения рабочего газового фактора и, соответственно, объёма добычи попутного газа.

Берется также во внимание, что со временем состав нефтяного газа из-за роста обводнённости продукции скважин утяжеляется, в нем увеличивается содержание неуглеводородных компонентов (N₂, O₂, CO₂). Обычно это связано с закачкой рабочего агента (вода, газ, пар) и его влиянием на физико-химические параметры пластового флюида. На компонентный состав ПНГ влияет и температура подготовки нефти.

Значение учета ПНГ

Информация об объёме попутного газа и его компонентном составе по ступеням сепарации имеет большое практическое значение. В частности, на основе этих данных принимаются решения о комплектовании объектов добычи и подготовки нефти и газа необходимым оборудованием, как по мощности, так и по набору используемых установок. Ведь процесс газоподготовки

складывается из комплекса технологических операций (осушка, сепарация, сероочистка и удаление углекислого газа, компримирование и др.).

Поэтому внимание специалистов привлекает высокоэффективное и надежное оборудование для подготовки и рационального использования попутного газа, разработанное на основе индивидуальных требований недропользователей.

Например, система подготовки ПНГ «ЭНЕРГАЗ» на центральной перекачивающей станции Западно-Могутлорского месторождения (добывающая компания «Аганефтегазгеология» – дочерняя компания НК «РуссНефть»). Проект разработан на основе инженерного решения, позволяющего при компримировании ПНГ достигать отрицательной температуры точки росы по воде (-20°C). Осушка попутного газа проводится здесь двумя способами – рефрижераторным и адсорбционным. Эта система (фото 2) осуществляет целый ряд операций:

- осушка (через адсорбционный осушитель) – отделение из исходного попутного газа фракций, которые при изменении температуры в ходе последующего компримирования могут выпасть в виде конденсата;
- очистка ПНГ – при помощи многоступенчатого каскада фильтрации, включающего входной фильтр-скруббер, газомасляный фильтр-сепаратор,



ФОТО 3. Дожимная компрессорная станция на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения

газовый коалесцентный фильтр и выходной фильтр тонкой очистки;

- компримирование (через дожимную компрессорную установку) – повышение давления газа до проектного уровня 3 МПа для закачки ПНГ в транспортный газопровод;
- учет (через узел учета) – точное определение объема подготовленного газа;
- охлаждение и дополнительная осушка ПНГ (через холодильную установку – чиллер) – до проектных параметров газа.

Показателен также пример эксплуатации дожимной компрессорной станции «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» (фото 3). Здесь дожимные установки в составе одной ДКС параллельно решают две технологические задачи: (1) очистка и закачка попутного газа под давлением в транспортный газопровод; (2) подготовка качественного топлива для газотурбинной электростанции, вырабатывающей электроэнергию для объектов месторождения.

Кстати, по итогам 2012 года показатели использования ПНГ

в компании «Сургутнефтегаз» составили по месторождениям Западной Сибири – 99,29%, по Восточной Сибири – 97,58%. На сегодня это высший результат в нефтегазовой отрасли.

Учету ПНГ – государственный подход

Из сказанного выше становится понятно, что точно прогнозировать количество ПНГ, извлекаемого на поверхность совместно с нефтью, затруднительно даже при строго определенных объемах добычи нефти. Нередко в том же объеме добычи нефти количество нефтяного газа оказывается гораздо большим, чем предполагалось исходя из пластового газового фактора. Однако уже через некоторое время газ может практически иссякнуть.

Подобные ситуации усложняют работу по определению мощностей объектов для подготовки и переработки ПНГ. Поэтому так важно знать динамику изменения рабочих газовых факторов и компонентный состав попутного газа хотя бы по

нескольким этапам эксплуатации месторождения. Это позволяет повысить вероятность определения реальных объемов добываемого ПНГ для контролируемого периода, т.е. для каждого года разработки месторождения.

Наряду с нефтяными компаниями, проблемой учета попутного нефтяного газа серьезно озабочено и государство. Соответствующим постановлением Правительства РФ с 1 января 2013 года установлено: если месторождение не оборудовано приборами учета объемов ПНГ, то *повышающий коэффициент на штрафы за загрязнение окружающей среды при сжигании попутного газа возрастает до 120 (в 2012 году такой коэффициент равнялся 6)*. Это тем более существенно, поскольку штрафы также значительно подняты.

Хочется выразить уверенность в том, что не только штрафные санкции послужат дополнительным мотивом для организации постоянного и достоверного учета ПНГ на месторождениях. Этому, прежде всего, будут способствовать профессиональная компетентность и заинтересованность специалистов нефтегазовой отрасли. ●

Дизель-генераторы GESAN (Испания)



для резервного
и автономного
электроснабжения



Дизельные генераторы жидкостного охлаждения 10 – 3 300 кВА

Двигатели: Volvo Penta, Perkins, John Deere и MTU
Высокий моторесурс (не менее 45 000 мч) и полная адаптация к российским топливам и маслам
Высота над уровнем моря до 1000 м без снижения мощности
Температура окружающей среды: -30оС ...+ 40оС
Время работы ограничено только межсервисным интервалом
Опции, облегчающие интеграцию ДГУ в систему электроснабжения Заказчика



Шумозащитный всепогодный кожух

Гальванизированные стальные листы, фосфатизированные и окрашенные порошковым напылением
Исполнение IP44
Резидентный глушитель - 26 дБА
Термо- и звукоизоляция огнестойкой минеральной ватой (50 мм)
Внешний доступ к горловине топливного бака и кнопке аварийного останова
Центральный рым-болт или 4 подъемных рым-болта
Опция: шасси для локального перемещения и по дорогам общего пользования



Управляющие контроллеры DeerpSea 4420/7320

Ручной или автоматический запуск/останов.
Управление переключением АВР- Аварийная сигнализация и защитные остановы
Программируемые цифровые входы и выходы
СИД, USB-порт, звуковая сигнализация
Поддержка протоколов CANBUS(J1939)
RS 485 и RS 232-modem с поддержкой MODBUS RTU (для DSE 7320)
Многоязычный ЖК-дисплей (в том числе русский – для DSE 7320)



Бензиновые электростанции 3 – 15 кВА

Двигатели Honda, Briggs&Stratton серии Vanguard, 3000 об/мин
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект: одноосное шасси и ручки для перемещения
Увеличенные топливные баки



Дизельные генераторы воздушного охлаждения 4 - 30 кВА

Двигатель: Lombardini, 3000 об/мин.
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект



Сварочные генераторы (AC, DC)

Однофазные: 180 - 200 А
Трёхфазные: 210 - 300 А
Колёсный комплект
Регулятор тока сварки
Термический расцепитель
Два сварочных вывода («-» и «+»)
Кабель сварочный (4м) с зажимом
Кабель заземления (2м) с зажимом

АБИТЕХ
АБСОЛЮТНАЯ ТЕХНИКА

ООО "Абитех" - официальный
дистрибьютор Gesan в России

Телефон: 8 (495) 234-01-08
E-mail: info@abitech.ru
Web: www.abitech.ru

ТРУБОУКЛАДОЧНОЕ СУДНО ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

Николай Вальдман,
Начальник сектора,
Центр исследований и
проектных разработок
средств освоения ресурсов
морей и океанов
ФГУП «Крыловский
государственный научный
центр»,
Кандидат технических наук

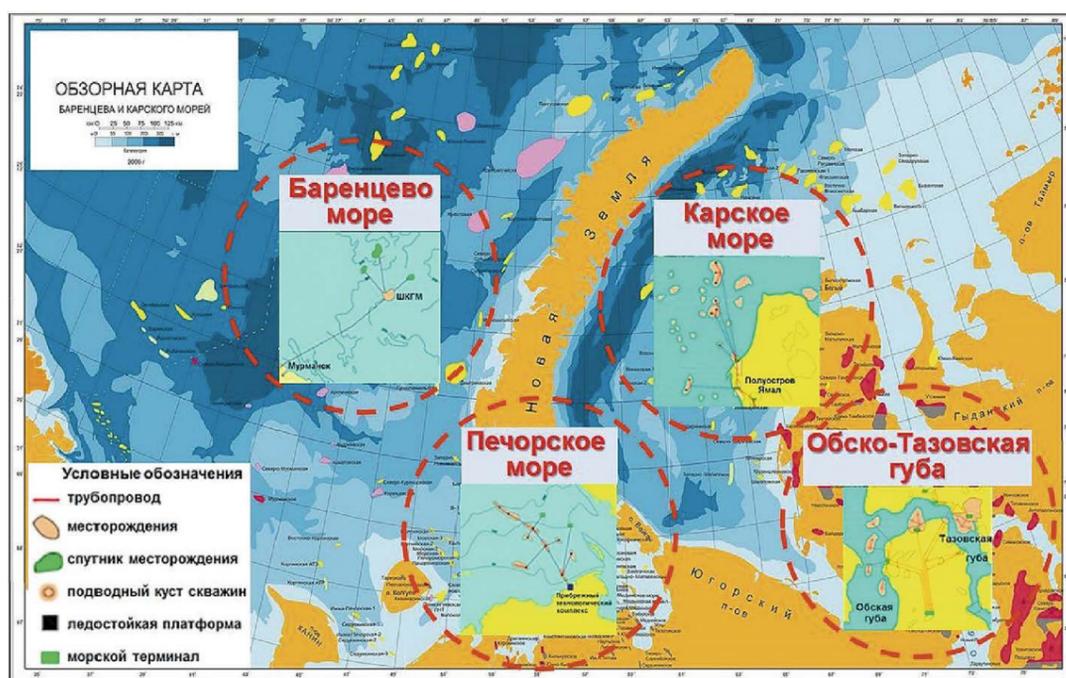
Создание трубоукладочного судна (ТУС) для арктического шельфа России является чрезвычайно важной и актуальной задачей из-за необходимости освоения богатых месторождения нефти и газа (см. рис. 1, табл. 1), а также отсутствием в мире ТУС, которые могли бы быть арендованы для работы в тяжелых ледовых и климатических условиях. Большие перспективы строительства морских подводных трубопроводов (МПТ) в России и за рубежом обеспечат максимальную загрузку таких судов.

Параметры ТУС должны выбираться на основе оптимизации как компонентов трубоукладочного комплекса (трубоукладочных судов, вспомогательных судов и береговой базы снабжения), так и отдельных этапов укладки морского подводного трубопровода (МПТ). Например, выбор основного

параметра ТУС – грузоподъемности, определяемого весом хранящихся на палубе или в трюме труб, зависит от диаметра, толщины и длины труб, количества сварочных постов, грузоподъемности и вылета грузового крана, качки и ледовой прочности судна, а также от грузоподъемности, конструкции и количества судов для перевозки труб и отстояния от береговой базы снабжения (ББС). При этом, особое внимание уделяется технологической безопасности, как укладки, так и эксплуатации МПТ с надлежащей оценкой рисков.

На основе проектных исследований и испытаний моделей в мореходном и ледовом бассейнах обоснован выбор архитектурно-конструктивного типа судна, формы его обводов и состава основного технологического, грузового и энергетического оборудования.

РИС. 1. Перспективные регионы использования трубоукладочного судна



В России предполагается построить до 2035г. около 9 тыс. км МПТ (табл.2).

Рассмотрены основные научно-технические и проектные проблемы (см. рис. 2).

Создание перспективных технологических судов арктического плавания требует углубленной научно-технической поддержки и инновационных проектно-конструкторских решений.

ТАБЛИЦА 1. Перспективные газовые месторождения в транзитной зоне (ТЗ) арктического шельфа России

Зона	Море	Транзитная зона	НСР, млрд. м ³	Доля глубин, %	
				0 – 10 м	10 – 20 м
1	Печорское	Колгуевская Печорская	728	56,0	44,0
2	Карское	Ямало-Гыданская* Северо-Карская* Северо-Карская Франца-Иосифа	14003	27,0	73,0
3	Охотское	Большерецко-Охотская Западно-Камчатская Пенжинская Уда-Шантаранская Северо-Сахалинская Залива Терпения	168,5	18,6	81,4

* – высокоперспективные

ТАБЛИЦА 2. Прогноз строительства МПТ в России до 2035 г.

Объект	Количество ниток и длина, км	Диаметр, мм	Максимальная глубина, м
Магистральные ШГКМ ¹	4 x 580	1200	380
ПДК ШГКМ	165	460–600	380
Спутники ШГКМ	300	500	320
«Южный поток»	2 x 180 ² 2 x 720	800	2200
«Голубой поток – 2»	2 x 70 ² 2 x 330	700	2200
Печорское море	300	•	50–100
«Сахалин – 3»	200	500	120
«Сахалин – 4» и «Сахалин – 5»	250	700	200
Карское море, Обская и Тазовская губы	200	•	12
Русановское месторождение	3 x 300	1000	50–130
Спутники и ПДК Русановского месторождения	100	•	50–130
Ленинградское месторождение	3 x 225	1000	50–130
Спутники и ПДК Ленинградского месторождения	100	•	50–130
Северо-Харасавейское месторождение	80	•	50–130
Западно-Шараповское месторождение	160	•	50–130
Итого		6730²	2100

¹ – Штокмановское газоконденсатное месторождение (ШГКМ);
² – в числителе S-метод, в знаменателе J-метод укладки МПТ.

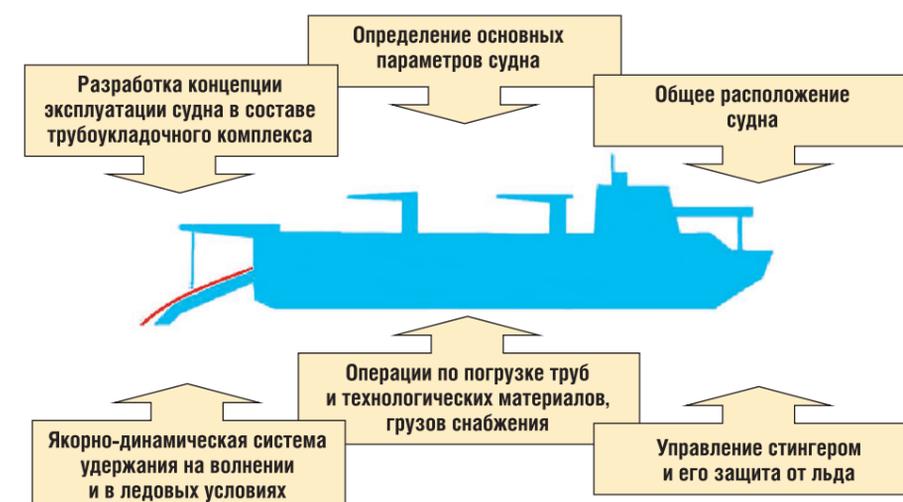


РИС. 2. Основные научно-технические и проектные проблемы

РИС. 3. Внешний вид ТУС



Проектируемое ТУС должно выполнять следующие основные функции и при этом удовлетворять следующим техническим требованиям:

Функции:

- Укладка обетонированных стальных труб, а также гибких металлопластиковых труб в открытом море на глубинах 20–500 м, в том числе в мелкобитом льду;
- Хранение, подготовка, сварка и укладка стальных труб диаметром до 1220 мм, длиной до 12–24 м, толщиной стенки до 30 мм, рабочим давлением до 25 Мпа;
- Спуск труб, шлангов и кабелей по туннелю, плавно переходящему в стингер, в средней части корпуса для предохранения от воздействия льда;
- Обеспечение скорости хода при волнении – около 12 узлов и во льдах – до 5 узлов.

Технические требования и ограничения:

Температура воздуха, °C	+35... -40
Толщина дрейфующего льда, м	0,5
Категория ледовых усилений	Arc4
Скорость ветра, м/с	до 15
Высота волнения в рабочем режиме, м	до 2
Глубина акватории проведения работ, м	30 - 500
Скорость хода на чистой воде, уз.	12

В результате работы над проектом получены следующие характеристики ТУС (см. рис. 3-4, табл. 3):

ТАБЛИЦА 3. Основные характеристики ТУС

Характеристика	Значение
Водоизмещение, тыс. т	81,2
Дедвейт, тыс. т	44,6
Длина, м	245
Ширина, м	34
Высота борта, м	26
Осадка, м	12
Скорость хода, узл.	12
Мощность энергетической установки, МВт	48
Автономность, сут.	30
Экипаж + персонал, чел.	250
Длина стингера, м	95
Скорость укладки трубопроводов, км/сут.	до 3

Класс судна:

КМ★Arc4 [1] AUT1 ICS DYNPOS-2 EPP HELIDECK WINTERIZATION (-40°C).

- Выход стингера в пределах ватерлинии в ледовых условиях.
- Специальные устройства погрузки, перемещения и хранения труб.
- Полная винтеризация технологического комплекса.
- Архитектурно-конструктивный тип судна с размещением жилых помещений в носовой части судна, технологических линий в средней части, а машинно-котельного отделения и ангаров в кормовой части.
- Установка кранов-манипуляторов с высокой скоростью и точностью погрузки, обеспечивающих грузовые операции без швартовки вдоль борта судна снабжения.

Технические решения концептуального проекта трубоукладочного судна:

- Дизель-электрическая ЭУ, движители (ВРК) для движения и позиционирования – 3 в носу и в 3 корме.
- Комбинированная система удержания:
 - система динамического удержания (ВРК – 3 в носу, 3 в корме);
 - система якорного удержания (якорные линии – 6 в носу, 4 в корме).
- Эксплуатация механической установки из ЦПУ без постоянного присутствия обслуживающего персонала в машинных помещениях.
- Централизованная система управления грузовыми и балластными операциями.

РИС. 4. Общее расположение ТУС

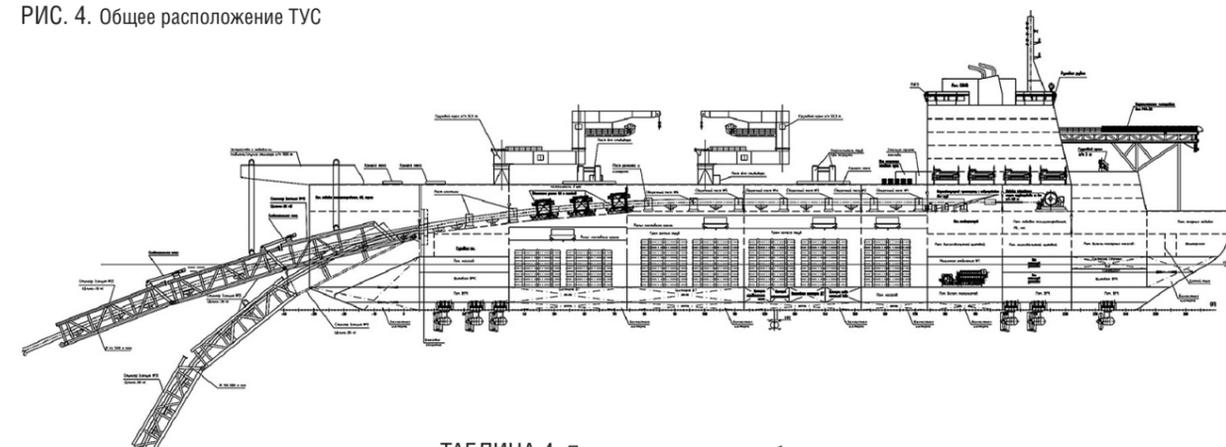


ТАБЛИЦА 4. Параметры стингера трубоукладочного судна

Параметры стингера	Значение
Общий вес, т	3924
Объем стингера с роликами, м³	143
Запас плавучести, кН	371
Длина секций:	
– корневая, м	35
– средняя, м	30
– концевая, м	30
Кран стингера:	
– грузоподъемность, т	1000
– вылет стрелы, м	28

- Система винтеризации и защиты судовых систем, устройств и оборудования от обледенения.
- Повышенная экологическая безопасность.
- Непотопляемость при затоплении двух смежных отсеков.
- S-метод спуска плети труб в воду по стингеру (см. табл. 4) в пределах корпуса для исключения взаимодействия со льдом.
- Специальные грузовые краны с грузовым моментом, обеспечивающим перегрузку обетонированных труб.
- Взлетно-посадочная вертолетная площадка.
- Технологический цикл подготовки, сварки и спуска трубопровода расположен в закрытом помещении.
- Предусмотрены средства для борьбы с обледенением конструкций и оборудования.

При проведении мореходных испытаний ТУС (см. рис. 5):

- Определены кинематические и динамические характеристики системы, находящейся под воздействием волн, ветра и

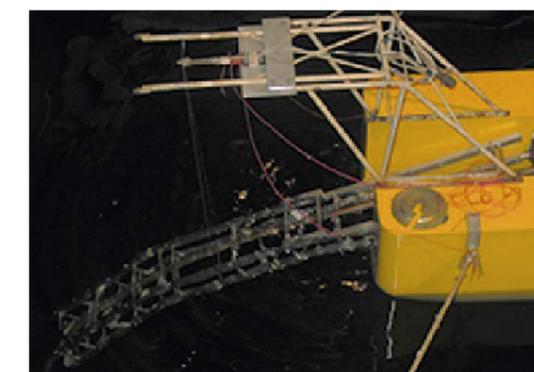
течения во время выполнения операций по укладке трубопровода.

- Изучены поведения системы «ТУС + стингер + трубопровод + якорная система удержания».

РИС. 5. Мореходные испытания ТУС



Испытания модели морского ТУС на нерегулярном волнении

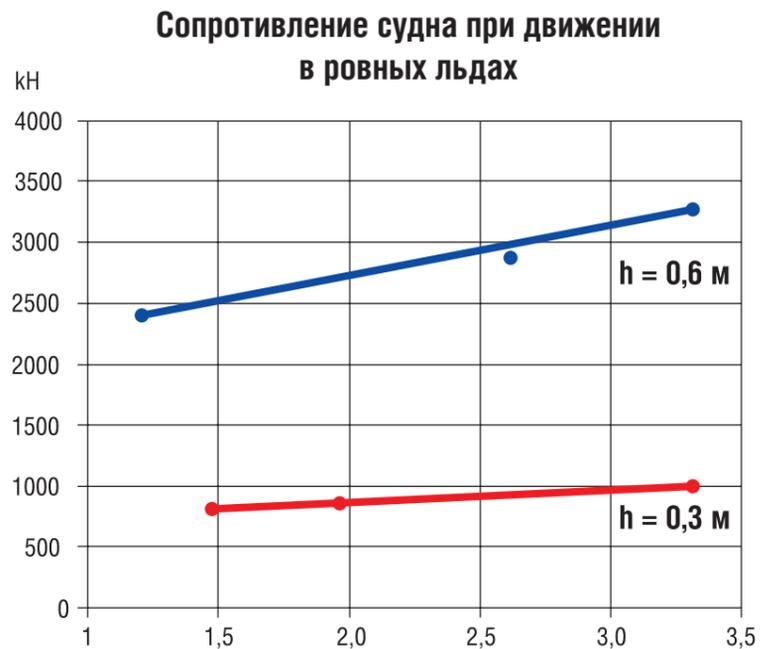


Кормовые оконечности морского ТУС со стингером и трубопроводом. Рабочий режим укладки до 2 баллов

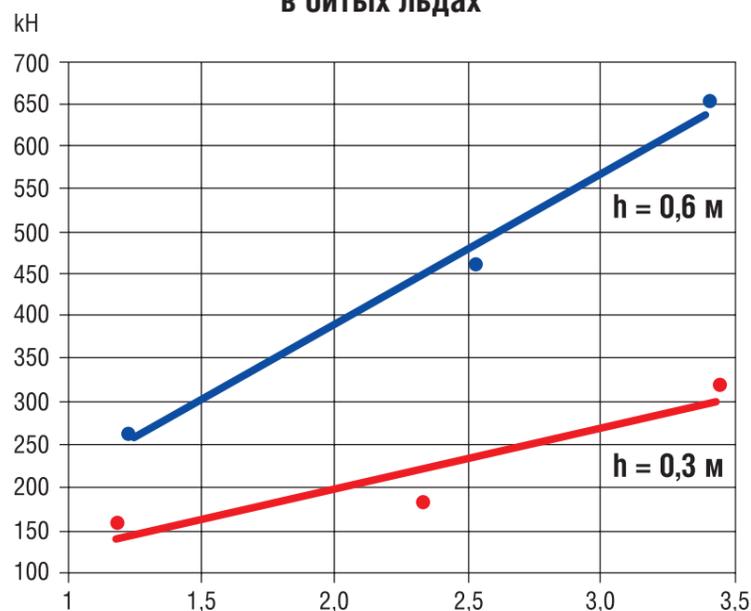
РИС. 6. Испытания модели ТУС в ледовом бассейне



Движение модели во льду толщиной 0,3 м со скоростью 0,2 м/с



Сопrotивление судна при движении в битых льдах



Движение модели в битом поле со скоростью 0,2 м/с

- Проверены расчетные оценки, действующих на компоненты системы при различных волновых условиях.
- Получены необходимые оценки, позволяющие эксплуатировать ТУС в арктических условиях (битый лед).

Для определения условий эксплуатации ТУС в ледовых условиях

проведены испытания модели ТУС в ледовом бассейне (рис. 6). На основе проектных исследований и испытаний моделей в мореходном и ледовом бассейнах обоснован выбор архитектурно-конструктивного типа судна, формы его обводов и состава основного технологического, грузового и энергетического оборудования

Разработан концептуальный проект трубоукладочного судна, полностью удовлетворяющий требованиям эксплуатации в Баренцевом, Печорском и Карском морях, он является базисом для разработки технического проекта в Крыловском государственном научном центре. ●



SOUTH RUSSIA OIL & GAS

5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ
(ранее GAS RUSSIA и PETROLEUM)



3 - 5 СЕНТЯБРЯ 2013
КРАСНОДАР РОССИЯ



www.mioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЮГА РОССИИ



ITE MOSCOW
T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

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



БУРЕНИЕ В ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЕ БОЛЬШЕ НЕ ПРОБЛЕМА

Владимир Шанаенко,
начальник конструкторско-
технологического отдела
ЗАО «Сибпромкомплект»

В настоящее время основная часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в вечной мерзлоте северных широт. Освоение месторождений в таких условиях приводит к значительному повышению капитальных затрат. В первую очередь, это связано с необходимостью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород. Эта проблема может быть решена с помощью применения при бурении технологии термоизолированных обсадных колонн производства Сибпромкомплект (г. Тюмень).

Согласно неофициальным данным воздействие на многолетнемерзлые породы (растепления) в результате бурения становится причиной 23% отказа технических систем и 29% потерь добычи нефти и газ.

В случае, когда устья скважин расположены слишком близко друг к другу, при эксплуатации происходит активное растепление окружающих пород, в результате

чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Например, в результате образования протяженных каверн конструкция скважины может потерять продольную устойчивость и деформироваться.

Поэтому месторождения нефти и газа в северных широтах обустраиваются с достаточно большим расстоянием между устьями скважин. Например, на Заполярном и Ямбургском газовых месторождениях расстояние между кустовыми скважинами составляет 40 м. А ведь увеличение расстояния между устьями ведет к значительному увеличению капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет 1–2 метра. А учитывая, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в удаленных и труднодоступных регионах, с учетом транспортировки песок на отсыпку становится, что называется, золотым.

Сближение устьев скважин существенно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного

уменьшения размеров самой площадки. За рубежом, где деньги считать умеют, при разработке месторождений в зоне вечной мерзлоты применяют технологии, позволяющие максимально уменьшить размеры кустовых площадок. Например, при бурении месторождений на Аляске, расстояние между устьями составляло 9–15 м (сравните с 40 метрами в Ямбурге!). Там использовались теплоизолированные конструкции нефтяных скважин, предотвращающие интенсивное оттаивание многолетнемерзлых пород вокруг кустовых скважин и обеспечивающие эффективные тепловые режимы их эксплуатации.

В России теплоизолированные конструкции добывающих нефтяных скважин применяются редко, хотя такие примеры есть. Например, технология термоизолирующих направлений обсадных колонн для добычи нефти уже 4-й год успешно применяется на Ванкорском нефтяном месторождении в Красноярском крае.

Термоизолированные обсадные колонны, другими словами,



термокейсы – запатентованная технология тюменского завода «Сибпромкомплект» – одного из ведущих российских производителей трубопроводов в заводской изоляции. Термокейс «Сибпромкомплект» – это обсадная колонна, которая изготавливается из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства пенополиуретаном.

Обсадная термоизолированная колонна для бурения скважин на вечной мерзлоте из двух состоит из двух элементов – верхнего и нижнего, соединяемых при помощи фланцев или сварным швом. Нижний элемент снабжен крепежом для временного крепления опорных деталей, упирающихся в стенки скважины при установке колонны. Место соединения элементов изолируется пенополиуретановыми скорлупами последующей гидроизоляции

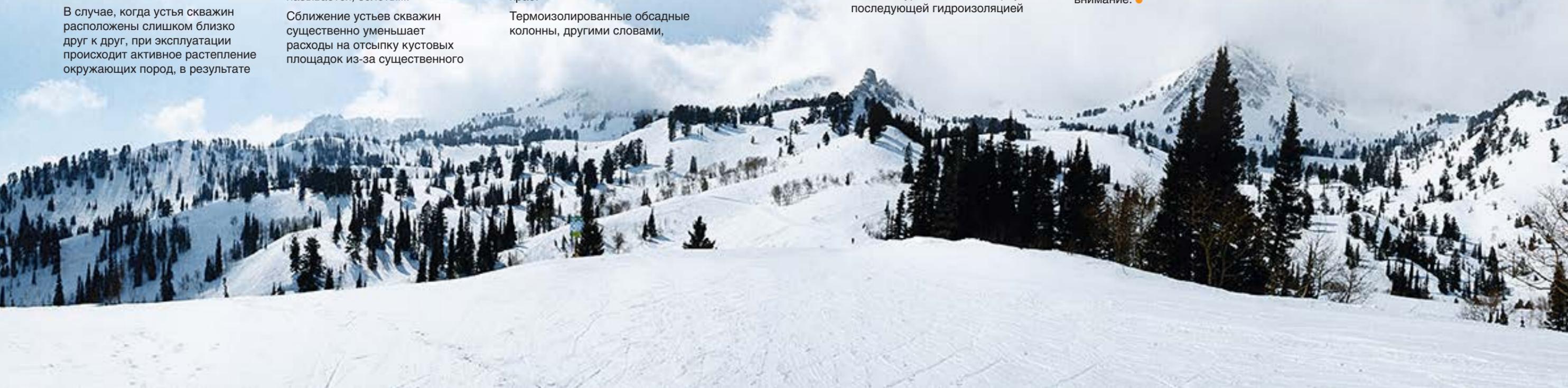
их стальной обечайкой, стянутой хомутами. После завершения монтажа опорные детали снимаются, и колонна устанавливается в рабочее положение. Пространство между колонной и скважиной заполняется цементным камнем.

Первая партия изготовленных предприятием обсадных колонн успешно применена на Ванкорском месторождении нефти.

Как видно, российские производители тоже идут в ногу с прогрессом, предлагая новые и эффективные технологии бурения на вечной мерзлоте. В условиях, когда новые месторождения расположены в труднодоступных районах севера и требуют повышенных затрат на разработку, на эти технологии стоит обратить особое внимание. ●

Главные достоинства применения технологии термокейсов:

- Снижение затрат на отсыпку грунтов и уменьшение размера кустовой площадки вследствие сокращения допустимого расстояния между устьями. В частности, если сравнивать с термокейсы со стандартными нетеплоизолированными обсадными колоннами, применение термокейса позволяет снизить это расстояние с 18 до 10 метров при одинаковых условиях. Согласно проектным расчетам, экономия только на отсыпке грунтов приводит к общей экономии на обустройстве кустовой площадки в 10%.
- Предотвращение порчи оборудования вследствие растепления многолетнемерзлых грунтов.
- Уменьшение размера кустовой площадки уменьшает площадь негативного воздействия на окружающую природу.



ИЗОЛЯЦИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕНОСТЕКЛА FOAMGLAS®

**Андрей Холин,
Алексей Шугаев,**
«Промышленно-инжиниринговая компания»

«Промышленно-инжиниринговая компания» с 2004 года работает в сфере предоставления профессиональных инжиниринговых услуг. Многолетний опыт позволяет компании эффективно решать любые проблемы во всех направлениях деятельности. Одним из основных направлений является промышленная тепловая изоляция. С точки зрения тепловой изоляции, одними из наиболее сложных объектов являются изотермические резервуары. Они представляют собой технологические ёмкости, предназначенные для хранения сжиженных газов при низкой температуре и близком к атмосферному давлению. Конструктивно такие резервуары делятся на одностенные и двустенные.

Одностенный изотермический резервуар представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар с наружной тепловой изоляцией, поверх которой оборудуется металлический защитно-покровный слой, предохраняющий изоляцию от повреждений и проникновения атмосферных осадков.

Двустенный изотермический резервуар – это сооружение, состоящее из 2-х резервуаров – внутреннего, где непосредственно хранится сжиженный газ, и наружного. Внутренний резервуар относительно наружного расположен концентрически. Межстенное пространство между резервуарами заполнено тепловой изоляцией из вспученного перлитового песка. В межстенное пространство подается инертный газ для осушки теплоизоляции в процессе эксплуатации.

Так как в конструкции двустенных изотермических резервуаров

тепловая изоляция, как правило, включена по умолчанию, остановимся более подробно на изоляции одностенных резервуаров.

Кроме больших размеров, емкость изотермических резервуаров может достигать 40–50 тысяч тонн, они могут иметь сферическую форму, что затрудняет проведение работ по монтажу тепловой изоляции (Рис.1).



РИС. 1. Проведение работ на шаровом резервуаре производства «Уралхиммаш»

Изотермические резервуары, как правило, используются для хранения аммиака, сжиженного природного газа, жидкого кислорода и иных взрывоопасных и химических активных веществ при низкой температуре, в связи с чем относятся к объектам повышенной опасности. К их тепловой изоляции предъявляются повышенные требования, как по промышленной безопасности, так и по эксплуатационным свойствам. Следует отметить, что на объектах повышенной опасности запрещается применение горючих изоляционных материалов, которыми в частности являются ячеистые полимерные материалы на основе полиуретана.

Применяемые изоляционные материалы должны обеспечивать заданный температурный режим эксплуатации резервуара, поэтому весьма значимы такие параметры как эффективность изоляционного материала, а также его долговечность, определяющая

как долго тепловая изоляция может эксплуатироваться без дорогостоящего капитального ремонта.

Традиционно, в силу отсутствия альтернативных вариантов, тепловая изоляция одностенных изотермических резервуаров производится минеральной ватой или газонаполненными

ячеистыми полимерными материалами на основе полиуретана. Все эти материалы в той или иной мере обладают паропроницаемостью, что приводит к увлажнению самой изоляции и изолируемого оборудования за счет конденсации влаги в «точке росы», располагающийся или в толще материала, или на поверхности оборудования. Ячеистые полимерные материалы также обладают и капиллярным впитыванием влаги.



РИС. 2. Промерзание изоляции изотермического резервуара

Одной из проблем, с которой сталкиваются эксплуатирующие изотермические резервуары организации, является увлажнение поверхности резервуара за счет конденсации на его поверхности влаги из воздуха. Образование влажной среды способствует возникновению коррозионных процессов, срок эксплуатации резервуара при этом существенно снижается, и в то же время увеличивается риск аварий, связанных с уменьшением прочности коррозируемого оборудования.

Другой проблемой является потеря теплоизоляционными материалами своих свойств в следствии увлажнения. Пропитанные влагой теплоизоляционные материалы перестают выполнять свою функцию, а при последующем промерзании (рис. 2), их коэффициент теплопроводности стремится к коэффициенту теплопроводности льда, который более чем в 100 раз хуже минимального значения данной величины, принятой для теплоизоляционных материалов. Как правило стоимость выработки одной гигакалории холода в 5–8 раз превышает стоимость выработки гигакалории тепла, соответственно энергетические затраты при эксплуатации изотермических резервуаров с неэффективной тепловой изоляцией могут быть весьма высоки.

В результате повышения температуры, хранящиеся в резервуаре вещества начинают переходить из жидкого состояния в газообразное, и через различные предохранительные устройства сбрасывается в атмосферу, что является прямой потерей.

В большинстве случаев испаряющиеся вещества необходимо сжигать в целях безопасности, поэтому, к примеру, факела постоянно горящие на производствах аммиака считаются обычным явлением (Рис. 3). Потери аммиака на крупном аммиакохранилище могут составлять до нескольких тонн в сутки.

Специалисты «Проминкома», с учетом мирового опыта в области применения высокоэффективных теплоизоляционных материалов, нашли эффективное решение возникающих в ходе эксплуатации изотермических резервуаров проблем, связанных с потерей традиционно применяемых материалов своих свойств.



РИС. 3. Сжигание аммиака в факельной установке

На протяжении почти десяти лет «Проминком» применяет для изоляции «холодного» оборудования пеностекло – теплоизоляционный материал, обладающий уникальным комплексом свойств, срок службы которого в то же время значительно превышает аналогичные параметры традиционно применяемых утеплителей. Данный материал и был применен при изоляции изотермических резервуаров, что позволило комплексно решить проблемы, связанные с тепловой изоляцией.

Пеностекло торговой марки FOAMGLAS® представляет собой ячеистый материал со структурой пены, получаемый из стекла специального состава методом вспенивания диоксидом углерода, образующимся при сгорании тонкодисперсного угольного порошка. Диаметр ячеек (закрытых газонаполненных пузырьков) составляет всего 0,5–1 мм.

Пеностекло FOAMGLAS® абсолютно негорючий материал, не выделяющий при нагревании токсичных веществ и дыма, который к тому же не обладает впитывающей способностью, что позволяет применять его на объектах повышенной опасности. Не способствует распространению огня, благодаря чему пеностекло помимо собственно теплоизоляции применяется для конструктивной защиты оборудования от воздействия открытого огня в течение расчетного времени, например в качестве противопожарных вставок.

По теплотехническим свойствам пеностекло находится на уровне качественных минеральных ват и иных традиционных теплоизоляционных материалов, температурный диапазон применения составляет от минус 260° С до + 430°С, что позволяет использовать его при изоляции любого криогенного и низкотемпературного оборудования.

Пеностекло жесткий материал, его предел прочности на сжатие составляет в зависимости от марки от 60 до 160 т/м². Данное свойство позволяет применять его при изоляции днищ изотермических резервуаров любой емкости, а если учесть, что срок службы пеностекла сравним со сроком службы изолируемого им оборудования, данное конструктивное решение является максимально эффективным. Гарантия изготовителя на пеностекло торговой марки FOAMGLAS® составляет 40 лет.

Пеностекло FOAMGLAS® не подвержено воздействию влаги и не снижает своих теплотехнических характеристик в процессе эксплуатации, совместимо с углеродистыми и нержавеющими сталями всех марок, не разрушается и не теряет своих физических свойств под воздействием основных кислот, щелочей, горюче-смазочных материалов и морской воды. Не деформируется (не усыхает и не вспучивается) даже в самых неблагоприятных условиях.

Пеностекло является абсолютно паро- влагонепроницаемым материалом, в составе теплоизоляционной конструкции пеностекло образует герметически замкнутый контур вокруг изолируемого им оборудования, и не допускает образования влажной среды, способствующей возникновению коррозионных процессов. Таким образом, помимо решения задачи тепловой изоляции, обеспечивается и защита поверхности изотермического резервуара от поверхностной коррозии.

Но случайно пеностекло FOAMGLAS® как теплоизоляционный материал и защита от коррозии входит в стандарты ведущих мировых компаний, таких как Statoil, Amec, Shell, NorSok, BP.

Основными элементами теплоизоляционной конструкции из пеностекла при изоляции изотермического резервуара являются блоки различных размеров,



Рис. 4. Демонтаж старой изоляции из ППУ



Рис. 5. Монтаж блоков из пеностекла FOAMGLAS® на стену резервуара

Рис. 6. Резервуар со смонтированным защитно-покровным слоем

используемые для изоляции его днища, стенки и крыши. Люки, патрубки и иные конструктивные элементы резервуаров изолируются с помощью специально изготовленных комплектов фасонных элементов. В состав теплоизоляционных конструкций для изоляции резервуаров кроме пеностекла входят различные сопутствующие материалы – мастики, клеи, герметики и т.д. Необходимость применения того или иного сопутствующего материала определяется в зависимости от назначения, состава и условий эксплуатации теплоизоляционной конструкции.

Для каждого объекта специалистами на основе проведенных теплотехнических расчетов определяются толщина изоляции из пеностекла и вариант конструктивного исполнения теплоизоляционной конструкции.

В качестве примера можно привести работы по изоляции изотермического резервуара для хранения аммиака емкостью 40 тыс. тонн в ОАО «Минудобрения», г. Россось, проведенные

специалистами ООО «Проминком» в рекордно короткие сроки. В течении двух месяцев, прошедших с момента слива аммиака до момента ввода резервуара в эксплуатацию, был выполнен полный цикл работ, начиная с демонтажа старой изоляции (Рис. 4) и заканчивая установкой новой изоляции из пеностекла на стену и крышу резервуара (Рис. 5) и монтажом металлического защитно-покровного слоя (Рис. 6).

Применение пеностекла при изоляции изотермического резервуара позволило в 3–4 раза уменьшить мощность компрессорных установок и полностью исключить потери аммиака, связанные с его испарением и последующим сжиганием.

Следует отметить, что пеностекло FOAMGLAS® применяется для изоляции резервуаров различного назначения, в частности материал включен в стандарты ОАО «АК «Транснефть» в качестве тепловой изоляции вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Специалисты ООО «Проминком» выполняют работы по монтажу пеностекла FOAMGLAS® с 2004 года, и с учетом накопленного опыта могут эффективно и качественно применять данный материал при изоляции объектов любой сложности и в максимально короткие сроки.

Надзорно-контрольными органами выдан комплект разрешительной документации, позволяющий применять пеностекло FOAMGLAS® на территории РФ:

- Техническое свидетельство о пригодности продукции для применения на территории РФ
- Сертификат соответствия Российским нормам
- Декларация о соответствии требованиям технического регламента пожарной безопасности
- Санитарно-эпидемиологическое заключение
- Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

ООО «Проминком» обладает всеми необходимыми разрешениями для выполнения работ. Получено экспертное заключение №082 от 15.08.2008 о готовности к выполнению работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов ЕСГ ОАО «Газпром». Имеется свидетельство об оценке соответствия №ИО-00046-0004 от 23.10.2009 года (Единая система оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору). Сертифицированы в системе менеджмента качества (ISO 9001:2000) при выполнении изоляционных, кровельных, отделочных и фасадных работ, устройства полов, защиты конструкций, технологического оборудования и трубопроводов, осуществления функций заказчика-застройщика.

ООО «Проминком» лицензировано в МЧС России по производству работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений (Лицензия №8-2/0004 от 15.04.2009).

С 2010 года является членом СРО Некоммерческого партнерства «Объединение строителей газового и нефтяного комплексов» (НП «ОСГИНК»). ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 сентября

5-ая Международная выставка

Нефть и Газ Юга России 2013 / South Russia Oil & Gas 2013

Краснодар

10–13 сентября

Нефть. Газ. Химия-2013

Ижевск

12 сентября

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА 2013

Москва

18–20 сентября

Выставка «СтройЭкспоАлтай 2013»

Горно-Алтайск

СЕНТЯБРЬ

П	2	9	16	23	30
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	1	8	15	22	29

16–20 сентября

Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве

Москва

25–26 сентября

Effective Plant Shutdowns & Turnarounds Forum

Варшава 3rd Annual

25–27 сентября

XVIII Международная специализированная выставка «Сургут. Нефть и Газ – 2013»

Сургут

ИННОВАЦИИ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

Современные противокоррозионные материалы фирмы «Индустриальные покрытия»

Ю.Л. Бузинер,
В.С. Раммо

Фирма ООО «Индустриальные покрытия» производит широкий спектр лакокрасочных материалов промышленного и специального назначения, в том числе эпоксидные, виниловые, акриловые, уретановые и др. В ассортименте выпускаемых ЛКМ широко представлены как традиционные материалы, так и материалы с высоким сухим остатком, а также водно-дисперсионные.

Учитывая потребности современного рынка, разработка новых материалов в первую очередь направлена на:

1. Создание новых материалов с улучшенным комплексом физико-механических и защитных свойств с целью повышения их эксплуатационных характеристик в условиях потребителя.

2. Снижение содержания растворителей в рецептурах ЛКМ, то есть разработка водно-дисперсионных и водоразбавляемых материалов, а также материалов с высоким сухим остатком.

3. Создание новых высокотехнологичных грунт-эмалей промышленного назначения, для существенного снижения трудовых, энергетических и материальных затрат.

За последние годы была внедрена концепция предоставления заказчику не отдельных лакокрасочных материалов, а конкретных систем покрытий, адаптированных применительно к условиям заказчика. Разработаны и внедрены несколько типовых систем покрытий, непосредственно применимых к разным условиям эксплуатации покрытий.

Для защиты внутренней поверхности емкостного оборудования для химической, нефтегазовой промышленности, а также для очистных коллекторов городского хозяйства наиболее

популярны схемы покрытий на основе эпоксидных и эпоксидно-фенольных смол. Мы предлагаем две системы покрытий: стандартная эпоксидно-диановая, состоящая из одного слоя грунтовки «Masscotank 01» и одного-двух слоев эмали «Masscotank 10», а так же усиленная эпоксидно-фенольная, формируемая одним слоем из эмали «Masscotank 11». Обе системы при толщине покрытия 350-400 мкм сохраняют защитные свойства в течение не менее 15 лет до балла не более АЗ 1 ГОСТ 9407 в условиях воздействия нефти, нефтепродуктов, технической минерализованной воды, содержащей сероводород и водонефтяной эмульсии. Эпоксидно-фенольная система хорошо работает при температуре эксплуатации покрытия до ~ 100°C. На диаграмме № 1 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в различных средах.

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

В качестве защитных покрытий для наружных поверхностей мостов, металлоконструкций, металлических эстакад, нефтяных резервуаров предлагается схема покрытий на основе полиуретановой эмали «Masscopur 14» общей толщиной 200–240 мкм. Этот тип ЛКМ в настоящее время обеспечивает наилучшее сочетание атмосферо- и химстойкости по сравнению с другими классами материалов,

ДИАГРАММА 1

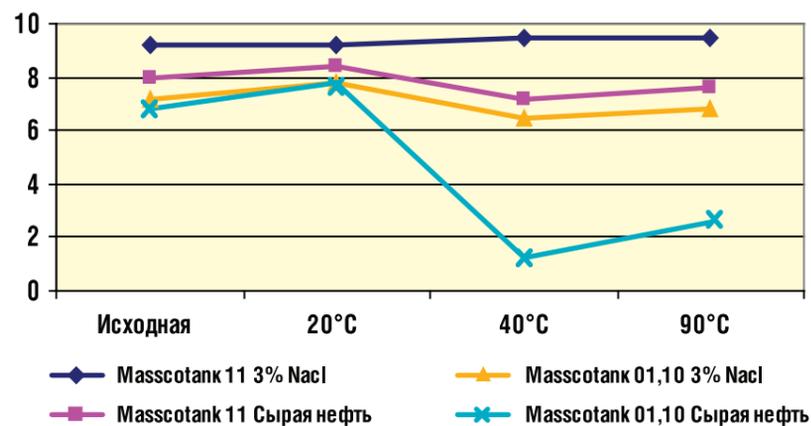
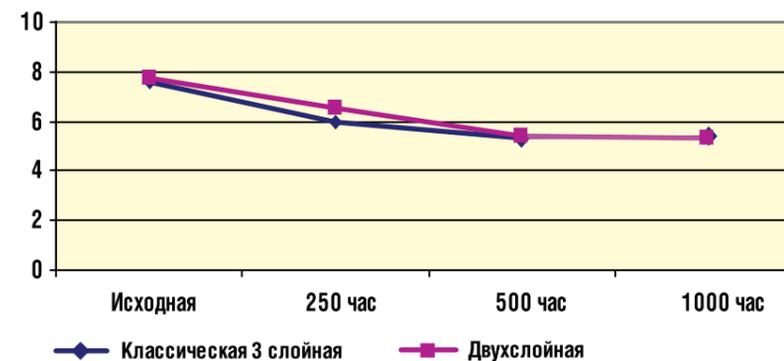


ДИАГРАММА 2



используемых для финишных покрытий, а зимний вариант эмали позволяет наносить ее до температуры -10°C. В качестве грунтовок целесообразно применять эпоксидные грунтовки «Masscopoxy Zinc», «Masscopoxy 1264», а также полиуретановую грунтовку «Masscopur 01». До настоящего времени на практике наиболее широко применялась классическая трех-слойная схема: 1 слой грунтовки «Masscopoxy Zinc» x 60 мкм, 1 слой межслойной грунтовки «Masscopoxy 1264» x 120 мкм и 1 слой покрывной эмали «Masscopur 14» x 60 мкм, общая толщина покрытия 240 мкм. В последнее время приобретает популярность грунтовка «Masscopoxy 1264 LT», поскольку она позволяет наносить за 1 слой покрытие толщиной 100-150 мкм и может наноситься до температуры -10°C по поверхности с чистотой Sa2 и St2. В сочетании с эмалью «Masscopur 14» позволяет получать двухслойное покрытие со сроком защиты не менее 15 лет.

На диаграмме № 2 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в условиях периодической конденсации влаги + УФ облучения для схем: классической и двухслойной.

Из диаграммы видно, что обе системы имеют примерно одинаковые защитные характеристики.

Разработана новая система покрытий для атомной промышленности – дезактивируемое защитное покрытие «Massco», разумно сочетающая в себе антикоррозионную защиту

металла с высокой стойкостью к ультрафиолетовому облучению в атмосферных условиях. К основным преимуществам дезактивируемого защитного покрытия «Massco» относятся:

- Долговременная антикоррозионная защита;
- Декоративный внешний вид;
- Технологичность материалов;
- Ремонтопригодность;
- Оптимальное соотношение между ценой и качеством материала;
- Пониженная горючесть покрытий;

Система кроме того обладают отличной дезактивируемостью, труднотерпимостью, высокой стойкостью к ударным нагрузкам и абразивному износу, УФ-излучению, проливам масла, моющих средств и нефтепродуктов. Ниже представлена таблица, показывающая показатели пригодности системы «Massco» для различных помещений на объектах атомной энергетики.

По результатам квалификационных испытаний ОАО НИКИМТ-Атомстрой, ФГУП ВНИИПО и ООО «Рутил» система дезактивируемого защитного покрытия «Massco» суммарной толщиной 140–180 мкм рекомендуется для антикоррозионной защиты внутренних и наружных поверхностей металлоконструкций, трубопроводов и оборудования объектов атомной энергетики в условиях умеренного и холодного климата. Ориентировочный срок службы покрытия при условии соблюдения технологии выполнения покрытия, рекомендованной производителем лакокрасочных материалов, для различных категорий атмосферной коррозионной активности в соответствии с ИСО 12944 составляет: 15-20 лет для С3; 10–15 лет для С4.

Для снижения трудо и энергозатрат, обеспечения надежной защиты металлических мостовых конструкций, наружных поверхностей резервуаров, аппаратов, технологического оборудования, работающих в агрессивных условиях при отсутствии возможности тщательной до степени Sa2 1/2 очистки поверхности, различного рода ремонтных вариантах компания предлагает использовать толстослойную полиуретановую грунт-эмалевую окрасочную систему «Masscopur 15», отличающуюся высокой атмосферо- и химстойкостью.



ТАБЛИЦА. Протокол соответствия показателей покрытия дезактивируемого защитного «Massco» ГОСТу Р 51102-97 «Покрытия полимерные защитные дезактивируемые. Общие технические требования»

Наименование показателя	Значение показателя						Соответствие	
	Обслуживаемые помещения		Периодически обслуживаемые помещения		Необслуживаемые помещения			
	по ГОСТ	по испытаниям	по ГОСТ	по испытаниям	по ГОСТ	по испытаниям		
1 Показатели назначения								
1.1	Коэффициент дезактивации:							
	Cs-137 для исходного покрытия	60	62	60	62	60	62	Соответствует для всех типов помещений
	Cs-137 после воздействия внешних факторов	20	24	13	14	8	9	Соответствует для всех типов помещений
	Ce-144 для исходного покрытия	50	51	50	51	50	51	Соответствует для всех типов помещений
	Ce-144 после воздействия внешних факторов	15	16	10	12	5	6	Соответствует для всех типов помещений
2 Показатели физико-механических свойств								
2.1	Прочность при ударе, см не менее	50	50	50	50	50	50	Соответствует для всех типов помещений
2.2	Эластичность при изгибе, мм не более	5	5	5	5	5	5	Соответствует для всех типов помещений
2.3	Адгезионная прочность, МПа не менее	8	8	8	8	9	9	Соответствует для всех типов помещений

На диаграмме № 3 показано изменение адгезионной прочности в МПа за после испытания системы в условиях периодической конденсация влаги и УФ излучения при 40 °С за 1000 часов, фактически адгезионная прочность стабилизируется через 500 часов экспозиции.

Masscopur 15 – двухкомпонентная полиуретановая грунт-эмаль, 2 слоя толщиной 100–120 мкм – по всем показателям соответствует техническим требованиям ГОСТ 9.401-91 к наружному покрытию металлоконструкций с прогнозируемым сроком службы не менее 10 лет в условиях умеренного и холодного климата.

Основные преимущества полиуретановой системы грунт-эмали:

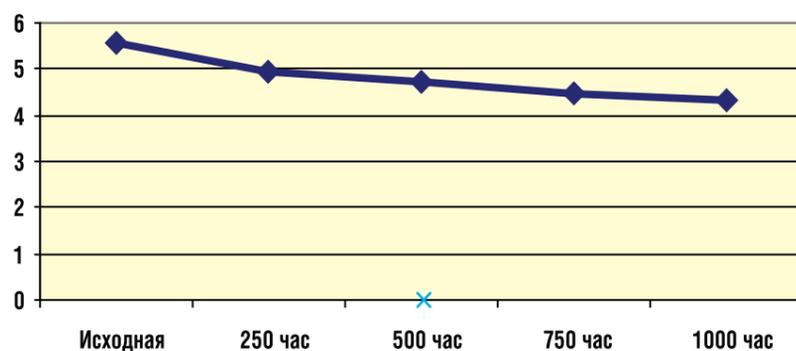
- Не требует предварительного грунтования;
- Возможность наносить «мокрый по мокрому»;
- Широкий диапазон температур нанесения от -10°C до 30°C;
- Высокая стойкость к абразивному износу, механическому воздействию (изгиб, удар);
- отличные водо-, бензо-, химстойкость;
- совместим с большинством ЛКМ;

- хорошая и длительная адгезионная прочность к стали, в т.ч. оцинкованной, бетону, полимерам и др. подложкам.

Для менее ответственной защиты металлоконструкций, как внутри помещений, так и в атмосферных условиях, может быть рекомендована схема, состоящая из 2 слоев однокомпонентной тиксотропной грунт-эмали «**Masscoat 155**» на основе модифицированного полиолефина. Основными достоинствами данной окрасочной системы являются: отсутствие предварительного грунтования; толерантность к подготовке поверхности (допускается степень подготовки Sa2, St2); совместимость с большинством старых ЛКМ; ремонтпригодность; высокая атмосферостойкое покрытие; быстрое высыхание и короткое время до начала эксплуатации; широкий температурный интервал нанесения от минус 15°C до 40°C.

Фирма «Индустриальные покрытия» готова оказать помощь потребителям в решении широкого спектра задач защиты металла от коррозии и адаптировать выпускаемые ЛКМ под конкретные объекты применения. ●

ДИАГРАММА 3



РОССИЙСКАЯ ДЕЗИНФОРМАЦИЯ



Петр Маченжек

Польский концерн PKN Orlen просит Роснефть увеличить объемы поставок нефти, сообщили российские Ведомости. Взамен, как утверждала московская газета, он предлагает часть своих акций, Мажейкяйский нефтеперерабатывающий завод и помощь в строительстве в Европе сети автозаправочных станций российского гиганта. Польская компания сразу же заявила, что «представленная в статье информация не соответствует действительности».

За любопытным «вбросом» дезинформации Ведомостей видны далеко идущие планы экспансии Роснефти.



Москва делает все возможное, чтобы произвести основательные изменения на польской сцене, и в том числе внедрить в Сейм новые силы, которые будут под либеральными лозунгами призывать к более прагматичной позиции относительно присутствия российских компаний в нашей стране. На это был направлен последний тщательно подготовленный вброс информации, а подготовкой к нему стал (впрочем, выгодный) контракт PKN Orlen с Роснефтью на поставки нефти для компании Unipetrol и история со второй веткой газопровода Ямал-Европа.

БАЛТИЙСКИЙ КОТЕЛ



Паулс Раудсепс

Мало кто в Латвии не слышал о «Курляндском котле» – территории, которая оставалась под контролем Германии до последнего дня Второй мировой войны, даже когда наступающие советские



вооруженные силы по всей линии фронта шли только вперед.

Мы можем быть благодарны тому, что современная Европа свободна от ужасов войны, но хорошо известно, что это не уменьшило имперские устремления России. Одним из главных инструментов в обеспечении силы Кремля стал газовый гигант Газпром.

Однако, как и казалось бы неотвратимое продвижение немцев было остановлено у берегов Волги в 1943 г., так и Газпром пережил свой «Сталинград». Его победное шествие остановил американский сланцевый газ.

Аналогично фюреру, руководство Газпрома тоже отказывается смотреть правде в глаза. В 2010 г руководитель компании А. Миллер иронизировал по поводу «мифов о сланцевой лихорадке». «Мы очень скептически настроены в отношении сланцевого газа. Мы не видим для себя абсолютно никаких рисков», – сказал он.



ГАЗ: РОССИЯ НАЧИНАЕТ ЦЕНОВОЕ НАСТУПЛЕНИЕ В ЕВРОПЕ



Маттео Каццулани

Увеличение поставок и снижение цен – вот два тактических приема, взятых на вооружение Россией для удержания гегемонии на газовом рынке Европейского Союза. В июне Газпром заявил о своем намерении увеличить поставки газа в Европу до 152 млрд. м³ в год.

Зампред правления Газпрома Александр Медведев заявил о намерении снизить цены на газ, перекачиваемый по газопроводам итальянского колосса ENI, французской компании Suez Gaz de France и немецкой компании Wintershall. С этими компаниями российский монополист тесно сотрудничает в области реализации новых инфраструктур.

Снижение цены на газ нацелено на то, чтобы обеспечить Газпрому сохранение объема экспорта газа в Западную Европу на фоне потери позиций в конкурентной борьбе с Роснефтью и с Соединенными Штатами Америки в области контроля за растущим азиатским рынком.

Стратегия Газпрома будет иметь тяжелые последствия для Франции, Германии и Италии, так как политика их национальных энергетических компаний ведёт в конечном счете к увеличению энергетической зависимости от единственного российского поставщика и отменяет план диверсификации, разработанный Европейской комиссией. ●



ЗАПАСЫ ЧЕРНОГО ЗОЛОТА: ГДЕ ХРАНИТЬ?

Резервуары «Металайф» для нефтепродуктов и не только



Дмитрий Кубасов,
заместитель
генерального директора
по производству,
ООО «Металайф»

От земляной ямы до резервуаров Шухова

О создании первых емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов промышленники начали задумываться почти два столетия назад, с тех пор, как в Азербайджане начали добывать нефть. Добытый продукт надо было где-то хранить, но ничего лучше обычной земляной ямы долгое время придумать не могли. Конечно, такой способ хранения приводил к большим потерям, нефть попросту просачивалась сквозь землю и, кроме того, теряла свои качества. Так происходило до тех пор, пока в 70-х гг. XIX в. В.Г. Шухов не изобрел первый в мире резервуар для хранения нефтепродуктов.

Это был стальной вертикальный резервуар цилиндрической формы, служащий для хранения керосина. Емкость оказалась столь удобна в производстве и применении, что резервуары Шухова вскоре начали производить во всем мире.

Все вертикальные резервуары цилиндрической формы устанавливались листовым способом, то есть, путем монтажа стенки и отдельных листов.

В 1935 г. в СССР был изготовлен металлический сварной резервуар емкостью 1000 м³. Этот прогрессивный метод сооружения приобрел известность и позволил в дальнейшем перейти на индустриальный метод изготовления основных частей резервуаров. Емкость некоторых резервуаров достигает от 50 000 м³ до 100 000 м³.

А в 50-е гг. советские разработчики предложили экономичный и отвечающий требованиям реалий того времени рулонированный метод постройки резервуаров крупных габаритов.

Но третье тысячелетие предъявило иные требования к хранению нефтепродуктов. Ответ на этот запрос времени способны дать только передовые предприятия, деятельность которых направлена на внедрение инновационных подходов.

Технологи третьего тысячелетия

ООО «Металайф» – молодое инновационное промышленное предприятие, которому в апреле этого года исполнился только год. Динамичность развития предприятия подтверждает выход за столь непродолжительное время на новый уровень, который стал возможен благодаря закупке современного оборудования.

Сегодня одна из ключевых специализаций «Металайф» – производство резервуаров для нефтепродуктов, сжиженного газа, питьевой воды, пищевых продуктов, сжиженных углеводородных газов (СУГ), понтонов, различных металлоконструкций.

Продукция «Металайф» поставляется как в Саратовскую область, где расположен завод, так и в регионы: Калуга, Казань, Ростов-на-Дону и др.

В ближайшее время компания планирует выйти на европейский рынок сбыта. И эти планы небезосновательны. Сегодня предприятие имеет возможность изготовить самый широкий спектр конструкций и резервуаров, большие объемы потребуют расширения производственных площадей, кроме того, планируется приобретение дополнительного оборудования, расширение автопарка.

Перспективы производства отметил также Министр промышленности и энергетики области **Сергей Лисовский** заявив,

что «такие инновационные производства позволят сделать нашу промышленность более конкурентоспособной».

Высокая степень автоматизации позволяет минимизировать участие человека в производственном процессе, сводя его функцию к необходимому контролю. В России очень немногие компании занимаются производством на таком оборудовании. У подавляющего же большинства производителей металлоконструкций цеха оборудованы морально и физически устаревшими станками. Конечно, такое оборудование непременно накладывает отпечаток и на качество конечной продукции.

Современное оборудование в разы снижает сроки изготовления металлических изделий. В Поволжье подобными промышленными роботами пользуется только Металайф, что является неоспоримым конкурентным преимуществом компании.

Персонал компании работает на станках, собранных в США, Италии, Китае, Швеции, Германии. Работе с автоматической сварочной колонной специалистов обучал «Заслуженный сварщик России», «Лучший сварщик России» (в 2002 и 2004 годах соответственно) Дмитрий Филь. Данная колонна задействована в технологической линии по производству горизонтальных резервуаров. Работы по подготовке к запуску технологической линии производства начались ещё с сентября 2012 г. За это время компания успела наладить производство и обучить персонал.

Линия состоит из автоматической сварочной колонны, автоматического сварочного источника, роликовых вращателей, профильного трубогиба, четырехвалковой гидравлической листогибочной машины с ЧПУ, установок плазменной резки и другого оборудования.

Автоматическая сварочная колонна предназначена для сварки продольных и поперечных швов стальных цилиндрических изделий с минимальным вмешательством человека в процесс. В комплектацию входит сварочный источник производства США Lincoln DC600.

Специалисты компании стремятся постоянно совершенствовать продукцию в качественном и технологичном направлении. Сегодня Металайф производит резервуары для нефти, нефтепродуктов (резервуары двустенные и одностенные), емкости для дизтоплива, емкости для воды, пожарные резервуары, накопительные стальные баки, резервуары для АЗС, резервуары подземные для АЗС, емкости горизонтальные, контейнерные АЗС, модульные АЗС, мобильные АЗС, мини-АЗС для дизельного топлива и бензина, топливные модули, резервуары для мазута, емкости для битума.

Большим спросом на рынке пользуются горизонтальные стальные резервуары (РГС), предназначенные для наземного и подземного хранения темных и светлых нефтепродуктов. Они различаются по объему, материалу изготовления, числу отсеков и т.д.

К тому же эти резервуары обладают рядом преимуществ.



Во-первых, пространство внутри резервуара абсолютно герметично, это достигается за счет плотного прилегания крышки люка. Во-вторых, они универсальны, такие резервуары используются одновременно как емкости для хранения нефти так и для её выдачи. В-третьих, они совместимы со всеми ГОСТами на территории РФ.

Резервуары для нефтепродуктов

Основным преимуществом горизонтальных нефтяных резервуаров является надежность конструкции. Горизонтальные резервуары предназначены для хранения таких продуктов как нефть, бензин, дизельное топливо, масла, битум и пр. Резервуары горизонтальные стальные для нефтепродуктов изготавливаются из углеродистой стали. В зависимости от способа монтажа горизонтальные резервуары для нефтепродуктов подразделяются на два вида: подземные резервуары и наземные резервуары. Резервуары для нефтепродуктов подземного исполнения изготавливаются с усиленной наружной гидроизоляцией, что позволяет защитить от возникновения коррозии. Наземные резервуары производятся с наружной гидроизоляцией в виде защитного покрытия. Горизонтальные резервуары изготавливаются в одностенном и двухстенном исполнении.

Резервуары для хранения и выдачи ГСМ (Мобильные АЗС)

В большинстве случаев в крупных организациях обладающих крупным парком автотранспортных средств выгоднее приобрести собственную автозаправочную станцию и заправлять технику по оптовым ценам, чем пользоваться услугами автозаправок.

Самым доступным предложением является приобретение мобильной автозаправочной станции (далее Мобильная АЗС). Мобильные АЗС представляют собой специализированные горизонтальные стальные резервуары, используемые для приема, хранения и раздачи ГСМ. Они широко применяются не только на автозаправочных станциях и других предприятиях, занимающихся коммерческим отпуском нефтепродуктов, но и компаниями, которые нуждаются в частых автотранспортных перевозках в связи со спецификой своей деятельности.

Резервуары для технической воды

Горизонтальные резервуары являются очень популярным решением для хранения резервного запаса технической воды. Горизонтальные резервуары для воды изготавливаются объемом от 1 до 100 куб. м и более из углеродистой или

нержавеющей стали. Преимущество горизонтальных резервуаров заключается в том, что поставляются они как готовое изделие, полностью пригодное к эксплуатации, а также возможно подземное исполнение, что позволяет рационально использовать территорию.

Подземный резервуар, в отличие от наземного, имеет технологический колодец для доступа к люку-лазу. Резервуар для воды оснащается патрубками для ввода и вывода продукта хранения, а также навесным оборудованием. Стоимость резервуара для хранения технической воды может варьироваться в зависимости от объема резервуара, наземного или подземного исполнения, марки стали, дополнительного оснащения насосным оборудованием и т.д.

Пожарные резервуары

Наличие на территории пожарного резервуара обеспечит ваше предприятие необходимым резервным запасом воды для оперативной борьбы с огнем. Согласно СНиП резервуары для хранения воды необходимо устанавливать на тех объектах, где наличие воды из естественных источников не достаточно.

«Металайф» производит пожарные резервуары цилиндрической, прямоугольной формы стандартных размеров, так и по чертежам заказчика в подземном или наземном исполнении. Срок службы противопожарных резервуаров составляет более 15 лет.

В Саратовской области немало фирм, которые тоже имеют дело с резервуарами, но большинство из организаций – перекупщики.

– «Нам такая стратегия в принципе не интересна. Гораздо эффективнее самим производить продукцию и продавать ее клиенту без посредника. Такая схема позволяет точно просчитывать стоимость заказа и исключить риск упустить какие-либо тонкости при его оформлении», – считает Генеральный директор Сергей Усынин.

По мнению С. Усынина, главное преимущество «Металайф» над конкурентами – наличие собственных производственных мощностей. Этот фактор позволяет компании предлагать заказчикам качественный, но в то же время недорогой товар. ●



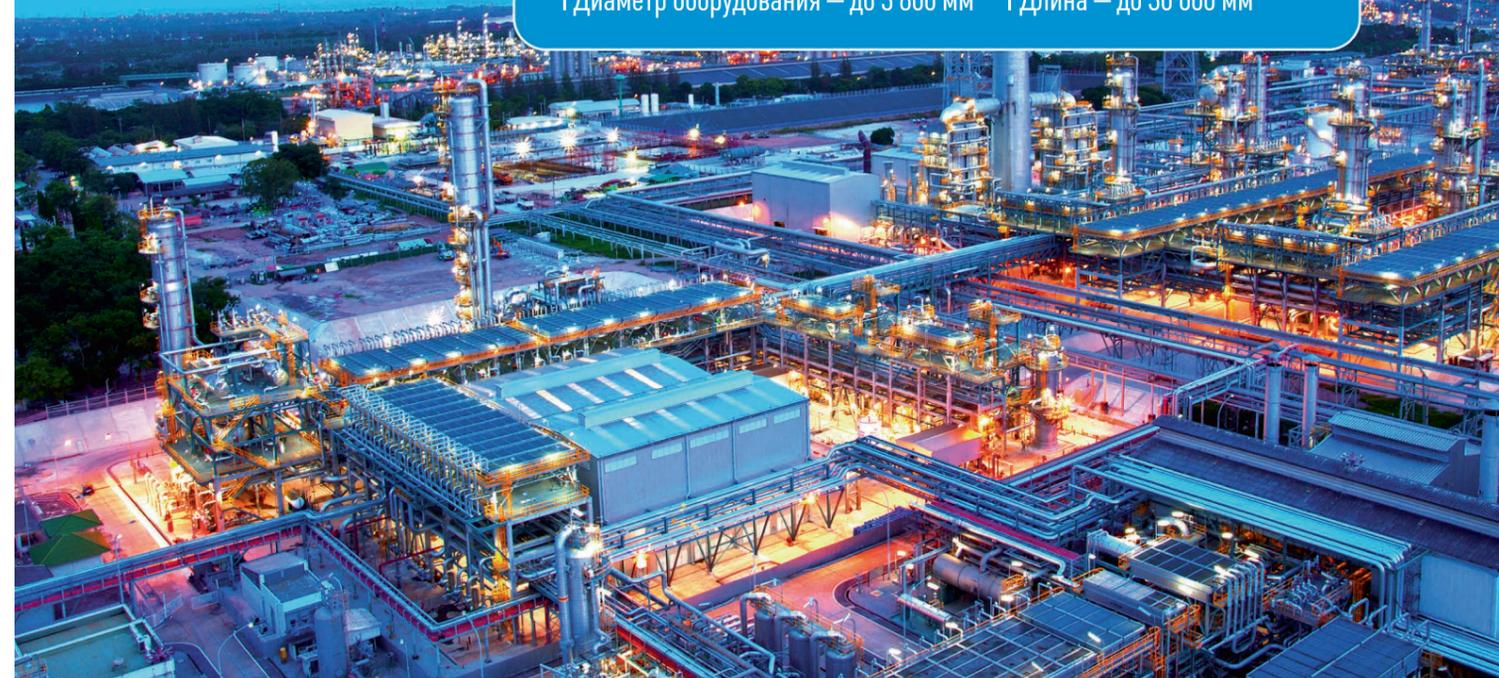
КРУПНОГАБАРИТНОЕ И ТОЛСТОСТЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Масса – от 50 до 180 т

Диаметр оборудования – до 3 600 мм

Толщина стенки – до 120 мм

Длина – до 30 000 мм



КУРГАНХИММАШ

Оптимальное решение для Вашего бизнеса

Реализация продукции:

Тел./факс (495) 651-67-20

zakaz@td-khm.ru

Тел./факс (3522) 477-489.

info@td-khm.ru

«ПЕЧНЫЕ» НАСОСЫ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



Швиндин А.И.,
Заместитель директора,
ООО «СМЗ» по научной работе,
к.т.н.



Шевченко С.М.,
Заместитель главного
конструктора,
ООО «СМЗ»



Берестовский В.А.,
Ведущий инженер-
конструктор,
ОГК ООО «СМЗ»

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей России являются основополагающими для развития государства в целом. Правительство РФ приняло ряд мер по ускорению развития и модернизации российской нефтепереработки и нефтехимии, в соответствии с которыми до 2020 г. планируется строительство и модернизация 124 установок. Строительство установок глубокой переработки нефти и тяжелых нефтяных остатков предполагается во вторую очередь – после 2016 г.

В нефтеперерабатывающих производствах стран СНГ на долю насосно-компрессорного оборудования приходится около 80% потребляемой этими производствами электроэнергии. В каждом нефтеперерабатывающем или нефтехимическом предприятии в работе находится от 1500 до 3500 единиц насосов различных конструкций и различного назначения. Поэтому вопрос правильного выбора экономичного и надежного насосного оборудования является весьма актуальным.

Самыми проблемными считаются, так называемые, крекинговые или «печные» насосы. Назначение их – загрузка печей термического крекинга сырьем – соляровым дистиллятом, мазутом или гудроном с температурой до 400°C и давлением до 65 кгс/см². Проблема конструирования горячего насоса высокого давления заключается в решении следующих задач:

- обеспечение полной герметичности уплотнений вала и разъемов корпусных деталей, так как утечка перекачиваемой среды при температуре 350–400°C в атмосферу приводит к пожарам и взрывам;
- конструкционные материалы должны обладать необходимой прочностью при высоких температурах и давлениях, а также коррозионной и эрозивной стойкостью, так как тяжелые остатки нефтепереработки богаты сернистыми соединениями и

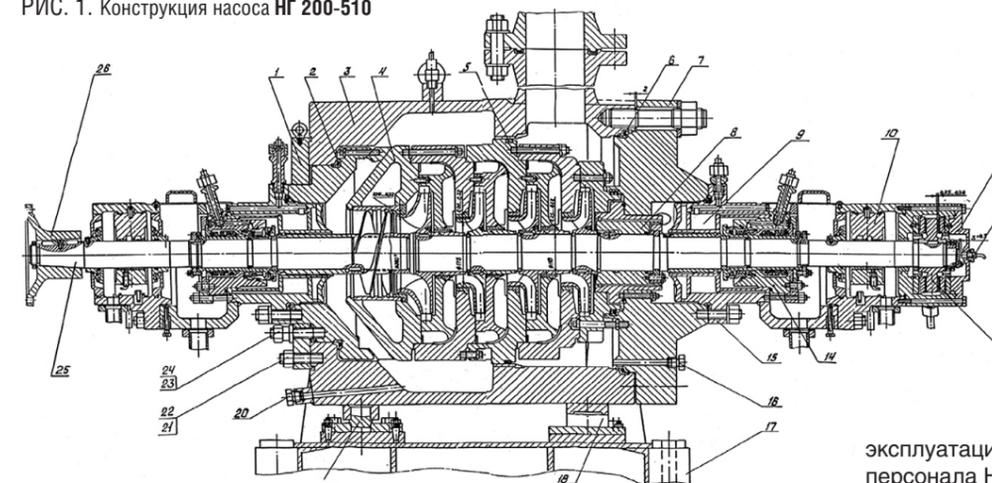
мелкодисперсными примесями абразивного характера;

- обеспечение температурных расширений роторных и статорных деталей без расцентровки и заедания ротора в корпусе насоса;
- обеспечение бескавитационной работы насоса, т. к. в колонне, с низа которой отбирается сырье, поддерживается глубокий вакуум;
- обеспечение требуемых наработок на отказ и ресурса;
- обеспечение высокой ремонтпригодности, так как для демонтажа, ремонта и монтажа насоса в установке отводится от двух до четырех суток.

И если на заре отечественной нефтепереработки наработка на отказ «печных» насосов составляла 45 суток [1], после чего насос мог быть остановлен для осмотра и возможного ремонта, то в современных установках требуется двух-трехлетний безремонтный цикл работы [2]. Отечественная насосная техника разработок 50–80-х годов XX века не обеспечивала такие требования.

В 1992–1993 гг. в ОАО «ВНИИАЭН» (г. Сумы, Украина) для условий установки замедленного коксования (УЗК) Новокуйбышевского НПЗ был разработан «печной» насос нового конструктивного исполнения НГ 200-510 мощностью 400 кВт. Насосы на этой позиции предназначены для перекачки гудрона с температурой 360°C с подачей 200 м³/ч и напором 510 м. В этом двухкорпусном четырехступенчатом насосе были внедрены все последние научно-технические достижения отечественного насосостроения для объектов энергетики, химических производств и трубопроводного транспорта нефти [3]. Конструкция насоса приведена на рис. 1. Насос – центробежный, горизонтальный, двухпорный, двухкорпусной с выемным секционным внутренним корпусом «патронного» типа. Опорами ротора служат выносные подшипники скольжения с принудительной смазкой от входящей в состав

РИС. 1. Конструкция насоса НГ 200-510



агрегата маслоустановки. Упорный подшипник скольжения типа «Митчелл». Концевые уплотнения вала – двойные торцовые уплотнения с запирающим затворной жидкостью от цеховой уплотнительной системы. Соединительная муфта – упругая пластинчатая типа МУП с проставкой, обеспечивающей разборку и замену подшипника и узла торцового уплотнения со стороны электродвигателя без его демонтажа с фундаментной плиты.

Три насосных агрегата АНГ 200-510 были введены в эксплуатацию на УЗК Новокуйбышевского НПЗ в 1995 г., обеспечивали все расчетные параметры и двухлетний безремонтный пробег. В январе 2010 года были демонтированы для капитального ремонта в связи с пожаром на установке. В таких тяжелых эксплуатационных условиях УЗК 15-летний ресурс работы не обеспечивал ещё ни один насосный агрегат. Предшественник

на этой позиции – НПС 200-710 производства Бобруйского машиностроительного завода – наработывал 500 часов и выводился в ремонт по причине выхода из строя концевых уплотнений. Насосный агрегат АНГ 200-510 стал первым представителем нового поколения двухпорных горячих насосов для нефтеперерабатывающих производств [4].

В дальнейшем, в 2004–2005 гг. специалистами ОАО «ВНИИАЭН» был разработан насос НМФ 200-600 мощностью 500 кВт, предназначенный для откачки мазута с $t \sim 400^\circ\text{C}$ с низа колонны установки термического крекинга ТК-4 Сызранского НПЗ. При разработке этого насоса был учтен 10-летний опыт эксплуатации насосных агрегатов АНГ 200-510, замечания и предложения

эксплуатационного и ремонтного персонала Новокуйбышевского НПЗ. Сохранена «патронная» схема внутреннего корпуса, применена более экономичная проточная часть, применены современные сильфонные торцовые уплотнения типа «Тандем» с уплотнительными комплексами производства ЗАО «ТРЭМ-инжиниринг» (г. Москва). На рис. 2,3,4 приведены конструктивная схема этого насоса, сам насос с его конструкторами-разработчиками перед отгрузкой Заказчику и насосный агрегат АНМФ 200-600 на установке ТК-4. Два насосных агрегата были успешно введены в промышленную эксплуатацию в 2006 г., где подтвердили все паспортные параметры [5].

РИС. 2. «Печной» насос НМФ 200-600 (ООО «Сызранский НПЗ» уст. ТК-4)

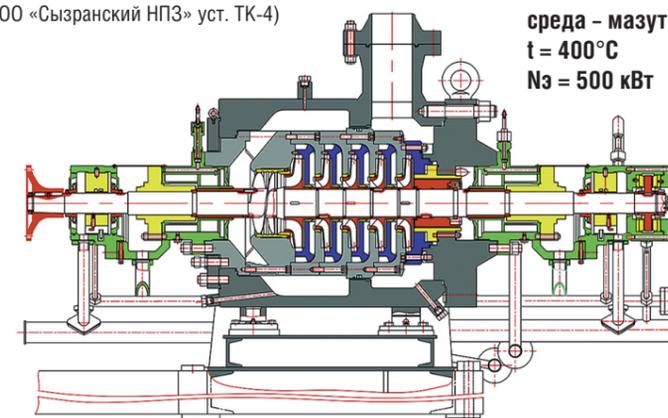


РИС. 3



РИС. 4

ТАБЛИЦА. Перечень серийно выпускаемых в ООО «СМЗ» насосных агрегатов АНДг и АНДМг

Марка насоса	Параметры номинального режима				
	Q, м³/ч	H, м	n, об/мин	N, кВт (ρ = 1000 кг/м³)	Δhдоп, м
НДг 55-70	55	70	3000	17	2,5
НДг 80-130	80	130	3000	44	4,5
НДг 200-100	200	100	3000	70	4
НДг 200-180	200	180	3000	151	4,6
НДг 300-100	300	100	3000	109	4
НДг 320-170	320	170	3000	188	9
НДг 400-110	400	110	3000	154	4,6
НДг 500-100	500	100	3000	171	4,6
НДг 500-160	500	160	3000	279	7,2
НДг 1300-125	1300	125	1500	582	9,5
НДМг 25-125	25	125	3000	18	2,5
НДМг 60-250	60	250	3000	71	4,5
НДМг 60-350	60	350	3000	100	4,5
НДМг 110-270	110	270	3000	117	4,5
НДМг 110-350	110	350	3000	152	4,5
НДМг 110-460	110	460	3000	200	4,5
НДМг 150-180	150	180	3000	100	4,5
НДМг 150-220	150	220	3000	120	4,5
НДМг 150-510	150	510	3000	284	4,5
НДМг 200-720	200	720	3000	530	4,5
НДМг 220-600	220	600	3000	500	6
НДМг 320-290	320	290	3000	351	4,5
НДМг 360-350	360	350	3000	434	4,5
НДМг 500-145	500	145	1500	250	2,5
НДМг 500-300	500	300	3000	511	4,6
НДМг 600-320	600	320	3000	688	7,8
НДМг 750-170	750	170	3000	463	6
НДМг 1000-320	1000	320	3000	1089	4,5

В ООО «Сумский машиностроительный завод» (ООО «СМЗ») в 2005 – 2006 гг по предложению Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков (г. Москва) была разработана номенклатура нефтяных насосов нового поколения, включающая более 200 типоразмеров [6]. В ней двухпорные насосы по типу BB2 и BB5 ISO 13709/API 610 были выделены в отдельную типоразмерную группу – нефтяные двухпорные горячие одноступенчатые (НДг) и многоступенчатые (НДМг) – всего 29 базовых типоразмеров. Конструкция этой группы насосов разработана с учетом опыта эксплуатации вышеописанных «печных» насосов в Новокуйбышевском и Сызранском НПЗ и в соответствии с рекомендациями международных стандартов ISO 13709/API 610 и API 682. В таблице приведен перечень серийно выпускаемых в ООО «СМЗ» насосных агрегатов АНДг и АНДМг.

По отзывам с мест эксплуатации межремонтные пробеги некоторых крупных насосных агрегатов производства ООО «СМЗ» мощностью 400, 500 и 800 кВт достигли трех лет, а насосного агрегата для перекачивания сжиженного пропана (по типу BB5 API 610, N = 400 кВт) в установке «Дуосол-22» ООО «ЛУКОЙЛ-ВНП» превысил четыре года.

Вся насосная продукция ООО «СМЗ» сертифицирована швейцарской компанией «SGS» на соответствие стандарту API.

На рис. 5 – 14 приведены некоторые из поставленных насосов и насосных агрегатов в процессе их производства и на объектах.



РИС. 5. Насос НДг 300-100 перед отгрузкой на объект



РИС. 6. Насосные агрегаты АНДг 300-100 на установке изомеризации



РИС. 7. Насосный агрегат АНДМг 60-350 на УЗК-60



РИС. 8. Насосные агрегаты АНДМг 25-125 на УЗК-60



РИС. 10. Насосный агрегат АНДМг 150-180 перед отгрузкой на объект



РИС. 13. Насосный агрегат АНДМг 600-320 для ЗАО «РНПК» в испытательной лаборатории ООО «СМЗ»



РИС. 9. Насосный агрегат АНДМг 360-350 перед отгрузкой на объект



РИС. 11. Насосный агрегат АНДМг 600-320 в цехе аммиака ОАО «РВНОАЗОТ»



РИС. 12. Насосные агрегаты АНДг 1300-125 перед отгрузкой на объект



РИС. 14. Насосный агрегат АНДМг 600-320 перед отгрузкой в ЗАО «РНПК»

Нефтяные двухпорные насосы нового поколения типа НДг, НДМг и насосные агрегаты на их основе производства ООО «СМЗ» находят всё более широкое применение на НПЗ стран СНГ. Положительный опыт их промышленной эксплуатации уверенно позволяет рекомендовать новую номенклатуру как для замены физически изношенных насосов, так и для оснащения вновь строящихся и модернизируемых установок. ●

Литература

1. Айзенштейн М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности. ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы. – М. – 1957. – 364 с.
2. Микерин Б.И. Проблемы системы ППР и ремонтов по техническому состоянию// Материалы отраслевого совещания главных механиков нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий 17 – 21 ноября 2008. – г. Кириши. – С. 5 – 8.
3. Швиндин А.И. Центробежные насосы для нефте-перерабатывающих и нефтехимических производств. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «НТЦ при Совете главных механиков», 2012. – 152 с.
4. Гаврильченко Г.А., Елин В.К. Новые насосы для нефтеперерабатывающих заводов //Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2002, № 8. – С. 21 – 22.
5. Востриков И.Ю., Надршин К.А. (ОАО «Сызранский НПЗ»), Артеменко А.В. (ООО «Новокуйбышевский НПЗ»), Швиндин А.И., Вертячих А.В. (ООО «СМЗ»). Новые высоконапорные насосы для нефтеперерабатывающих производств// Химическая техника. – 2007, № 7. – С. 4 – 5.
6. Насосы центробежные и насосные агрегаты на их основе. Каталог продукции ООО «СМЗ». – Сумы, 2008. – С. 36.

ИЗБАВЛЕНИЕ ОТ «ЛИШНЕЙ» НЕФТИ

Защита водоёмов от загрязнения нефтесодержащими сточными водами нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий



Владислав Буренин,
Профессор кафедры
транспортных установок
МАДИ,
К.т.н.

Одной из актуальных проблем современности является защита окружающей среды от загрязнения нефтью и продуктами ее переработки. Разливы нефти из танкеров и при прорывах нефтепроводов, ее добыча и транспортировка наносят непоправимый вред атмосферному воздуху, водным объектам, почве, уничтожая популяции животных и растений, делая землю и воду непригодными для жизни. Очень опасно загрязнение производственных сточных вод продуктами нефтепереработки. Для снижения его уровня необходимо на нефтеперерабатывающих, нефтехимических и других предприятиях применение современных методов очистки сточных вод от нефтезагрязнений и утилизации нефтешлаков.

Для очистки и обезвреживания производственных сточных вод от нефти, нефтепродуктов и других загрязнений применяют

механические, физико-химические, химические, термические, ионообменные, биологические и другие методы очистки.

Механическая очистка позволяет извлекать из сточных вод нефтепродукты, находящиеся в грубодисперсном (капельном) состоянии. Используемые для механической очистки отстойники, песколовки, нефтеловушки, решетки и другие устройства предназначены также для задержания основной массы сопутствующих загрязнений минерального происхождения (песок, земля), а также для защиты от износа и забивания устройств и сооружений, устанавливаемых за ними.

К физико-химическим методам очистки сточных вод от нефтепродуктов относят коагуляцию, флотацию и сорбцию. Коагуляция наиболее эффективна для удаления из сточных вод коллоидно-дисперсных частиц (размером 1–100 мкм). Применение процесса флотации позволяет интенсифицировать всплывание нефтепродуктов за

счет их обволакивания пузырьками воздуха, который подается в сточные воды. В зависимости от процесса образования пузырьков воздуха различают несколько видов флотации: напорную, пневматическую, пенную, химическую, биологическую, вибрационную и электрофлотацию.

Для повышения скорости и эффективности очистки сточных вод от коллоидных и тонкодисперсных вредных примесей различной природы, не удаляющихся механическими способами, используются флокулянты – растворенные в сточных водах высокомолекулярные вещества, применяемые для отделения твердой фазы от жидкости и образующие с находящимися в воде грубодисперсными и коллоидными частицами трехмерные структуры (агрегаты, хлопья, комплексы). Основными характеристиками их флокулирующих свойств являются эффективность очистки сточных вод, степень обезвоживания осадка и доза.

Одним из наиболее эффективных методов глубокой очистки и обезвреживания производственных сточных вод от растворенных органических веществ является сорбция (адсорбция, абсорбция). В качестве адсорбентов применяют: силикагели, алюмогели, активированный уголь, торф, золу, активную глину, материалы на основе интеркалированного терморасширенного графита и его модификации и т.д.

В зависимости от состава вредных примесей и их состояния, содержащихся в сточных водах нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, нашли применение зернистые адсорбционные фильтры.

Из методов химической очистки наибольший интерес вызывают процессы окисления, озонирования и хлорирования.

Окислительный метод очистки применяют для обезвреживания производственных сточных вод, содержащих токсичные примеси (цианиды, комплексные цианиды меди и цинка) или соединения, которые нецелесообразно извлекать из сточных вод, а также очищать другими методами (сероводород, сульфиды).

Озонирование заключается в окислении нефтепродуктов,

тяжелых металлов, цианидов, сульфидов и ряд других примесей при воздействии активного окислителя – озона. Под действием озона в сточных водах происходит окисление примесей, например, цианид-ионов, с выделением кислорода.

Обезвреживание сточных вод хлором или его соединениями – один из распространенных способов их очистки от ядовитых цианидов, а также от таких органических и неорганических соединений, как сероводород, гидросульфид, сульфид, метилмеркаптан и другие.

Из термических методов огневой является наиболее универсальным и эффективным. Он реализуется в процессе распыления сточных вод (промстоков) в топочных газах, имеющих температуру 900–1000°С. При этом вода полностью испаряется, примеси выгорают, а минеральные вещества образуют твердые или сплавленные частицы. Относительная простота технологий огневого обезвреживания сточных вод и возможность достижения высоких степеней очистки делает эти методы весьма перспективными.

Ионообменные методы основаны на использовании ионитов твердых природных или искусственных материалов, практически нерастворимых в воде и органических растворителях. Иониты способны к ионному обмену, т.е. извлечению из растворов положительных или отрицательных заряженных ионов (катионов или анионов) и делятся соответственно на катиониты и аниониты. В практике очистки сточных вод используются только синтетические ионообменные смолы, обладающие максимальной очищающей способностью, возможностью многократного использования ионитов с утилизацией содержащихся в стоках ценных веществ.

Ионообменные методы обеспечивают высокую эффективность очистки производственных сточных вод и позволяют получать выделенные из сточных вод металлы в виде относительно чистых и концентрированных солей.

Биологический метод наиболее универсален для очистки сточных вод от органических загрязнений, он заключается в их окислении микроорганизмами.

Для обеспечения нормальной жизнедеятельности микроорганизмов требуются не только органические вещества, но и биогенные элементы, такие как азот, кальций, фтор, хлор и др. Биохимическую очистку производственных сточных вод нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий ведут в аэро- и биофильтрах, азотенках, биологических реакторах и прудах.

Основным средством борьбы с промышленным загрязнением гидросферы в настоящее время является очистка и обезвреживание нефтесодержащих производственных сточных вод от органических и неорганических вредных примесей перед поступлением их в наружную канализационную сеть, в поверхностные водоемы или на рельеф местности с помощью механических, физико-химических, химических, термических, ионообменных, биологических и других методов созданными на их основе фильтрами.

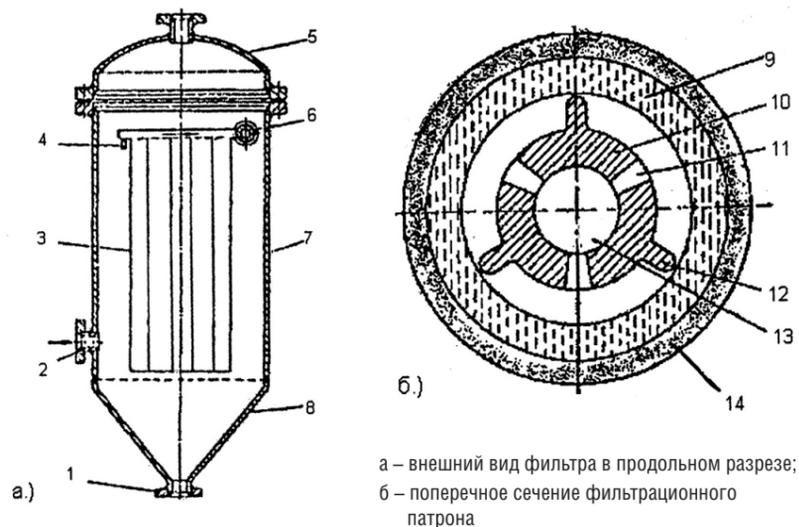
В последние годы российские и зарубежные фирмы разработали, запатентовали и выпускают большое число фильтров новых конструкций для очистки и обезвреживания нефтесодержащих производственных сточных вод, отличающихся улучшенными характеристиками.

Повышенной эффективностью очистки нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц загрязнений отличается механический патронный фильтр, состоящий из цилиндрического корпуса 7 в виде резервуара (рис. 1, а) с коническим дном 8, крышки 5, фильтрующей элементов в виде патронов 3, расположенных вертикально и герметично соединенных своей верхней частью с выпускным коллектором 4, который связан с выпускным патрубком 6.

Сточные воды на очистку поступают в фильтр через входной патрубок 2, проходят внутри фильтрующих патронов 3 и очищенные от взвешенных частиц поступают в коллектор 4, а затем удаляются через выходной патрубок 6.

В процессе очистки сточные воды проходят через слой 14 (рис. 1, б) загрязнений, накопившихся на наружной поверхности пористого фильтрующего кольца

РИС. 1. Механический патронный фильтр для очистки нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц загрязнений



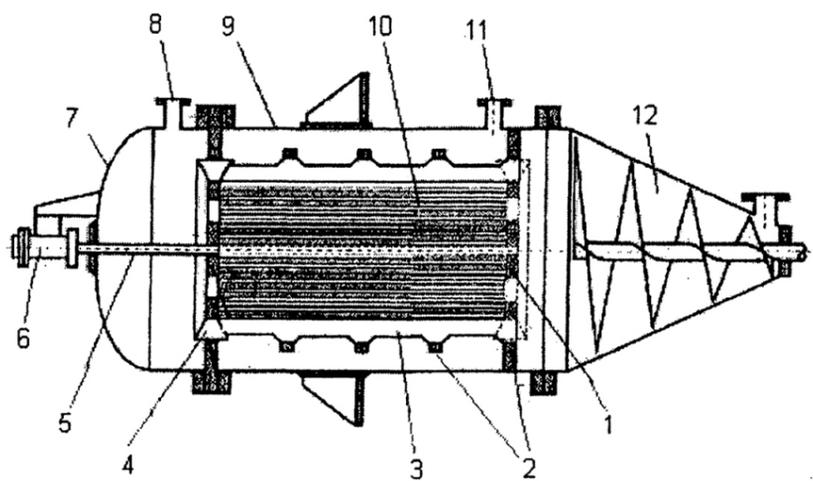
9, установленного на закрытую снизу центральную трубу 10 с радиальными отверстиями 11 и продольными ребрами 12 каждого фильтрующего патрона. Затем сточные воды проходят через кольцо 9, отверстия 11 трубы 10, после чего по вертикальному каналу 13 в трубе 10 поступают в коллектор 4 (рис. 1, а) и выходят через патрубок 6.

Частицы загрязнений, накапливающиеся на фильтрующих патронах 3, периодически сбрасываются вниз обратным импульсом сжатого воздуха и удаляются из фильтра через открывающийся патрубок 1.

Увеличенным ресурсом работы и удобством эксплуатации отличается механический фильтр для очистки производственных сточных вод от взвешенных твердых и пластичных частиц загрязнений, содержащий корпус со штуцерами: для входа загрязненных сточных вод, для выхода очищенных сточных вод, обратной промывки, дренажный; верхнюю и нижнюю опорные плиты, в сквозных соосных отверстиях которых установлены фильтрующие элементы трубчатой формы, узел позиционирования фильтрующих элементов, переключающий режим работы фильтра с режима фильтрации на режим регенерации и наоборот, шаровые краны с электромагнитным приводом и датчики давления. Переход режима работы фильтра с режима фильтрации загрязненных сточных вод на режим регенерации фильтрующих

элементов происходит автоматически в зависимости от степени загрязнения фильтрующих элементов. Повышенной производительностью при непрерывной работе обладает механический пластинчатый фильтр для очистки нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц загрязнений с механизированной выгрузкой отфильтрованного осадка. Фильтр содержит вертикальный цилиндрический корпус 9 (рис. 2) с входным 8 и выходным 11 патрубками для сточных вод, разгрузочное устройство шнекового типа для выгрузки осадка 12, крышку 7 корпуса 9 и силовой гидроцилиндр 6, расположенный на крышке 7.

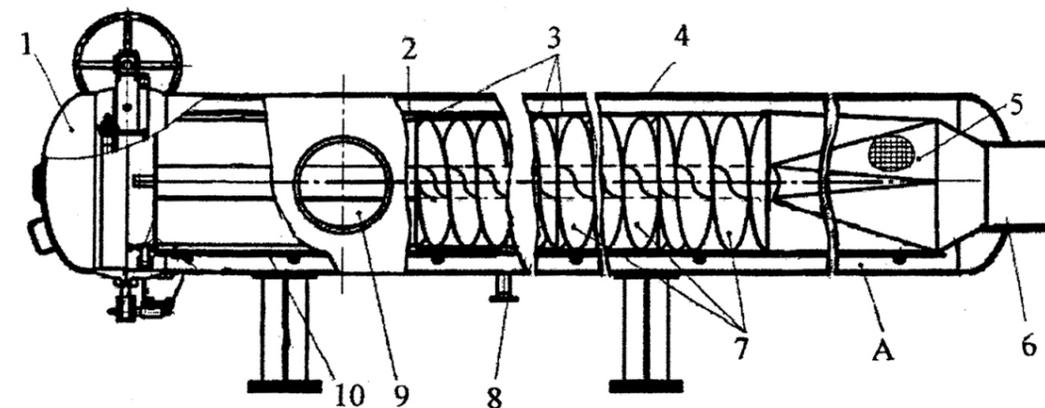
РИС. 2. Механический пластинчатый фильтр для очистки нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц загрязнений



Внутри корпуса 9 размещен фильтрующий элемент 10, состоящий из металлических пластин 3, расположенных радиально и закрепленных на внутренней поверхности бандажных колец 2. В местах крепления к бандажным кольцам 2 пластины 3 имеют выступы. Внутри фильтрующего элемента 10 расположен поршень 1, представляющий собой диск с закрепленными на его внешней кольцевой поверхности металлическими пластинками 4, имеющими форму равнобокой трапеции и прикрепленными к диску меньшими основаниями. Поршень 1 закреплен на штоке 5 гидроцилиндра 6.

По входному патрубку 8 сточные воды на очистку поступают во внутреннюю полость фильтрующего элемента 10, проходят между пластинами 3, освобождаясь от взвешенных частиц (механических примесей), и выходят через патрубок 11. Возвратно-поступательные движения поршня 1 с закрепленными на нем пластинами 4 позволяют эффективно очищать фильтрующий элемент 10 от механических примесей, даже имеющих высокую адгезию к материалу, без использования промывочной жидкости. Движение поршня 1 происходит без прерывания процесса фильтрации, что повышает производительность фильтра. Механические примеси поступают в разгрузочное устройство 12 и выводятся из фильтра.

РИС. 3. Фильтр-грязеуловитель с комбинированной очисткой сточных вод



В Кубанском государственном техническом университете (гор. Краснодар) разработана эффективная технология магнитно-жидкостной очистки сточных вод от нефтепродуктов. В соответствии с этой технологией очистку сточных вод от нефтепродуктов осуществляют силовым взаимодействием неоднородного магнитного поля с магнитной жидкостью. В загрязненные сточные воды добавляют магнитную жидкость, интенсивно перемешивают смесь, в результате капельки магнитной жидкости растворяются в загрязнениях. После этого загрязнения в сточных водах становятся слабомагнитными. Полученную эмульсию пропускают через неоднородное магнитное поле и извлекают магнитные капли. Это позволяет значительно снизить содержание нефтепродуктов в очищенных сточных водах. Определенной напряженностью магнитного поля обеспечивается достижение остаточной концентрации нефтепродуктов в очищенных сточных водах, не превышающей предельно допустимые концентрации. При этом соотношение магнитной жидкости и нефтепродуктов составляет менее 0,001. Варьируя расход магнитной жидкости в зависимости от степени загрязнения сточных вод нефтепродуктами, можно улучшить показатель остаточного содержания нефтепродуктов в очищенных сточных водах.

Удобен в эксплуатации и обеспечивает эффективную и надежную очистку нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц загрязнений фильтр-грязеуловитель. Фильтр

состоит из цилиндрического корпуса 4 (рис. 3) с входным 6 и выходным 9 патрубками для сточных вод, в котором установлены фильтрующий элемент, включающий секцию грубой очистки в виде сетчатого направляющего конуса 5, секцию тонкой очистки, выполненную в виде ступенчатого патрона из обечеек 3 с винтовыми направляющими 7, из выдвигной платформы 10 и из торцевой крышки 1.

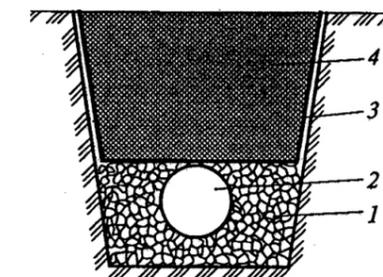
Поток загрязненных сточных вод поступает на очистку в фильтр-грязеуловитель через патрубок 6, очищается от крупных частиц загрязнений в сетчатом конусе 5 и поступает в секцию тонкой очистки, где поток, идущий по винтовым направляющим 7, под действием центробежных сил расслаивается, в результате чего частицы загрязнений отбрасываются к периферии кожуха 2 ступенчатого патрона, выводятся в зазор А между корпусом 4 и кожухом 2 и отводятся из фильтра через патрубок 8. Очищенный до требуемого качества поток сточных вод выводится из фильтра через патрубок 9.

При засорении фильтрующего элемента, что контролируется по перепаду давления между входом и выходом сточных вод из фильтра-грязеуловителя, очистку сточных вод прекращают, снимают торцевую крышку 1, фильтрующий элемент выдвигают на платформе 10 и очищают. Затем в обратной последовательности собирают фильтр-грязеуловитель и запускают его в работу. Фильтр не требует больших энергетических и трудовых затрат при эксплуатации.

Для качественной очистки дождевых стоков с территории промышленных предприятий от твердых включений

и нефтепродуктов предназначен фильтр-грязеуловитель. Он представляет собой перфорированную дренажную трубу 2 (рис. 4), уложенную на основание 1 из щебня или гравия в открытом коллекторе для сбора ливневых стоков.

РИС. 4. Фильтр-грязеуловитель с насыпным фильтрующим материалом для дождевых стоков



На дренажной трубе 2 установлен открытый короб 3 из многослойной фильтрующей стеклоткани, в который насыпан фильтрующий материал 4 (отходы производства, обладающие сорбционными свойствами). В процессах осаждения и сорбции из стоков извлекается 70–85% твердых включений и нефтепродуктов. В качестве фильтрующего материала загрузки можно использовать древесно-стружечные отходы, отходы котельных (шлак), отходы производства синтетических каучуков.

Короб из стеклоткани с фильтрующей загрузкой периодически вынимается из коллектора, загрузка вместе с загрязняющими веществами извлекается и вывозится на

полигон твердых отходов. Короб заполняется новой загрузкой и устанавливается в коллектор.

Разработан безреагентный способ очистки производственных сточных вод от органических, в том числе от нефтепродуктов, и неорганических веществ (вредных примесей), а также взвешенных частиц загрязнений, в основе которого лежит взаимодействие сточных вод, представляющих собой дисперсные системы, с электрически заряженными частицами, с внешним электромагнитным полем.

В созданном на основании разработанного способа очистки сточных вод электромагнитном аппарате ЭМА-50 сначала сточные воды поступают в рабочую камеру аппарата, где размещены магнитные рабочие тела (магнитные гранулы или магнитный порошок). Здесь под действием постоянного магнитного поля происходит магнитная и механическая активация сточных вод за счет движения указанных тел под действием переменного электромагнитного поля. Затем активированные сточные воды поступают в двухсекционный электромагнитный фильтр. Проходя через первую секцию фильтра, сточные воды подвергаются активирующей обработке в переменном электромагнитном поле. Затем активированные сточные воды непрерывным потоком подаются во вторую секцию, где на фильтрующей подложке из пористой полимерной пленки или ткани расположен слой намагниченного до насыщения магнитного порошка гексаферрита бария. В процессе очистки генератор переменного электромагнитного поля периодически отключают от электрического напряжения.

В электромагнитном фильтре происходит полная очистка сточных вод от загрязняющих примесей, которые в виде мелкодисперсного шлама осаждаются на магнитных телах (первая секция) и магнитном порошке (вторая секция). По мере накопления на магнитном порошке мелкодисперсного шлама и органических веществ (например, нефтепродуктов) на генератор переменного электромагнитного поля подается напряжение, под действием которого магнитные рабочие тела и магнитный порошок

хаотически движутся, образуя магнитокопирующий слой и сбрасывая со своей поверхности накопившийся шлам и органические загрязнения в приемный бункер-накопитель.

Фильтрационный осадок автоматически собирают в



отдельный бункер, а магнитные тела и магнитный порошок промывают чистой водой и очищают в электромагнитном поле фильтра. После промывки чистой водой внутреннего объема аппарата напряжение отключается, магнитные материалы возвращаются в состояние покоя и вновь готовы выполнять функцию фильтра. Промывная вода отправляется на очистку в электромагнитный аппарат и снова используется для регенерации электромагнитного фильтра.

Электромагнитный аппарат ЭМА-50 был опробован на многих объектах: сточных водах нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, автомоек, гальванических производств и т.д.

Во всех случаях содержание неорганических и органических загрязняющих примесей, а также взвешенных частиц уменьшается в очищенных сточных водах до предельно допустимых концентраций для водоемов рыбохозяйственного назначения.

Для очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов достаточно

широко используется флотация. Так, в установке фирмы Ashbrook Simon-Hartley Operations, LP (США) очистка нефтесодержащих сточных вод способом флотации включает следующие стадии: неочищенные сточные воды подаются во флотатор; одновременно через

диспергаторы, расположенные в данной зоне флотатора, подается воздух в виде мельчайших пузырьков равномерно по сечению флотатора; производится обволакивание пузырьками воздуха и всплытие нефтепродуктов в виде пены, скапливающейся в кольцевом сборнике между зеркалом сточных вод во флотаторе и его крышкой; отсасывание нефтесодержащей пены в пеносборник; отвод очищенных от нефтепродуктов сточных вод для дальнейшей обработки. Установка предусматривает изменение уровня сточных вод во флотаторе.

Надежно в работе устройство для биологической очистки производственных сточных вод, содержащих органические соединения,

аммонийный азот и другие загрязнения. Устройство представляет собой прямоугольную емкость, разделенную перегородкой на две секции. На дне первой секции установлены диспергаторы, выделяющие микропузырьки воздуха, при этом конструкция секции обеспечивает формирование контуров циркуляции водогазовой смеси. Вторая секция обеспечивает перемешивание иловой смеси и контроль параметров: концентрации растворенного кислорода, концентрации активного ила, аммонийного азота и нитратов.

Многоступенчатая схема комплексной очистки производственных сточных вод запатентована в США. На первой ступени очистного сооружения производится механическая очистка поступающих загрязненных сточных вод и вводится дозировано флокулянт. После этого на второй ступени осуществляется осветление сточных вод на тонкослойном модуле отстаивания. Выделившийся осадок после центрифугирования и отстаивания обезвоживается на ленточном фильтре-прессе, а надосадочная жидкость подвергается

биологической очистке в аэротенке, а затем химическими методами. Обезвоженный осадок подвергается сушке в термическом процессе и удаляется из схемы. Сточные воды с высоким уровнем очистки выводятся из схемы в водные объекты или на рельеф местности.

Система комплексной очистки производственных сточных вод марки «СКАТ» предназначена для подачи очищенных сточных вод в систему оборотного водоснабжения с целью экономии пресной природной технической воды, используемой для периодической подпитки системы оборотного водоснабжения. Система марки «СКАТ» состоит из трех функциональных блоков. Первый блок – блок первичной очистки обеспечивает первичное отстаивание очищаемой сточной воды: удаление песка, плавающих загрязнений, пленочных нефтепродуктов и жиров и предотвращает гниение сточной воды в отстойной зоне. Второй блок – основной технологический блок очищает сточную воду от взвешенных твердых и пластичных частиц загрязнений, нефтепродуктов, поверхностно-активных и органических веществ и других подобных загрязнений методом напорной флотации с последующей доочисткой на полиуретановом механическом фильтре. Третий блок – блок двухступенчатой сорбционной очистки с применением химических реагентов или без таковых предназначен для глубокой очистки избыточного количества очищаемой оборотной сточной воды (не более 10% количества отводимой из системы оборотного водоснабжения). В систему марки «СКАТ» входят также бак для накопления очищенной сточной воды и автоматическая насосная станция для подачи ее потребителю.

В процессе химической очистки сточных вод эффективно применение нового реагента «ФЕРРОКСИН», основным активным веществом которого является смесь ферратов натрия. Этот реагент обладает одновременно окислительным, дезинфицирующим и коагулирующим действием.

Удобна в эксплуатации, имеет небольшие габаритные размеры и массу блочно-модульная установка с гидроциклонами для качественной очистки производственных

сточных вод от механических примесей, агрегатной взвеси, нефти и нефтепродуктов. Установка предназначена для подачи очищенных сточных вод в систему оборотного водоснабжения с целью экономии пресной природной технической воды, последняя необходима для периодической подпитки системы оборотного водоснабжения. Применение блочно-модульной установки для очистки сточных вод позволяет использовать для системы оборотного водоснабжения только не более 5% в объеме пресной природной технической воды для периодической подпитки системы.

Высокую степень очистки и обезвреживания сточных вод обеспечивает установка комплексной очистки, содержащая цилиндрический корпус с верхней и нижней крышками, разделенный двумя горизонтальными перегородками на три камеры, верхняя из которых заполнена коалесцирующим зернистым материалом, в средней камере вертикально размещены два идентичных гидроциклона, в нижней отстойной камере накапливается осадок. Каждый из гидроциклонов состоит из трех частей: нижняя

часть имеет вид сужающегося к низу конуса, имеющего вход в отстойную камеру, средняя часть – цилиндрическая, верхняя часть имеет вид расширяющегося кверху перфорированного конуса, имеющего выход в камеру, заполненную коалесцирующим зернистым материалом. У дна средней камеры в корпусе установки расположено водосборное устройство в виде концентрических перфорированных колец, выше которых находятся перфорированный нерастворимый анод и сетчатый катод электрофлотатора. В корпусе установки имеются патрубки: подвода сточных вод на очистку, отвода очищенных сточных вод, отвода нефти и нефтепродуктов, отвода осадка.

Выбор способа очистки и оборудования для очистки и обезвреживания нефтесодержащих сточных вод промышленных предприятий зависит от физико-химических свойств и исходной концентрации содержащихся в сточных водах вредных загрязнений, расхода сточных вод и требований к качеству очищенных сточных вод по всем нормируемым загрязнениям. ●

Литература

1. Буренин В.В. Очистка и обезвреживание сточных вод промышленных предприятий от нефти и нефтепродуктов // Химическая техника, 2009, №7, с. 37–41.
2. Буренин В.В. Очистка и обезвреживание нефтесодержащих сточных вод от взвешенных частиц и других примесей // Химическая техника, 2010, №11, с. 26–30.
3. Альков Н.М., Шачнева Е.Ю. Сорбент для очистки воды от флокулянтов // Экология и промышленность России, 2010, август, с. 20–21.
4. Пат. 2311943 Россия. МПК В 01 D 15/56. Патронный фильтр / О.С. Кочетов, М.О. Кочетова, Г.В. Львов. Оpubл. 14.03.2006. Бюл. №7.
5. Пат. 2336119 Россия. МПК В 01 D 29/48. Фильтр щелевой автоматический / В.А. Большаков, И.И. Супрулаев, А.М. Пашков и др. Оpubл. 20.10.2008. Бюл. №29.
6. Пат. 2281802 Россия. МПК В 01 D 29/64. Пластинчатый самоочищающийся фильтр / М.В. Клыков, К.А. Куцув. Оpubл. 20.08.2005. Бюл. №23.
7. Боквицкая Т.Н., Давиденко М.В., Лявина Е.Б. Технология магнитно-жидкостной очистки сточных вод от нефтепродуктов // Экология и промышленность России, 2010, январь, с. 20–22.
8. Пат. 2293596 Россия. МПК В 01 D 29/11. Фильтр-грязеуловитель / И.Ю. Хасанов, Н.Х. Файзуллин. Оpubл. 20.02.2007. Бюл. №5.
9. Сычева Ю.В., Колотушкин В.В., Соловьева Э.В. Очистка газовых выбросов и ливневых стоков предприятий // Экология и промышленность России, 2007, февраль, с. 42–46.
10. Кузнецов Ю.Н., Смирнов А.Н., Барышенко И.Г. Новый способ очистки сточных вод // Безопасность жизнедеятельности, 2008, №11, с. 26–28.
11. Пат. 7282144 США. МПК F 01 D 21/24. Очистка сточных вод в процессе флотации. Оpubл. 16.10.2007.
12. Пат. 7282141 США. МПК С 02 F 3/00. Способ и устройство для очистки сточных вод с контролем процесса. Оpubл. 16.10.2007.
13. Пат. 7429329 США. МПК С 02 F 1/62. Комбинированная реагентно-механическая схема для очистных сооружений. Оpubл. 30.09.2008.
14. Гильмутдинова Л.Г., Хакимова А.Х. Внедрение локальной системы очистки с целью снижения ущерба от сброса мочевых вод: Экологический форум Прикамья, Набережные Челны, 30 марта 2007. Сборник материалов. – Набережные Челны, Издательство ИНЭКА, 2007, с. 60–62.
15. Ларин Б.М., Пирогов А.И., Гришин А.А. Эффективные способы реагентной и адсорбционной очистки воды на ТЭС от органических примесей // Тр. ИГЭУ // Повышение эффективности работы энергосистем. – М.: Издательство ИГЭУ, 2003, выпуск 6 с. 10–14.
16. Шарифуллин А.Л. Очистка сточных вод от взвешенных частиц и нефтепродуктов на автотранспортном предприятии. Материалы докладов 2-й Молодежной международной научной конференции «Тинчуринские чтения», Казань, 26–27 апреля 2007. Т. 2. Казань, Издательство КГЭУ, 2007, с. 83.
17. Пат. 2325331 Россия. МПК С 02 F 1/40. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод / В.Д. Назаров, М.В. Назаров. Оpubл. 27.05.2008. Бюл. №15.

ДЕЛО В ДЕТАЛЯХ

**Лариса Бутурлина,
Ирина Деулина**

Трубопроводы используются человеком с древнейших времен.

Впервые упоминания о газопроводах появились в I веке до нашей эры. В это время в Китае для передачи природного газа применяли бамбуковые трубы.

За семь месяцев 2013 года в России было добыто более 300 млн. тонн нефти

В конце XVIII в. для транспорта газа в Европе стали применять трубы из чугуна.

В настоящее время под трубопроводным транспортом понимают транспорт, передающий на расстояние жидкие, газообразные или твердые продукты по трубопроводам.

К ним относятся трубопроводы в комплексе с другими устройствами, предназначенные преимущественно для перекачки нефти, нефтепродуктов и газа.

Нефтепроводы и продуктопроводы классифицируют на магистральные, подводящие и промысловые.

В газовой промышленности различают магистральные и местные газопроводы.

Рост добычи нефти и газа остро ставит вопрос о том, как транспортировать постоянно растущие объемы нефте- и газодобычи в Российской Федерации.

Только за семь месяцев 2013 года в России было добыто более 300 млн. тонн нефти.

Также росту нефте- и газопроводов способствует разработка новых нефтегазовых месторождений, которые зачастую находятся далеко от районов переработки и потребления данных продуктов топлива.

Наибольший процент транспортируемой нефти в Российской Федерации приходится именно на трубопроводный транспорт:

- Трубопроводный транспорт – 90%
- Железнодорожный транспорт – 6%
- Автомобильный транспорт – 4%

Учитывая возрастающие темпы добычи и, соответственно, транспортировки нефти и газа одной из первоочередных задач является строительство новых трубопроводов.

Трубопроводный транспорт – самый востребованный вид транспортировки нефти и газа, а также продуктов их переработки. Ежегодно в нашей стране строятся тысячи километров трубопроводов. По количеству трубопроводов Россия занимает второе место в мире.

Магистральные трубопроводы являются единственным средством транспортировки добываемого газа – по ним перемещается 100% добытого голубого топлива.

ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» видит большие перспективы для своего предприятия в разработке новых соединительных деталей для

газопроводов, изучает новые технологии и виды сталей. Производимые предприятием детали могут применяться для газопроводов чистых и коррозионно-активных газов. Такие газы транспортируются по трубам промышленных предприятий, в лабораториях и медицинских учреждениях.

Любые трубопроводы имеют сложную конструкцию, в которой не обойтись без соединительных деталей – отводов, переходов, тройников, заглушек и конечно фланцев различных видов.

ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» предлагает широкую



Более 20% продукции нефтепереработки так же перемещаются при помощи магистральных трубопроводов

линейку типоразмеров всех вышеперечисленных деталей, включая детали по чертежам заказчика – сложные, с большими и малыми диаметрами, на большое давление и из различных видов стали. Любые требования заказчика будут непременно выполнены качественно и в срок. ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» имеет возможность изготовления деталей с помощью различных технологий. Мы предлагаем сварные, штампосварные, штампованные, точеные и конечно цельнотянутые детали широкого ассортимента.

Система нефтяных магистральных нефтепроводов включает в себя

более 500 насосных станций, свыше 20 млн куб. м резервуарных мощностей.

В транспорте газа используются 215 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов около 42,1 млн кВт.

Насосные станции, впрочем, как и магистральные трубопроводы подразумевают использование

Протяженность российских магистральных трубопроводов превышает 221 тыс. км, из которых 153 тыс. км – это магистральные газопроводы, около 70 тыс. км – магистральные нефтепроводы, более 20 тыс. км – магистральные нефтепродуктопроводы



большого количества запорной арматуры. ЗАО ГК «Русское Снабжение» производит и поставляет по своим ТУ несколько видов запорной арматуры из стали: задвижки клиновые с выдвигным и не выдвигным шпинделем, задвижки шибберные, затворы дисковые поворотные, затворы обратные, клапаны обратные, краны шаровые и т.д.

ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» постоянно находится в поиске новых интересных направлений.

Технология работы трубопроводного транспорта характеризуется непрерывностью перекачки грузов. Поэтому необходимо в максимально сжатые сроки проводить все необходимые ремонтно-технические работы над трубопроводами.

В настоящее время, в связи с утвержденной ОАО «АК «Транснефть» «Программой технического перевооружения, капитального ремонта и развития объектов магистральных нефтепроводов на период 2011–2017 годов» специалисты компании осуществляют ремонт и реконструкцию нефтепроводов. ●

ТРУБОПРОВОДЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ FLEXSTEEL

Специалисты, работающие в нефтегазовой сфере, хорошо понимают, что львиная доля успеха всего проекта зависит от надежности эксплуатируемого трубопровода. Разработка нефтяных и газовых месторождений зачастую ведется в самых тяжелых природноклиматических и ландшафтных условиях, которые не просто выдержать большинству труб. Круг возникающих проблем широк – это частые поломки, отказы и прорывы, связанные как с внешним воздействием, так и с внутренним, например с коррозией. Холдинг «ИНТРА ТУЛ» предлагает своим клиентам решения для задач любого уровня сложности. Компания, сотрудники которой за время ее существования хорошо изучили потребности и особенности нефтегазовой отрасли России, с 2002 года является одной из ведущих на рынке ремонтных технологий для промышленных предприятий. В своей работе специалисты «ИНТРА ТУЛ» используют комплексный подход и современные технологии, многие из которых могут применяться для восстановления и ремонта трубопроводных систем. Это, прежде всего, новая технология гибких армированных трубопроводов FlexSteel

Александр Власов

Конструкция трубопроводов FlexSteel включает специальный внутренний слой (вкладыш) из полиэтилена высокой плотности, упрочненного навивкой на него металлических лент из холоднокатаной стали, поверх которых формируется наружный защитный слой из полиэтилена низкого давления с добавлением углеродистой сажи для защиты от ультрафиолетового излучения.

Стальной армирующий слой представляет собой концентрически намотанные вдоль оси трубопровода (под углом 55 градусов) стальные пластины, придающие трубе

необходимую жесткость. Намотка армирующего слоя производится послойно (в четыре слоя) – в противоположных направлениях. Материал изготовления – холоднокатаная сталь MTL-P-5233, которая соответствует марке стали российского производства Ст.08 различных модификаций, химического и компонентного составов. При наличии в транспортируемой жидкости сероводорода стальные армирующие полосы изготавливаются из стали MTL-P-5237, отвечающей требованиям стандарта NACE MR0175, который устанавливает максимально

допустимое парциальное давление H_2S в зависимости от мольной доли H_2S , деленной на 100 (перевод из процентов в доли единицы) и умноженного на давление флюида.

При парциальных давлениях H_2S , равных 0,3 кПа или более, возможность применения труб FlexSteel, как правило, определяется заводом-изготовителем. В этом случае технические специалисты проводят анализ данных опросного листа и определяют гарантийный срок службы трубопровода.

Внешний защитный слой (экран) трубопроводов изготовлен из полиэтилена высокой плотности низкого давления (MTL-P-5205). Благодаря наличию в составе полиэтилена специальных химических добавок (2 – 3%), внешний слой обеспечивает максимальную степень защиты трубопровода от влияния ультрафиолетового излучения. Также он служит для защиты от механических повреждений армирующего слоя и воздействия негативных факторов окружающей среды.

Диапазон рабочих давлений трубопроводов FlexSteel – от 50 до 206 бар, рабочих температур перекачиваемой среды – 40 – + 80°C.



Соединительные и концевые фитинги

Соединение секций трубопровода, а также подключение труб к действующим коммуникациям, производится с использованием симметричных соединительных и концевых фитингов специального исполнения. Фитинги изготавливаются из нержавеющей стали марки 316L (S31603) или углеродистой стали с покрытием, нанесенным методом химического осаждения, и обеспечивают надежное соединение и уплотнение с внутренним и наружным экструдированными слоями трубопровода.

Концевые фитинги устанавливаются в несколько последовательных этапов: сначала труба ровно обрезается, после чего на нее устанавливается обжимной инструмент со сменными полукольцами. Затем на конец трубы надевается фитинг и выполняется операция обжима, цель которой – постоянная формовка стенок концевого фитинга по размеру трубы. Данная операция обеспечивает равномерное плотное обжатие стенок трубы фитингом, как по внутренней, так и наружной поверхностям.

Формовка концевого фитинга выполняется при помощи специального гидравлического пресса (обжимного устройства).

Оборудование для обжима включает сам гидравлический инструмент, силовой гидравлический агрегат (СГА), систему управления и дополнительные инструменты. Обжим одного соединения



производится за 30–45 минут – в полевых условиях силами одного квалифицированного специалиста. Технология гибких армированных трубопроводов FlexSteel идеально подходит для прокладки в экологически уязвимых районах, на мелководье (максимальная глубина укладки до 100 м), в болотистой местности и других ландшафтно-географических условиях. Высокая антикоррозионная стойкость и улучшенные гидродинамические свойства трубопроводов обеспечивают их эффективную эксплуатацию и экономичное техническое обслуживание на протяжении всего срока службы.

Основные преимущества

К основным преимуществам труб FlexSteel относятся: простота монтажа и высокая скорость строительства трубопровода; возможность эксплуатации в высокоагрессивных средах без применения ингибиторов; гибкость и большая длина цельных секций труб (до 2 700 м).

Экономический эффект от эксплуатации гибких армированных трубопроводов достигается за счет кратного повышения сроков службы трубопровода, снижения аварийности и простоев и незначительных затрат на строительство, шефмонтаж и обслуживание во время эксплуатации. Экономия при монтаже может достигать 65% от капитальных затрат на строительство.

1 июля 2013 г. заключен контракт на поставку и шефмонтаж с ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». 10 августа 4500 м трубы диаметром 219 мм и монтажное оборудование на судне покинуло порт в Хьюстоне (США). Прибытие на остров Сахалин планируется на конец сентября 2013 года.

Технология FlexSteel – это принципиально новое решение в области строительства трубопроводов. В нем сочетаются лучшие качества труб, имеющихся на данный момент в промышленности: прочность стали, простой монтаж, эксплуатационные и экономические преимущества, компактная транспортировка трубы на катушках. ●



Интра Тул
www.intratool.ru

Сахалин: 693000, Южно-Сахалинск, Холмское шоссе, 7/2, Административно-офисное здание, 2 этаж. Офис №11, тел./факс: (4242) 77-14-39, 77-40-17 моб. тел.: +7-914-759-09-20 e-mail: eshakirov@intratool.ru

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

НЕСОСТОЯВШИЙСЯ RENAISSANCE РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Реформирование электроэнергетики, официально завершившееся в 2008 году с окончательной реорганизацией и прекращением функционирования РАО «ЕЭС России», в реальности сегодня вступает в новую фазу. Причина проста – почти ни одна из целей реформы не была достигнута: не произошло ожидаемого роста эффективности предприятий отрасли, развитие отрасли происходит не на основе стимулирования инвестиций, создать конкуренцию в секторе генерации и на розничном рынке не получилось, цены на электроэнергию для конечных потребителей достигли мирового уровня, а в некоторых случаях даже превзошли его, что поставило ряд отраслей промышленности на грань выживания. В условиях вступления России в ВТО и обострения конкурентной борьбы между отечественными и зарубежными компаниями, вопросы стоимости электроэнергии для промышленности приобретают критически важное значение. О результатах реформы электроэнергетики рассказывает руководитель Департамента исследований ТЭК Института проблем естественных монополий (ИПЕМ) **Александр Григорьев**

Александр Григорьев,
руководитель Департамента
исследований ТЭК,
Институт проблем
естественных монополий
(ИПЕМ)

**Небывалый рост цен на
электроэнергию для конечных
потребителей – главный и самый
ощутимый итог реформы**

Структура этого роста на протяжении постреформенного периода испытывала значительный перекоп: доля электросетевой составляющей цены росла опережающими темпами по сравнению с генерацией, и на сегодня, в среднем, составляет почти половину в конечной цене электроэнергии. Для отдельных же категорий потребителей доля сетевой составляющей может достигать и 80% от конечной цены.

Основные причины ускоренного роста тарифов в **электросетевом комплексе:**

- Ошибки при введении РAB-регулирования.

- Непрозрачность инвестпрограмм электросетевых компаний, особенно на низовом уровне.

Среди иных ключевых проблем сетевого комплекса:

- Дискриминация в процессе тарифообразования на местном уровне в пользу недобросовестных территориальных сетевых организаций (ТСО).
- Нерешенность проблемы перекрестного субсидирования в общем и «последней мили» в частности.

В генерирующем секторе так и не была создана необходимая для снижения цен конкурентная среда. Анализ состояния конкурентной среды, регулярно проводимый ФАС России, показывает высокую и крайне высокую степень рыночной

концентрации почти во всех зонах свободного перетока мощности (ЗСП).

Текущий механизм договоров на предоставление мощности (ДПМ) изначально задумывался в качестве гарантии исполнения обязательств по вводу новой мощности инвесторами после покупки ими в ходе реформы РАО «ЕЭС России» генерирующих компаний. К сожалению, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, ДПМ превратился в порочный для электроэнергетики инструмент, исключая предпринимательские риски для генераторов, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки. Данный факт делает смену текущей модели неизбежной.

В настоящий момент преобладают две основные идеи по изменению текущего механизма взаимоотношений в генерирующем звене электроэнергетики: «ДПМ штрих», наделенный почти всеми недостатками, присущими нынешнему механизму ДПМ, и модель двусторонних договоров (ДД), в которой основной упор делается на развитие прямых нерегулируемых двусторонних договоров.

В области розничных рынков ситуация по некоторым параметрам близка к критической. Затягивание решения ситуации с неплатежами на розничном рынке может привести к фактическому возврату к объединению функций передачи и сбыта электроэнергии в руки единых крупных компаний, скорее всего, региональных сетевых компаний, что, в свою очередь, будет означать фактический отказ от развития конкуренции в данном секторе.

Ключевая проблема российской электроэнергетики – слабость и, по объективным причинам, низкая эффективность государственного регулирования, особенно на региональном уровне.

Анализ итогов реформы электроэнергетики

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики РФ», в качестве цели реформы

российской электроэнергетики была сформулирована просто ее функция как отрасли народного хозяйства, а реформирование должно было стать условием выполнения этой функции в будущем. Для сравнения цель нынешней реформы электроэнергетики Великобритании, как она была сформулирована руководителем Министерства энергетики и изменения климата Великобритании Крисом Хьюном (Chris Huhne) : «Нам необходимо двигаться к экономике с низкими углеродными выбросами, при этом свет должен продолжать гореть, а затраты потребителей на него – падать». Интересы потребителей – одна из ключевых озвученных целей реформы в почти самой либеральной экономике мира.

Состояние рыночной среды

Оптовый рынок

Наиболее простым и эффективным способом оценки рыночной концентрации (отсутствия доминирования) является *индекс Херфиндала-Хиршмана (HHI)*, который рассчитывается как сумма квадратов рыночных долей (в процентах) всех субъектов рынка в общем его объеме и отражает распределение рыночной власти между всеми субъектами данного рынка.

В 2011 году для оптового рынка электроэнергии России в целом индекс принимает значение 629, что соответствует рынку с низкой рыночной концентрацией и отсутствием доминирования. Однако еще в 2008 г этот показатель был равен 540. Несмотря на то, что показатель все еще находится в зоне низкоконтентрированных рынков, очевидна тенденция повышения концентрации на рынке электроэнергии и усиления рыночного влияния некоторых игроков. Наиболее заметным примером процесса повышения концентрации на рынке стало объединение двух оптовых генерирующих компаний – ОГК2 и ОГК6.

Однако такая оценка ситуации на рынке электроэнергии и мощности не совсем корректна, так как значительной частью генерирующих компаний владеют одни и те же собственники.

Расчет по отдельным собственникам дает значение индекса в 1 169, что уже соответствует рынку с умеренной концентрацией. Следует отметить, что с 2008 г этот показатель также вырос вследствие процессов укрупнения и консолидации энергокомпаний под контролем нескольких ведущих игроков – тогда он составлял 1020. В структуре собственников следует особенно отметить роль государства. Контролируемые, так или иначе, государством компании вместе занимают более 54% оптового рынка электроэнергии.

Несовершенство условий для конкуренции усугубляется исторически сложившимся территориальным размещением различных типов генерации по ценовым зонам: в первой ценовой зоне (Европа и Урал) преобладает тепловая (в основном, газовая) генерация, во второй ценовой зоне (Сибирь) ведущую роль играет гидрогенерация.

Однако для электроэнергетики оценка доминирования на рынке по стране в целом (по собственникам и даже по ценовым зонам) является не совсем корректной ввиду наличия значительных инфраструктурных ограничений на перетоки электроэнергии.

Поэтому в 2007 г. по инициативе ФАС России были введены новые индикативные зоны антимонопольного регулирования – зоны свободного перетока мощности¹. Новые ценовые зоны, формируемые по границам зон свободного перетока мощности, определяют регионы рынка

¹ Федеральный закон от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике»:

«Зона свободного перетока электрической энергии (мощности) – часть ЕЭС России, в пределах которой электрическая энергия и мощность ... могут быть замещены электрической энергией и мощностью ... в той же зоне свободного перетока, а замена электрической энергией и мощностью, производимыми на генерирующем оборудовании, расположенном в иной зоне свободного перетока, может быть осуществлена только в пределах ограничений перетока электрической энергии и мощности между такими зонами. При этом совокупные технические характеристики генерирующего оборудования в пределах зоны свободного перетока должны соответствовать требованиям, установленным Системным Оператором и необходимым для обеспечения нормального режима работы соответствующей части энергетической системы».

электроэнергии, на которых оценивается доминирующее положение поставщика. Масштаб рынка для антимонопольного регулирования в условиях существования всего двух ценовых зон был слишком велик и формировал искаженные индикаторы доминирования, поэтому количество зон для их определения было значительно увеличено.

На основании расчетов, проведенных в рамках оценки рыночной концентрации по индексу ХерфиндаляХиршмана, можно утверждать, что ни одна из зон свободного перетока мощности не является рынком с отсутствием доминирующего положения кого-то из участников. И лишь две зоны можно назвать рынком с умеренной концентрацией: зона № 8, соответствующая части ОЭС Урала, и зона № 25, объединяющая области Центральной России. Все остальные зоны являются рынками с высокой концентрацией (наличием доминирования).

Розничные рынки

С самого начала реформы было непонятно, каким образом можно внедрить конкуренцию на розничных рынках, где историческая и функциональная роль локальных монополий (бывших АО-энерго) особенно сильна. До сих пор практически во всех регионах энергосбытовые компании, образованные в процессе реформирования АО-энерго (АО-энергосбыты), продолжают действовать в географических границах соответствующего субъекта РФ, а не по группам точек поставки, т.е. фактически в большинстве регионов отсутствует альтернативный гарантирующий поставщик. Доля каждого АО-энергосбыта на рынке своего региона в 2011 г была не ниже 75%, в большинстве регионов – близка к 100%.

Большая часть независимых энергосбытовых компаний, являющихся субъектами оптового рынка, в основном действуют в интересах крупных потребителей. При этом основная масса независимых энергосбытов являются вторичными перепродавцами, приобретая электроэнергию у гарантирующих поставщиков. Как правило, все компании данной группы занимают

доминирующее положение на локальных розничных рынках по границам балансовой принадлежности электрических сетей соответствующей сетевой организации.

Значительное количество потребителей просто не имеют возможности выбрать энергосбытовую компанию в виду отсутствия альтернативного поставщика. Это приводит к тому, что энергосбыты становятся локальными монополиями в географических границах сетевой организации, у которой заключен договор на передачу электроэнергии с соответствующей энергосбытовой компанией. И даже эксперимент по «насильному» развитию конкуренции в столичном регионе между компаниями Русэнергосбыт и Мосэнергосбыт был признан неэффективным и быстро прекращен.

Состояние регуляторной среды

Федеральный уровень

Формально в период реформирования отрасли регуляторные функции возлагались на три субъекта: Минэнерго, ФСТ и ФАС. Фактически центром принятия решений было РАО «ЕЭС России». В условиях окончательной реорганизации РАО «ЕЭС России» возник опасный управленческий, организационный и правовой вакуум. Заполнить его было призвано создание специальной структуры – НП «Совет рынка». Решение о его создании было принято в 2008 г., т.к. к концу реформы РАО «ЕЭС России» стало очевидно, что:

- государственные органы не готовы перенять функции по управлению отраслью;
- переход к новым рыночным отношениям в электроэнергетике не означает, что «невидимая рука рынка» решит все проблемы, и даже наоборот: необходимость в качественном регулировании отрасли и контроле за органами «саморегулирования» значительно возросла.

«Совет рынка» призван выполнять регулирующие функции: создавать единые стандарты работы на рынке, правила функционирования. Партнерство

разрабатывает и утверждает Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламенты оптового рынка, ведет реестр субъектов оптового рынка, осуществляет разрешение споров на рынке, осуществляет контроль за деятельностью Системного оператора, а также контроль за соблюдением участниками оптового рынка правил ОРЭМ. Таким образом, функции НП «Совет Рынка» можно свести к двум ключевым:

- функция оператора коммерческой инфраструктуры (обеспечение торгов);
- согласование позиций участников рынка в рамках нормотворческого процесса.

Широкое распространение получило заблуждение о том, что НП «Совет Рынка» является саморегулируемой организацией. Данное заблуждение вызвано как наличием среди официальных целей партнерства «организации на основе саморегулирования ... торговли», так и фактическим статусом Партнерства в качестве центра сосредоточия отраслевой экспертизы, хотя официально данный вопрос находится в ведении государственных органов (Минэнерго, ФСТ, ФАС). Тем не менее, государство занимает доминирующее положение в органах управления партнерства. Наблюдательный Совет находится под полным контролем государства: Палата органов власти (8 из 8), Палата инфраструктурных организаций (4 из 4), Палата продавцов (3 из 5). Таким образом, из 22 мест в Совете государство фактически контролирует 15, т.е. свыше 2/3 голосов.

С другой стороны – позиция потребителей электроэнергии представлена крайне слабо. Среди немногочисленных представителей Палаты покупателей в Наблюдательном совете, присутствует ОАО «Русэнергосбыт», аффилированный с компанией-генератором Enel. Остальные члены палаты являются либо выразителями специфических интересов самых крупных потребителей (Русал, НЛМК), либо бытовых организаций.

Тем не менее, с 2008 г «Совет Рынка» выполнял важные функции по поддержанию постреформенного status quo, а

также являлся связующим звеном между существенной частью участников рынка и государством. В отсутствие четко выраженной позиции государства, которое имело место в постреформенный период, «Совет Рынка» стал фактическим центром формирования политики в области электроэнергетики.

При всех недостатках Совета Рынка в данный момент не существует другого органа, способного квалифицированно осуществлять оперативное нормативное и административное управление структурами оптового рынка. А главный недостаток Совета Рынка, единственный, который является неустраняемым – это отсутствие полномочий и ресурсов, которые были у РАО «ЕЭС России» в качестве хозяйствующего субъекта.

Региональный уровень

На уровне регионов ключевые регуляторные функции выполняют региональные тарифные органы – наследники региональных энергетических комиссий (РЭК). Несмотря на строго ограниченный функционал и необходимость руководствоваться в работе методическими указаниями ФСТ России, на результаты работы региональных регуляторов оказывают влияние следующие негативные факторы:

- отсутствие четкой вертикали власти у органов тарифного регулирования, как, например, у органов антимонопольного регулирования (отсутствие прямого функционального подчинения региональных тарифных органов ФСТ России);
- сильная зависимость от распоряжений и ориентиров социально-экономической политики руководства регионов (губернаторов);
- небольшой численный состав и/или ограниченная квалификация исполнителей и, как результат, – сравнительно низкое качество экспертизы и аудита инвестиционных программ и затрат участников регионального «тарифного котла»;
- отставание в развитии системы статистического учета от изменения методологии и способов формирования и установления тарифов,

приводящее к невозможности качественного отслеживания исполнения тарифно-балансовых решений на уровне регионов федеральными органами власти.

Анализ воздействия реформы на потребителей

Существует несколько критериев оценки реформы электроэнергетики и ее влияния на конечного потребителя.

Стоимость электроэнергии

Цены на электроэнергию после реформы росли гораздо быстрее, чем цены в промышленности. Так, за период 2007–2012 гг. цены на электроэнергию для промышленных потребителей выросли почти в 2 раза, а в цены производителей в обрабатывающей промышленности примерно в 1,5 раза. Более того, цены в наиболее энергоемких отраслях, например, в металлургии, выросли еще меньше – всего в 1,35 раза.

Снижения или хотя бы стабилизации цен на электроэнергию на прежнем уровне после завершения реформы не произошло. Напротив, за время с момента начала реформ цена на электроэнергию для промышленных потребителей в России росла в среднем на 10% в год, а в целом за 10 лет стоимость электроэнергии для промышленных потребителей возросла в 2,7 раза и практически достигла показателей США. Цены на электроэнергию для конечных потребителей в странах Евросоюза на данный момент еще далеки от российских, что во многом связано с ощутимо более высокими налогами, однако четко прослеживается тенденция к сближению этих показателей. Так, цены во Франции в среднем растут лишь на 4,5% в год, в Германии – на 7% и только Великобритания близка к показателям роста цен в России – 9,4%.

Такие показатели особенно примечательны тем, что во Франции, стране, в которой присутствует фактически одна естественно монополия – Électricité de France, – наблюдается наименьший рост цен на электроэнергию, что вызывает диссонанс с мнением о том, что

низкие цены могут поддерживаться только на конкурентных рынках. Безусловно, более низкие цены во Франции обеспечены и высокой долей атомной генерации. Но такая структура установленной мощности могла сформироваться только в рамках грамотного государственного регулирования и целенаправленной государственной политики.

Приблизительно те же тенденции просматриваются и в ценах на электроэнергию для бытовых потребителей. Важно отметить, что более высокая стоимость электроэнергии в странах Европы обусловлена высокой долей импортного топлива для электростанций, а также стимулирующими мерами со стороны государства по развитию альтернативной энергетики, вносящими серьезный вклад в составляющую конечной цены. России влияние на стоимость электроэнергии мер по поддержке ВИЭ только предстоит ощутить.

Для России, как и для любой другой промышленно развитой страны, низкие цены на электроэнергию – важнейший фактор ее конкурентоспособности на мировом рынке. В том случае, если Россия не хочет оставаться на периферии мировых экономических процессов, необходим качественный скачок в плане нормализации ситуации с ценами на электроэнергию для конечных потребителей.

Доступность и стоимость технологического присоединения

В последнем рейтинге Всемирного Банка об условиях ведения бизнеса в различных странах (Doing Business) по критерию простоты, продолжительности и стоимости технологического присоединения к электрическим сетям Россия располагается на предпоследнем (184 из 185) месте из всех стран (ниже в рейтинге только Бангладеш):

- предпоследнее 184-е место по количеству процедур – 10 (ниже в рейтинге только Украина – 11);
- 180-е место по средней продолжительности – 281 день;
- 139-е место по удельной стоимости подключения (исходя из стоимости, выраженной через средний доход на душу

населения) и одно из последних по абсолютной стоимости подключения – более 1300 долл./кВт.

Чрезвычайно высокая удельная стоимость технологического присоединения к электрическим сетям резко снижает инвестиционную привлекательность России и вносит весомый вклад в рост цен на многие продукты и услуги.

Приведем один наглядный пример. Цена двухкомнатной квартиры в Москве, площадью 70 кв. м составляет 7 млн. руб. или 100 тыс. руб./кв. м. Мощность, выделяемая на квартиру, составляет около 10 кВт (даже без учета общедомовых нужд) или 13 000 долл. или около 400 тыс. руб., исходя из стоимости, приведенной в исследовании Всемирного Банка.

Вывод: только стоимость технологического присоединения к электрическим сетям формирует около 6% в цене недвижимости.

Ключевые проблемы электроэнергетики

Стоимость электроэнергии

1. Отсутствие рыночных механизмов – ДПМ

Системной проблемой генерирующего сектора спустя все годы реформы продолжает оставаться отсутствие естественных рыночных механизмов, стимулирующих предпринимательскую инициативу (читай – новые инвестиции) и конкуренцию за потребителя, способствующих снижению издержек, а с ними и цен. Очевидно, что механизм ДПМ только препятствует решению этой задачи. Он создавался для решения других задач: гарантий выполнения взятых на себя инвесторами обязательств при покупке генерирующих активов в ходе реформы. Но спустя несколько лет его экономический смысл и функционал были окончательно искажены и из средства, гарантирующего государству новые мощности, он превратился в механизм безрискового инвестирования, гарантирующего инвестору возврат капитала за крайне короткие по отраслевым меркам сроки, причем даже в случае простоя мощностей.

В какойто момент вместо конкуренции за потребителя среди участников ОРЭМ стала наблюдаться активная конкуренция за возможность участия в реализации ДПМ.

На текущий момент объем обязательств по ДПМ составляет около 30 ГВт мощностей, из которых чуть менее трети приходится на «Газпром энергохолдинг».

Механизм ДПМ казался необходимым на переходном этапе реформирования и с функцией гарантий ввода мощностей справился. Но даже с выполнением данной функции не все гладко: имеется накопленное отставание по срокам ввода на уровне 1,5-2 ГВт, а регулярные штрафы по ДПМ компании в любом случае будут пытаться компенсировать на рынке, перекладывая ценовую нагрузку на потребителей. Совокупные объемы наложенных штрафных санкций только за 2012 год составляют 2,8 млрд руб. и сопоставимы со стоимостью строительства 60 МВт новых мощностей.

Главный недостаток ДПМ – весомый дополнительный вклад в рост расходов потребителей на электроэнергию и нерыночные принципы его функционирования, которые обуславливают необходимость пересмотра дальнейших подходов к налаживанию инвестиционного процесса в отрасли.

2. Отсутствие рыночных механизмов – КОМ

К конкурентному отбору мощности в текущем виде со стороны рынка существует три главных замечания:

- малый срок отбора, не дающий долгосрочных ценовых сигналов;
- неконкурентное ценообразование (price cap, установленный из-за наличия доминирования в большинстве ЗСП);
- и получение тарифа на мощность (повышенного) даже станциями не прошедшими КОМ (т.н. вынужденная генерация).

Примечательно, что одинаковые замечания к КОМ имеются у производителей и потребителей электроэнергии.

Совокупность нерыночного механизма ДПМ вкуче с ошибками прогнозирования и пробелами в

территориальном планировании, привели с одной стороны к недостатку мощности в некоторых частях ЕЭС, что приводит к необходимости сохранения вынужденной генерации, и общему перерезервированию мощностей в энергосистеме, с другой стороны. Такая ситуация имеет прямые негативные последствия как для потребителей, так и для производителей электроэнергии:

- потребители вынуждены оплачивать весь объем излишнего резерва за счет оплаты мощности неэффективных станций;
- эффективная мощность, проходящая конкурентный отбор, получает низкую оплату; неэффективная мощность, не способная пройти конкурентный отбор, получает повышенную оплату;
- перерезервирование в системе ведет к искаженному перераспределению полного объема выручки между генераторами, и они пытаются компенсировать объемы недополученной прибыли, зачастую создавая дополнительную ценовую нагрузку на потребителей;
- перерезервирование ведет к снижению КИУМ, прежде всего, тепловой генерации и снижению доли рынка электроэнергии в общей выручке генераторов;
- снижение КИУМ ведет к абсолютному снижению выработки и недополучению выручки и прибыли, с одной стороны, и росту удельных топливных издержек из-за снижения эффективности режимов, с другой, что приводит к необходимости повышения ценовых заявок на РСВ.

3. Задолженность на оптовом рынке электроэнергии и мощности

К 29 апреля 2013 года общая задолженность участников оптового рынка немного стабилизировалась и составила 54,6 млрд. руб. Главных причин две: трансляция неплатежей с розничного рынка и действия недобросовестных участников.

Сектор распределения и передачи

Электросетевой комплексы в последние годы обеспечивал

основной вклад в рост конечных цен для потребителей, поэтому проблема ускоренного и неконтролируемого роста сетевых тарифов требует первоочередного решения.

Проблемы электросетевого комплекса и причины ускоренного роста тарифов

Ошибки на этапе введения RABтарифов

Колоссальное значение на этапе перехода к RAB имела оценка базы инвестированного капитала, от которой зависела подавляющая часть тарифных платежей на будущие годы. Формальные требования к тому, чтобы данную оценку проводили независимые компании, были выполнены. Однако в большинстве случаев результаты данной оценки были завышены. Даже представители Холдинга МРСК на совещаниях в ФСТ России озвучивали собственные расчеты, по которым средний по России коэффициент переоценки базы инвестированного капитала составляет 1,3–1,5 раза.

Несмотря на несколько лет, прошедших с момента перехода многих электросетевых компаний на RAB, целесообразно обнародовать детальные результаты оценки базы инвестированного капитала и вынести их на общественное обсуждение.

Критическая масса недоработок на этапе введения RAB, вылившаяся в опережающий рост сетевых тарифов, уже привела к фактическому наложению т.н. price cap на предельный рост тарифов. Однако большая часть из них уже попала под рассмотрение регулирующих органов и решается в рамках идущей «перезагрузки RAB». С учетом такой позиции государства дальнейшие перспективы данного метода регулирования полностью зависят от того, насколько «перезагрузка RAB» поможет сдержать тарифы. Возможный аудит и пересмотр базы инвестированного капитала, выпавший из внимания

регуляторов, является важнейшим резервом для ограничения роста тарифов.

Непрозрачность инвестиционных программ электросетевых компаний

Введение RAB системы тарифообразования вкуче с действующей на региональном уровне котловой системой расчета тарифов породило систему, при которой любые инвестиции вне зависимости от стоимости построенного объекта, его загрузки, целей строительства и использования включаются в тариф и увеличивают тарифную нагрузку на всех потребителей региона.

Дополнительную нагрузку оказывает бесконтрольность расходов на реализацию инвестиционных проектов, приводящая к завышению стоимости их реализации: стоимость одинаковых объектов, построенных силами сетевой компании и промышленной компании для последующей передачи на баланс электросетевой компании, может отличаться в несколько раз т.к. промышленная компания строит объекты за свои средства, а сетевая компания – за средства потребителей.

В 2012 году был начат процесс по расчету типовой стоимости строительства для различных сетевых объектов, в том числе на основании международной практики и стандартов строительства, для целей применения при утверждении инвестиционных программ электросетевых компаний. Данный процесс необходимо довести до конца и распространить стоимостные стандарты на весь круг сетевых компаний. В дополнение к данному механизму целесообразно рассмотреть привлечение к строительству сетевых объектов, особенно не прошедших общественную экспертизу, независимые компании, в т.ч. зарубежные. Это позволит, в том числе, более точно корректировать отраслевые стандарты расценок на строительство во времени, а не просто с использованием системы индексов роста цен.

Непрозрачность деятельности и тарифов местных ТСО, дискриминация РСК в пользу недобросовестных ТСО

Формирование котловых тарифов на региональном уровне местными тарифными органами, не входящими даже в вертикаль подчинения ФСТ России, порождает целый ряд факторов и злоупотреблений, влияющих на рост цен.

Во-первых, качество разработки инвестиционных программ для ТСО еще ниже, чем для РСК. Присутствие частных инвесторов в капитале РСК стимулирует к оптимизации не только текущих расходов, но и инвестпрограмм, т.к. частный инвестор заинтересован в повышении капитализации компании и получении дивидендов.

Во-вторых, на региональном уровне у регулирующего органа зачастую отсутствует возможность надлежной экспертизы инвестпроектов всех местных компаний. В результате некоторые недобросовестные ТСО строят объекты в зоне ответственности других ТСО, на значительном удалении от своих основных сетей, тем самым «раздувая» инвестпрограмму и увеличивая собственную долю в тарифном котле и снижая долю добросовестных ТСО и РСК.

Отсутствие ответственности со стороны региональных органов власти

Многие сетевые объекты, включаемые в инвестпрограмму и лежащие в тарифе, строятся по инициативе региональных органов власти, желающих, например, повысить инвестиционную привлекательность некоторых проектов уже готовой инфраструктурой. Значительная часть таких объектов многие годы простаивает сильно недозагруженной.

Последняя миля и другие примеры перекрестного субсидирования

Аренда «последней мили» – это временное решение, которое было принято на этапе структурной реформы и изменения системы тарифообразования в 2004 году. Однако до сих пор не придумано

способа ее отмены без резкого негативного влияния на средних и мелких потребителей.

Решение проблемы перекрестного субсидирования, как и других примеров перекрестного субсидирования невозможно до формализации в законодательстве данного понятия. Следующий этап – перечисление всех действующих примеров и механизмов перекрестного субсидирования, его реципиентов и расчета соответствующих объемов «перекрестки» в каждом случае. Только после этого возможна работа по оценке каждого случая перекрестного субсидирования с точки зрения социальной значимости и важности для государственного регулирования экономики, определению возможности его отмены, оценке последствий и разработке конкретных регуляторных решений.

Собственная генерация

Опережающий рост сетевой составляющей в конечной цене все чаще заставляет крупных потребителей строить собственные генерирующие мощности, особенно в тех случаях, когда имеется свободный доступ к газу. Строительство собственной генерации делает целесообразным для таких потребителей максимально возможный отказ от подключения к единой энергосистеме. Проблема на уровне регионального тарифного регулирования усугубляется тем, что выход из «тарифного котла» любого крупного потребителя не снижает необходимой валовой выручки (НВВ) поставщиков, но снижает пул обеспечивающих ее потребителей, что пропорционально увеличивает тарифную нагрузку на остальных потребителей.

Получается замкнутый круг: ускоренный рост тарифов вызывает выход потребителей из котла, что вызывает дополнительный рост тарифов для оставшихся и побуждает новых потребителей на отказ от централизованного электроснабжения.

Розничный рынок

Системная проблема бытового сектора – та же, что и в генерации, отсутствие реальных стимулов к конкуренции за потребителя. Одна из основных причин –

отсутствие возможности у различных энергосбытовых компаний для формирования уникального тарифно-ценового меню и борьбы за потребителя. Существующие на данный момент правила ограничивают деятельность энергосбытов в ценообразовании сбытовой надбавкой, поэтому ценовые условия, как и варианты оплаты, у всех, фактически, одинаковы. В отличие от зарубежных стран, опыт которых стал прообразом для нашей реформы и где энергосбытовые компании имеют возможность предложить потребителю различные «ценовые меню», российские энергосбыты просто не имеют возможности конкурировать за потребителя по цене. Добавим к этому сложность перехода потребителя от одного энергосбыта к другому, а также тот факт, что для любой независимой энергосбытовой компании в качестве бизнеса интересны только крупные потребители, которые генерируют большой и стабильный денежный поток при низких расходах на биллинг.

К 21 апреля 2013 г общая задолженность участников розничных рынков составила уже 160,3 млрд. руб. и в годовом выражении она увеличивается, даже после начала реализации мер ручного регулирования со стороны властей.

Одна из ключевых – существование для ряда потребителей законодательно закрепленной возможности не нести ответственность за неоплату потребленной электроэнергии. В основном к таким «неотключаемым» потребителям относятся предприятия и организации, прерывание электроснабжения которых может быть связано с серьезными социальными или технологическими последствиями. Причина, на наш взгляд, в отсутствии чьей-либо ответственности за происходящее: пока ни один руководитель «неотключаемого» объекта не будет чувствовать риск длительной дисквалификации за систематическую неоплату счетов за потребленную электроэнергию, ситуация с неплатежами на розничном рынке будет ухудшаться и дальше. Также нельзя недооценивать и эффективность финансовых инструментов,

способствующих повышению платежной дисциплины: предоплата, банковская гарантия и др. Хотя как показала практика, получение банковской гарантии для энергосбытов является огромной проблемой, т.к. никаких значимых активов за такими компаниями не стоит.

Выводы

Результаты реформы российской электроэнергетики на сегодняшний день неутешительны: цены для конечных потребителей достигли неоправданно высокого уровня. Потребители, имеющие возможность построить собственную генерацию, все чаще прибегают к этому средству снижения издержек на электроэнергию, хотя общеизвестно, что единая энергосистема, как правило, производит электроэнергию с наименьшей себестоимостью за счет эффекта масштаба и соответствующего снижения себестоимости. Ключевые проблемы российской электроэнергетики были заложены в ходе реформирования отрасли, они носят системный характер и для их решения необходим системный же, комплексный подход.

Системная проблема реформы электроэнергетики – ее неверное целеполагание. Целью реформы должно являться полное удовлетворение спроса с учетом минимизации издержек потребителей на электроэнергию. Привлечение частных инвесторов, модели рынка и их конкретные параметры – лишь возможные инструменты решения этой цели. Любое предложение по реформированию должно обосновываться именно тем, как оно способствует достижению цели минимизации издержек на электроэнергию для потребителя, а не мировым опытом, особенно без анализа его применимости в российских условиях, или чьими-то экономикомировоззренческими идеалами.

Системная проблема электросетевого комплекса, препятствующая росту его эффективности, а значит и снижению темпов роста тарифов, – его непрозрачность. Непрозрачность, начинающаяся

на этапе формирования инвестиционных программ, показателей необходимой валовой выручки (НВВ), продолжающаяся в региональном тарифном котле со всеми действующими механизмами перекрестного субсидирования, и достигающая пика при утверждении тарифов на местном уровне.

Решение этой проблемы находится в нескольких плоскостях:

- необходима большая подотчетность тарифных органов на местах федеральным структурам;
- необходимы действенный общественный и экспертный надзор за указанными процессами;
- необходимо создание четких и действенных механизмов ответственности всех участников, как самих электросетевых компаний, так и потребителей и местных властей;
- необходимо законодательное закрепление понятия «перекрестное субсидирования» и формализация всех его механизмов, реципиентов и расчет соответствующих объемов «перекрестки».

Только при выполнении всех вышеуказанных условия можно начать реальное решение проблемы перекрестного субсидирования там, где «перекрестка» не исполняет функций государственного регулирования и является лишь атавизмом системы тарифного регулирования переходного этапа.

Помимо вышеуказанных системных мер необходимо продолжать начатый процесс по типологизации стоимости инвестпроектов в сетевом комплексе и расчету тарифов с учетом обоснованности инвестиций и загрузки объектов. Также критически важным является наведение порядка на уровне регионального регулирования и формирования котловых тарифов: экспертиза «котла» и исключение из него сетей монопотребителей, секвестр необоснованно используемых льгот на технологическое присоединение и др.

Необходимо отметить, что многие актуальные проблемы электросетевого комплекса достаточно четко сформулированы в недавно представленной Стратегии его развития, поэтому

на данном этапе необходимо лишь, чтобы ее реализации шла намеченным путем.

Системной проблемой генерирующего сектора спустя все годы реформы продолжает оставаться отсутствие механизмов, стимулирующих предпринимательскую инициативу и конкуренцию за потребителя, способствующих снижению издержек, а с ними и цен.

Очевидно, что ДПМ препятствует решению этой задачи – он создавался для решения других задач, к тому же, исходя из ложных представлений о перспективном спросе на электроэнергию и мощность. Использование нерыночного механизма ДПМ вкупе с ошибками прогнозирования привели к перерезервированию мощностей в энергосистеме, который приводит одновременно к переплате со стороны потребителей и к недополучению возможной прибыли со стороны генераторов. Предлагаемая в качестве основной альтернативы модель двусторонних договоров – конечно не лишена недостатков, ключевой из них, по мнению многих, то что прямой выигрыш от ее введения получают только крупные потребители. Но при сохранении механизма ДПМ положение малых и средних потребителей вряд ли окажется лучшим, чем в условиях новой модели. К сожалению иных реальных способов переломить ситуацию на рынке в пользу потребителей на сегодня нет: продление действия ДПМ будет означать лишь усиление позиций определенной части генераторов, за счет всей остальной экономики, и, в первую очередь промышленности, в особенности за счет таких ключевых для нее отраслей как, например, металлургия или химическая промышленность. Безусловно, новой модели еще предстоит пройти горнило как экспертных, так и общественных обсуждений, многочисленных согласований в министерствах и ведомствах. Очевидно одно: без модернизации рынка в пользу потребителей, у рынка нет будущего – не будет потребителей. Уже сегодня предприниматели задумываются о переносе производственных мощностей за рубеж. Дальнейший рост цен в электроэнергетике лишь заставит

перейти промышленников от таких замыслов к их воплощению. Кто же тогда будет покупать электроэнергию если в России не станет промышленности? Кто выиграет от этого?

Системная проблема бытового сектора – та же, что и в генерации, отсутствие реальных стимулов к конкуренции за потребителя. Тем не менее, проблема, которая может стать системной проблемой №1 в секторе, – платежная дисциплина. И это уже признано на самом высоком уровне. Решение у нее только одно – жесточайшее ответственности и ее неотвратимость. Неприкасаемых быть не должно: да, не платит за электроэнергию конкретный «неотключаемый» водоканал, но у этого предприятия есть конкретное руководство, и именно оно должно нести персональную ответственность за действия подконтрольного ему предприятия, возможно в виде дисквалификации с запретом занимать руководящие должности в течение нескольких лет, а на «неотключаемых» предприятиях – пожизненно.

И, наконец, системная проблема государственного подхода к регулированию инфраструктурных отраслей – сохраняющееся на государственном уровне слабое внимание к тому факту, что чем более либерализованной и сложной становится система отношений в экономике, тем сильнее она нуждается в эффективном государственном регулировании. В настоящий момент сохраняется возможность использования пробелов в системе госрегулирования для получения необоснованных прибылей в электроэнергетике. Необходимо обратиться к мировому опыту и разработать критерии допустимой рентабельности для всей цепочки поставщиков электроэнергии и методы дальнейшего регулирования неадминистративными методами.

Все эти проблемы решаемы, но при условии полноценной вовлеченности в их решение государства. Именно рост качества и эффективности государственного регулирования в естественно-монопольных отраслях в целом, и в электроэнергетике в частности, является необходимым условием их дальнейшего успешного развития в интересах всей российской экономики. ●

ТЯЖЕЛЫЕ МЕТАЛЛЫ В НЕФТИ



Владимир Башкин,
Начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Д.б.н., профессор



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



Роза Галиулина,
Научный сотрудник
ИФПБ РАН

В состав нефти и пластовых вод нефтяных месторождений входят тяжелые металлы, которые представляют собой химические элементы с атомной единицей массы более 50. В золе нефти обнаружен целый ряд тяжелых металлов, среди которых выделяются элементы (V, Ni, Zn и др.), попавшие в нефть из живых организмов в далеком геологическом прошлом. При этом V и Ni в некоторых видах тяжелой нефти имеют концентрации, достаточные для их промышленного извлечения. Насколько серьезна эта проблема в геоэкологическом отношении?

Тяжелые металлы нефтяного происхождения попадают в окружающую среду в процессе добычи, транспортировки и переработки нефти. Так, оценка содержания Cd, Pb, Zn и Ni на площадках буровых скважин в зависимости от концентрации в почве разлитой нефти, проведенная И.А. Лавриненко и О.В. Лавриненко в 1998 г., показала существование прямой корреляционной связи между этими показателями. По наблюдениям Т.Я. Корчиной и В.И. Корчина (2011 г.), негативное влияние нефтяных буровых установок сказывается в радиусе 2 км и более, так как содержащиеся в выхлопных газах дизельных приводов Pb, Cd и другие тяжелые металлы оседают на почву. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах, тяжелые металлы в составе образующейся сажи также оседают и загрязняют прилегающие территории. Аналогичная неблагоприятная ситуация складывается при случайных разливах нефти и ее возгорании, что может происходить в результате механических повреждений нефтепроводов при проведении ремонтных работ или несанкционированных (криминальных) врезках на них, а также при опрокидывании железнодорожных цистерн с нефтью при маневровых работах.

Между тем тяжелые металлы представляют большую опасность для человека, в организм которого они могут поступать напрямую с вдыхаемым воздухом в условиях сжигания попутного нефтяного газа на факелах, горения разливов нефти, а также почвенной пылью и по пищевым цепям (растение-

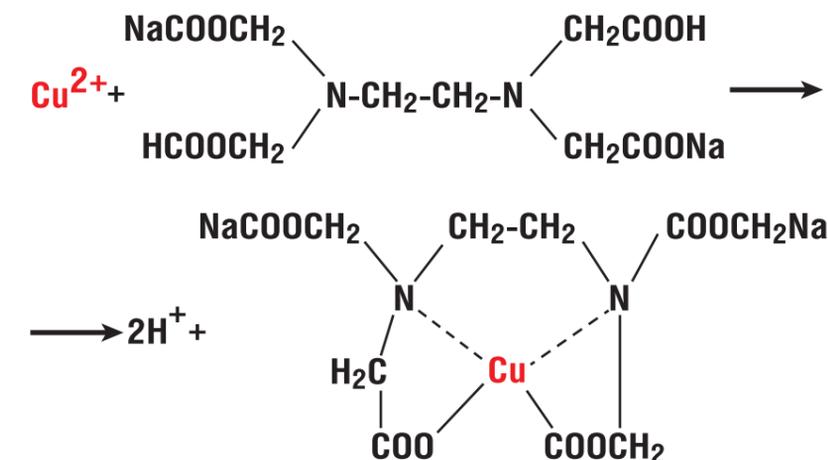
животное-человек) на территориях загрязненных нефтью. Так, исследованиями И.А. Лавриненко и О.В. Лавриненко, проведенными в 1998 г. на площадках буровых скважин (Большеземельская тундра), был показан высокий риск загрязнения тяжелыми металлами нефтяного происхождения северюльки рыжеватой (*Arctophila fulva*) – кормового растения оленей и водоплавающих птиц. Миграция тяжелых металлов из загрязненной почвы в поверхностные и подземные воды также усугубляет ситуацию в связи с их поступлением в организм человека питьевой водой. Так, в работах И.Ю. Макаренковой (2007 г.) и Т.Я. Корчиной и соавторов (2010 г.) установлена прямая корреляционная связь между содержаниями в воде нефти и Hg, Zn, Pb и Cd.

Длительное воздействие тяжелых металлов на человека может проявляться в виде инициирования неоплазии, то есть образования новой ткани или опухоли в результате процессов окисления-восстановления в организме или растворения их частиц в плазме крови. Если металл способен достичь конкретного органа и внедриться в клетки так, чтобы со временем возникла достаточно высокая концентрация, то это вещество способно вызвать канцерогенный ответ. Так, например, соединения Ni индуцируют опухоли полости носа, гортани и почек, Pb увеличивают риск заболеваемости раком желудка, почек и мочевого пузыря, Cd индуцируют лейкемию, опухоли яичка и предстательной железы, шестивалентный Cr – рак полости носа, а соединения

Hg – предстательной железы и почек. Однако основным органом в качестве мишени для перечисленных канцерогенных веществ, включая Zn и Fe, являются легкие, в которые они могут попасть непосредственно через вдыхаемый воздух и почвенную пыль.

Следует отметить, что если разливы нефти на почву можно ликвидировать посредством внесения в нее биопрепаратов или биокомпостов, приводящих к практически полному разложению углеводов посредством углеводородокисляющих микроорганизмов, то проблему очистки почвы, загрязненной тяжелыми металлами нефтяного происхождения можно решить способом фитоэкстракции. Последняя состоит в посевах и выращивании на предварительно очищенной от углеводов нефти почве специально подобранных видов сельскохозяйственных растений для извлечения тяжелых металлов корневой системой и накопления их в надземной биомассе, в последующем утилизируемой. При этом коэффициент биологического накопления тяжелых металлов растениями, как отношение содержания металлов в растении и почве, повышают посредством внесения в последнюю хелатообразующих агентов, то есть средств, ускоряющих очистку загрязненной почвы. Способ фитоэкстракции считается простым в исполнении и экономически целесообразным по сравнению с механическими и физико-химическими способами очистки почвы. Так, механические способы связаны с удалением наиболее загрязненного поверхностного слоя почвы и его размещением на свалках для дальнейшей утилизации, перемешиванием с менее загрязненными подповерхностными слоями почвы, посредством вспашки на глубину > 40 см, или его покрытием привозной чистой почвой. Физико-химические способы осуществляют путем промывки почвы специальными реагентами для извлечения из нее тяжелых металлов или ее очистки посредством воздействия на загрязненный слой постоянного электрического тока через электроды.

РИС. 1. Реакция образования внутрикомплексного соединения при взаимодействии иона меди с двунатриевой солью этилендиаминтетрауксусной кислоты



Особенности очистки почвы, загрязненной тяжелыми металлами

Прежде всего, необходимо подобрать виды сельскохозяйственных растений, отличающиеся высокой скоростью роста, производящие большую надземную биомассу, имеющие глубоко разрастающуюся корневую систему и высокую сопротивляемость к болезням и вредителям, быть отзывчивыми к обычной агротехнике, удобными для уборки и непривлекательными для домашних и диких животных, чтобы не вызывать случаи интоксикации насыщенной тяжелыми металлами надземной биомассой при ее поедании.

Содержание тяжелых металлов в почве загрязненного участка, предназначенного для фитоэкстракции не должно вызывать у всходов выраженных фитотоксических симптомов (обесцвечивания, пигментации и пожелтения листьев, задержки роста и др.), что характеризует их устойчивость к тяжелым металлам и способность максимально поглощать последние корневой системой и перемещать их в надземную биомассу за счет потока, создаваемого испарением воды листовой поверхностью растений.

Для увеличения коэффициента биологического накопления тяжелых металлов в растениях необходимо применять хелатообразующие агенты из числа полиаминополиуксусных кислот, например,

этилендиаминтетрауксусную кислоту (ЭДТА), способную образовывать прочные водорастворимые внутрикомплексные соединения со многими металлами. Реакция образования такого внутрикомплексного соединения на примере взаимодействия ионов меди с двунатриевой солью ЭДТА представлена на рис. 1. Хелатообразующие агенты повышают растворимость, подвижность металлов в почве, а, следовательно, их поглощение корневой системой и накопление в надземной биомассе.

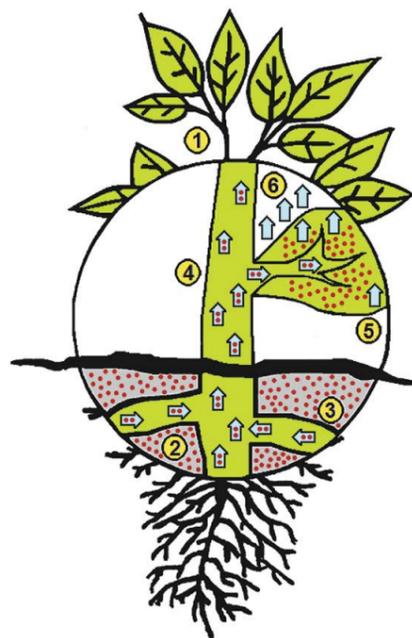
При фитоэкстракции хелатообразующие агенты в виде водных растворов их солей вносят под растения в фазу достижения ими максимальной надземной биомассы, что позволяет повысить коэффициент биологического накопления тяжелых металлов растениями, а, следовательно, сократить время очистки загрязненной почвы.

Очистку почвы, загрязненной тяжелыми металлами необходимо проводить путем кратного посева и возделывания растений вплоть до достижения в почве фоновых или предельно допустимых концентраций веществ. При этом экономически целесообразным для фитоэкстракции считается период продолжительностью 5–10 лет. В каждом случае фитоэкстракция завершается жатвой, сбором и утилизацией загрязненной тяжелыми металлами надземной биомассы растений, так как уборка всей корневой биомассы, первоначально

насыщаемой тяжелыми металлами затруднительна. Надземная биомасса растений путем ее предварительного высушивания, озоления и последующей специальной обработки в дальнейшем может быть использована для извлечения из нее тяжелых металлов и повторного их применения в промышленности.

В целом фитоэкстракция тяжелых металлов из загрязненной почвы согласно S. Dushenkov et al. (1997 г.) складывается из следующих основных стадий и процессов: выращивание определенного вида сельскохозяйственного растения с применением соответствующей агротехники; внесение в почву хелатообразующего агента для увеличения растворимости и подвижности металлов; поглощение растворенных металлов корневой системой растения; транслокация растворенных металлов в надземную биомассу растения; концентрирование металлов в растении за счет испарения влаги (рис. 2).

РИС. 2. Фитоэкстракция тяжелых металлов из загрязненной почвы



- 1 – выращивание растений;
- 2 – внесение в почву хелатообразующего агента;
- 3 – поглощение растворенных металлов корневой системой;
- 4 – транслокация растворенных металлов в надземную биомассу;
- 5 – концентрирование металлов в растении;
- 6 – испарение влаги (Dushenkov et al., 1997)

ТАБЛИЦА 1. Фитоэкстракция Cu и Ni из загрязненной почвы с использованием ЭДТА (этилендиаминтетрауксусной кислоты)

Вариант	Время достижения фоновой концентрации металла в почве, годы			
	Cu		Ni	
	Посев и выращивание горчицы (<i>Brassica juncea</i>) в течение одного вегетационного сезона			
	однократно	двукратно	однократно	двукратно
Cu и Ni (100 и 100 мг/кг)	14,9	7,4	22,5	11,3
То же + ЭДТА, 1 ммоль/кг	7,4	3,7	8,8	4,4
- « - + ЭДТА, 5 ммоль/кг	6,6	3,3	7,9	3,9
- « - + ЭДТА, 10 ммоль/кг	5,8	2,9	6,9	3,4

Очистка почвы, загрязненной тяжелыми металлами с помощью растения горчицы

Фитоэкстракции тяжелых металлов обычно предшествует предварительное обследование участка на уровень его загрязненности, отбор почвенных образцов для проведения специального вегетационного опыта с определенными видами сельскохозяйственного растения и хелатообразующего агента, что позволяет оценить потенциал очистки загрязненной почвы. Так, в наших исследованиях на почве, загрязненной Cu и Ni (100 и 100 мг/кг) производили посев семян горчицы (*Brassica juncea*). Спустя 7,5 недель, по достижении горчицей максимальной надземной биомассы, в почву вносили ЭДТА в виде водного раствора натриевой соли данного вещества в дозах от 1 до 10 ммоль/кг и через 1 неделю растения срезали, высушивали и проводили анализ в биомассе содержания Cu и Ni; те же вещества определяли в почвенных пробах, отобранных до и после процедуры фитоэкстракции. Как оказалось, с увеличением дозы ЭДТА коэффициенты биологического накопления тяжелых металлов, а, следовательно, потенциал очистки загрязненной почвы, возрастали относительно контроля (без внесения ЭДТА) для Cu в 2,8–43,6 раза, для Ni – 1,8–25,3 раза. Для количественной оценки эффекта фитоэкстракции были проведены

расчеты периодов достижения фоновой концентрации Cu и Ni по формуле $t = \ln(y_0/y)/k$, где y_0 – действительная концентрация металла в почве; y – фоновая концентрация металла в почве; k – константа скорости убыли содержания металла в почве. Было установлено, что кратность посева и выращивания горчицы с применением ЭДТА значительно сокращала время очистки почвы, загрязненной тяжелыми металлами. Так, время достижения фоновых концентраций Cu (31,6 мг/кг) и Ni (63,5 мг/кг) при внесении в почву ЭДТА в дозах от 1 до 10 ммоль/кг уменьшалось относительно контроля (без внесения ЭДТА) соответственно от 2 до 2,6 и 2,6 до 3,3 раза (табл. 1).

В целом двукратный посев и выращивание горчицы в течение одного вегетационного сезона может в 2 раза сократить время очистки почвы, загрязненной тяжелыми металлами во всех вариантах опыта.

Таким образом, загрязнение почвы тяжелыми металлами нефтяного происхождения, как весьма опасными для человека веществами, является значимой геоэкологической проблемой, требующей безотлагательного решения в регионах, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефти. Наиболее приемлемым способом очистки почвы, загрязненной тяжелыми металлами является фитоэкстракция, как простой в исполнении и экономически целесообразный подход по сравнению с механическими и физико-химическими способами. ●

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

В рядах нефтяников наметился раскол...

ТНК и Роснефть направили в 2003 г. письмо М. Касьянову с просьбой отменить контроль государства в сфере ценообразования ПНГ. Однако ЛУКОЙЛ, Сибнефть и ЮКОС выступают против принятия такого решения.

За просьбой Роснефти стоит Газпром, а ТНК присоединилась к письму, поскольку собирается покупать ГПЗ.



По мнению президента Роснефти В. Богданчикова и исполнительного директора ТНК Г. Хана, существующий механизм ценообразования сдерживает возможное увеличение объемов добычи ПНГ.

• Комментарий Neftegaz.RU

С 1 января 2012 г в России действует требование об утилизации 95 % ПНГ, и вопросы решены.

Гораздо интереснее другое. Из 5-ти крупнейших нефтяных компаний независимость сохранил только ЛУКОЙЛ, остальные 3 успешно поглотила Роснефть. А мнение С. Богданчикова и Г. Хана по поводу ПНГ уже мало интересует специалистов.



Экспортная пошлина на нефть: новый размер

Экспортная пошлина на нефть с 1 августа 2003 г была установлена в размере 25,1 долл США/т, на нефтепродукты – 22,6 долл США/т.

Размер пошлины установлен исходя из мониторинга цен на нефть за май-июнь 2003 г.

С 1 июня до 1 августа 2003 г. экспортная пошлина на нефть составляет 26,8 долл США/т.

• Комментарий Neftegaz.RU

Экспортная пошлина на сырую нефть в РФ с 1 августа 2013 г составит уже 379,8 долл США.

Пошлина на светлые и темные нефтепродукты, которая с 1 октября 2011 г унифицирована на уровне 66% от пошлины на нефть, с 1 августа 2013 г составит 250,6 долл США/т.

Напомним, 1 октября 2011 г был совершен переход на новую методику расчета экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты – так называемую систему 60/66/90.

С 1 апреля 2013 г формула была скорректирована, в соответствии с принятыми поправками в закон «О таможенном тарифе».

Нефтепровод Одесса – Броды: продолжение

Украина и Польша обсудили в июне 2003 г. в Гданьске возможность

создания СП для реализации проекта транспортировки нефти по маршруту Одесса – Броды – Плоцк – Гданьск.

Пока сооружен только проходящий по территории Украины магистральный нефтепровод Одесса – Броды длиной 674 км мощностью 9 млн. тонн нефти в год. Позже его пропускная способность будет увеличена до 36–40 млн. тонн нефти в год.



• Комментарий Neftegaz.RU

Украина и Польша продолжают обсуждать достройку МНП Одесса – Броды до г. Плоцк.

Нефть стала ещё в большом дефиците, и основной проблемой проекта остаётся отсутствие гарантий заполнения МНП.

Спустя 10 лет в проекте появился ещё один важный игрок – Азербайджан.

И его мнение, по проекту будет решающим, потому что у Азербайджана есть нефть в промышленных объемах, но Азербайджан не дает гарантий на прокачку нефти по этому МНП, хотя заинтересованность проявляет. ●

MIOGE 2013 В МОМЕНТАХ И МНЕНИЯХ

Александр Власов

В июне в Москве прошло ключевое отраслевое событие – выставка MIOGE-2013, которая традиционно собрала наибольшее количество компаний демонстрирующих на своих стендах последние технологические достижения мировой нефтегазовой отрасли. Более 1000 компаний-участниц из 40 стран мира разместили свои экспозиции на площади в 25 000 м². На выставке побывали более 30 000 посетителей – специалистов нефтегазовой отрасли.

И хотя MIOGE самое крупное выставочное мероприятие нефтегазовой отрасли, в этом году все сливки снял Петербургский экономический форум. Именно там сконцентрировалась нефтегазовая политика и именно там побывали высокопоставленные отраслевые чиновники и топ-менеджеры ведущих компаний, которые не были замечены на MIOGE.

Выставка открылась приветственным обращением представителей программного комитета.

В 2013 г. выставка негласно проходит под эгидой года модернизации нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Об этом упомянул генеральный директор ВНИПИнефть В.Капустин.



Капустин на открытии

«Вы знаете, что с 2013 г. действует регламент, – напомнил он собравшимся гостям, – в соответствии с которым происходит внедрение топлива 4 класса. В планах – в ближайшие 2 года выйти на мировой уровень нефтепереработки и начать поставлять на рынок топливо только 4–5 класса. Это невозможно сделать без той широкой модернизации, которая поэтапно происходит на ведущих НПЗ России. В частности, на выставке были представлены компании, задействованные в области реформинга и имеющие огромный опыт повышения качества поставляемого бензина».

После традиционного перерезания красной ленточки VIP-делегация, во главе с президентом Союза нефтегазопромышленников Г.Шмалем, направилась на экскурсию по стендам компаний. Среди персон тура были В.Капустин, исполнительный директор РСПП А.Мурычев, региональный директор ITE по России А.Шталенков и др.



Перерезание ленточки

Корреспонденты Neftegaz.RU тоже прошли по стендам и узнали, как проходит крупнейшее нефтегазовое мероприятие в 2013 г., побеседовав с некоторыми участниками выставки.



Panasonic, А. Вацковский, бренд-менеджер

«В этом году на выставке компания представляет защищенные компьютерные решения. Это компьютеры и планшеты, которым не страшны ни 50-градусные морозы, ни падение с 2-метровой высоты. В нефтегазовой отрасли, где зачастую приходится работать в суровых полевых условиях,

защищенность, по сути рабочего инструмента, играет важную роль.



Наиболее яркая модель защищенного ноутбука, которая представлена на стенде – Ноутбук Panasonic стандарта IP-65 – полностью защищенный современный планшет с ОС Windows 8 и промышленным портом RS-236. Этот порт один из наиболее распространенных в промышленности и он отсутствует на простых ноутбуках.

В IP-65 первая цифра обозначает уровень пылезащиты (6 – максимальная), а вторая – уровень защиты от влаги (5 означает проливной дождь).

Оборудование Panasonic используется при обслуживании буровых вышек и нефтеперерабатывающих заводов. Кроме того, Panasonic связан контрактами с РЖД: посредством оборудования Panasonic на РЖД производится диагностика железнодорожных путей.



НПК Грасис, О. Фёдорова, заместитель начальника отдела маркетинга

«На нашем стенде представлены азотная и кислородная станции, а также компактный современный генератор азота Nitropower. Кислородная станция позволяет производить кислород из воздуха и закачивать его в баллоны. При обустройстве месторождений и для проведения сварочных работ при работе в труднодоступных регионах зачастую закупать кислород в баллонах не выгодно, поэтому собственное производство кислорода с помощью автономной станции гораздо эффективнее.

Еще у нас на стенде можно ознакомиться с мембранными модулями для подготовки попутного нефтяного и природного газа. Уже на протяжении нескольких лет мы внедряем нашу собственную уникальную технологию на основе нанокompозитной полволоконной мембраны для утилизации ПНГ. Установки с использованием таких мембран позволяют подготавливать природный и попутный нефтяной

газ для дальнейшей транспортировки, а также до требования топливного газа. В одном технологическом блоке проводится осушка газа по воде и углеводородам, удаляется сероводород, меркаптаны и CO₂. Первая промышленная мембранная установка подготовки ПНГ в течение 2,5 лет обеспечивает осушку и удаление сероводорода на Новоукраинской КС РН ООО «Краснодарнефтегаз». Также запущена в эксплуатацию мембранная установка на нефтесборном пункте «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» обеспечивающая 100% утилизацию ПНГ и ряд других промышленных установок.



Norrexim AG, Е. Агарков, глава российского представительства

«Сегодня компания Norrexim AG экспонирует запорную арматуру, соответствующую современным и с каждым годом ужесточающимся требованиям нефтегазовой отрасли по добыче, транспортировке и переработке углеводородов. За прошедший год мы начали реализацию нескольких крупных проектов, наиболее значимыми из которых являются контракты по поставке продукции для нужд Северного и Южного потока.

Список участников сегмента рынка специальной арматуры не меняется и продолжает оставаться крайне небольшим. При этом всем знакомы общемировые тенденции смещения акцента добычи в сторону шельфовых месторождений, а также неуклонное усложнение условий добычи углеводородов на давно известных и много лет осваиваемых месторождениях, что, по нашему мнению, открывает для нашей компании массу перспектив.





УКАЗ,
Н. Грезнев,
главный
специалист

Компания УКАЗ – серебряный спонсор выставки MIOGE в этом году объявила о своих планах по формированию портфеля заказов на поставки шаровых кранов диаметром 1400 мм на российский рынок. На первом этапе УКАЗ планирует освоить выпуск в среднем 15–20 шт. шаровых кранов DN1400 в месяц. В настоящее время мощности завода в целом позволяют производить порядка 60–100 единиц всех видов крупногабаритной арматуры для трубопроводов. Это один из главных результатов крупномасштабной модернизации предприятия, в рамках которой было инвестировано порядка 50 млн. долл США.

Большая часть оборудования завода сегодня отвечает требованиям американского стандарта API. Наличие данного сертификата позволяет УКАЗу поставлять продукцию во все страны.



Колтек Интернешнл,
О. Цветкова,
менеджер по маркетингу

В прошлом году компания Колтек принимала участие в выставке Нефтегаз, а на MIOGE экспонируется впервые.

Группа компаний Колтек – международная группа по производству, поставкам специальных продуктов и технологий и их инженерно-сервисному сопровождению на предприятиях нефте – и газодобывающей,

нефтеперерабатывающей и других отраслей промышленности России и стран СНГ. Доля химических реагентов для первичной переработки нефти компании Колтек составляет более 70% всего российского рынка.

Колтек имеет собственную производственную базу в Российской Федерации, отвечающую всем современным требованиям ведения технологических процессов и соблюдения международных норм качества выпускаемой продукции, сеть филиалов и представительств, обеспечивающую реализацию задач сервисного обслуживания на высоком уровне.

География деятельности Колтек охватывает многие регионы России от Калининградской области до Дальнего Востока, а также нефтяные комплексы Украины, Белоруссии, Казахстана и Туркменистана. В ближайшее время компания планирует освоение новых рынков.

В отношениях с партнерами Колтек руководствуется такими ценностями как доверие и качество. Для их поддержания представители Колтек регулярно посещают профильные мероприятия. На выставке MIOGE мы участвовали впервые и были рады видеть у нас на стенде наших соратников в деле нефте-, газо-добычи и переработки.

В ближайшие 5 лет планируем расширить круг своих партнеров на Западе, составив конкуренцию компаниям, активно работающим на европейском рынке.



ХК ИНТРА ТУЛ,
И. Витковский,
Генеральный
директор

Холдинг ИНТРА ТУЛ экспонирует новинки своей продукции на MIOGE уже на протяжении 10 лет. В этом году компания выступила бронзовым спонсором выставки и технической программы. Помимо стандартной линейки оборудования были представлены композитные системы для ремонта и восстановления несущей способности трубопроводов и бетонных конструкций NRI; оборудование для газотермического напыления пластика Gladiator/IBIX, уникальное адгезивное антикоррозионное покрытие Oxifree, включающее в себя органический ингибитор коррозии; инновационные продукты в сфере специальных крепежных элементов и технологического оборудования с использованием высокого давления SCHAAF, автоматическое оборудование для сварки труб и роботизированный сварочный комплекс ASG Robotics. Современный рынок очень динамичный, постоянно появляются новые технологии, но для нашей компании остается неизменным одно – вот уже больше 10 лет, мы предлагаем своим клиентам инновации, с



целью повышения эффективности их производства. Например, такие, как технология FlexSteel – Гибкие армированные сталью трубопроводы высокого давления, для использования в тяжелых природно-климатических и ландшафтных условиях. Другая новинка – технология ремонта напорных трубопроводов с использованием композитных материалов INTRA KPM – это современное технологичное средство для ремонта трубопроводов и СДТ с геометрией любой сложности (отводы, переходы, тройники, крестовины и т.п.). Сегодня добыча нефти и газа находится на высоком уровне и главной задачей для всех инжиниринговых компаний стало – не отставать, оперативно мониторить все «ноу-хау» и вовремя предлагать их своим клиентам. ХК ИНТРА ТУЛ, на протяжении уже 11 лет, успешно с этим справляется.



ТЕГАС,
Д. Копачев,
специалист отдела маркетинга

Промышленная группа ТЕГАС – постоянный участник выставки с момента ее основания. В этом году компания представила большое разнообразие своей продукции. Обширная экспозиция крупногабаритного оборудования определила и место размещения стенда, который мог поместиться только под открытым небом.

Один из экспонатов – азотная компрессорная станция ТГА-1/20Э95 в блочно-модульном исполнении, азотный генератор, производящий азот из воздуха. Для эксплуатации этого оборудования от заказчика требуется только ровная площадка и электричество. Производительность установки составляет 1 м³/мин,

давление – 20 атм, при этом чистота получаемого азота 95 %. Также, на стенде компании экспонировались дожимная компрессорная станция (которая повышает давление входящих газов – азота или воздуха – до 250 атм.), поршневый газовый 6-ти ступенчатый компрессор 4ГМ2,5-20/251 С производства ККЗ, а также мембранный модуль для подготовки углеводородных газов, используемый в станциях подготовки углеводородных газов ТЕГАС (ПНГ, природный газ, шахтный метан, биогаз). Не так давно, компания прошла трудоемкий процесс аккредитации в Газпроме. Это даст возможность поставлять технику на ведущие проекты Газпрома. По сути, прохождение процедуры аккредитации – это всё равно, что рекомендательное письмо. Буквально в середине июня 2013 г, ТЕГАС прошёл подобную аккредитацию у Роснефти. Что касается работы с Лукойлом, то ТЕГАС работает с компанией уже давно и плодотворно. В настоящее время мы развиваем новые направления. Недавно запустили производство водородных установок. Наши станции вырабатывают особо чистый водород и кислород методом электролиза, эта технология хороша тем, что для её работы необходимы лишь вода и электричество. А также активно развиваем направление автомобильных газонаполнительных станций (АГНКС) – позволяющих использовать в качестве моторного топлива природный газ или шахтный метан, и получить независимость от поставок топлива и высоких цен. В текущий момент внедрение этих станций является стратегической задачей для РФ.



Производственная компания Красный Яр,
В. Салахийев,
заместитель директора по производству

Участие в выставке стало для Производственной Компании «Красный Яр» хорошей традицией.

Завод «Красный Яр» расположен в Новосибирской области и специализируется на изготовлении резервуарных и емкостных металлоконструкций объемом от 1 м³ до 50 000 м³.

Выгодное географическое расположение завода относительно объектов нефтегазового комплекса в северной, восточной части страны и непосредственно в Сибири, позволяет осуществлять поставки резервуаров крупнейшим нефтяным Компаниям страны (Роснефть, Газпром, Лукойл, ТНК-ВР) и их дочерним предприятиям.

В целях удовлетворения потребностей заказчика в приобретении качественной продукции в

максимально сжатые сроки, а также для увеличения производственных и экономических показателей, руководством Компании принято решение о техническом перевооружении завода. Уже введен в эксплуатацию немецкий станок газоплазменной резки, закуплены листогибочный и профилегибочный станки итальянского производства; осуществлена замена сварочных аппаратов на более усовершенствованные модели немецкого и американского исполнения. В перспективе запланировано расширение производственных площадей для установки дополнительного стенда, который позволит рулонировать металлоконструкции стенок резервуаров до 22 м.

Постоянное ужесточение требований надзорных служб и возрастающее желание заказчиков получать привлекательный продукт, как в техническом, так и в эстетическом отношении, побуждают проектные организации и заводы-изготовители к усовершенствованию конструкций резервуаров и комплектующего оборудования. Наша Компания, имея собственный штат квалифицированных конструкторов, технологов и проектировщиков, использует подобные выставки в качестве площадок для получения и обсуждения свежей информации, новых технологических решений в этой области, что позволяет работать на опережение и изготавливать оборудование в том исполнении, которое необходимо заказчику.

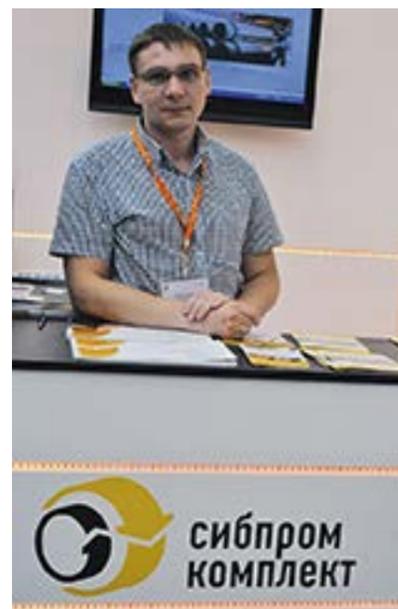
С удовольствием и энтузиазмом принимаем участие в данном ежегодном мероприятии и настроены в дальнейшем не отступать от добрых традиций.



Гусевский Арматурный завод «Гусар», Д. Семенков, ведущий менеджер отдела продаж

«Гусар» презентовал посетителям весь спектр возможностей по производству высококачественной запорной арматуры. Так, в конце этого года «Гусар» планирует ввести в строй новый производственный комплекс по выпуску трубопроводной арматуры большого диаметра для нефтегазовой промышленности. Инвестиции в строительство комплекса, площадью 21 тыс. кв. метров, составили порядка 1 млрд. рублей.

Запуск цеха позволит увеличить объем выпускаемой продукции вдвое, создать порядка 300 новых рабочих мест и расширить ассортимент товарной линейки. На новых площадях будет налажено производство шибберных задвижек диаметром 600, 700, 800 мм, клиновых задвижек и кранов шаровых с диаметром до 1 тыс. мм. Планируемые объемы производства – до 8–9 млрд. рублей в год.



ЗАО Сибпромкомплект

Сибпромкомплект – один из крупнейших производителей заводской изоляции трубопроводов с 15-летней историей. На выставке мы представляем традиционные и новые продукты: это услуги теплогидроизоляции пенополиуретаном (ППУ) стальных труб, наружное антикоррозионное покрытие трубопроводов на основе экструдированного полиэтилена, опоры трубопроводов, также наше ноу-хау – термоизолированные обсадные колонны для бурения нефтегазовых скважин в вечной мерзлоте. Сибпромкомплект во второй раз принимает участие в MIOGE. Продуктовая линейка компании представлена новинками, например, внутреннее антикоррозионное покрытие стальных труб диаметром до 530 мм на основе эмали, тем самым предлагая клиентам почти полный спектр высококачественной изоляции трубопроводов.

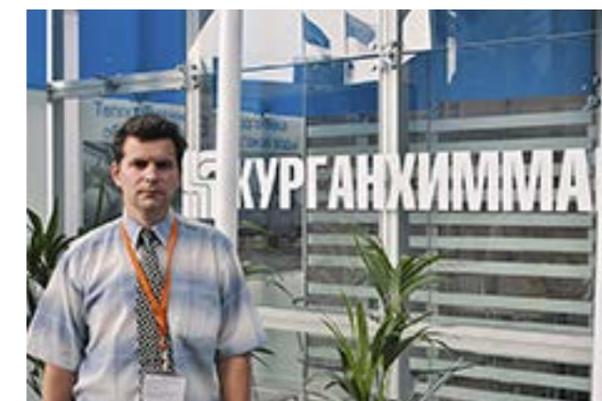
За время, прошедшее с предыдущей выставки компания стала поставлять продукцию на крупные нефтегазовые проекты страны, такие как Ванкорское нефтяное месторождение в Красноярском крае, Месторождения Юга Тюменской области, Верхнечонское нефтяное месторождение в Восточной Сибири, магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурле» и другие. Заглядывая в перспективу, стоит отметить, что сейчас прослеживается тенденция централизации закупок предприятиями нефтегазового сектора, когда все стараются купить в одном месте. Поэтому мы планируем организовывать тесные союзы с производителями трубного проката и трубными трейдерами с тем, чтобы предоставлять заказчику более интересные и выгодные условия поставок.



Группа Техмаш

Основное направление Группы Техмаш – строительство вахтовых поселков «под ключ» и комплексное развитие удаленных территорий. На выставку компания привезла несколько экспонатов. Один из них вагон-дом «Ермак» на шасси повышенной комфортности для проживания 3 человек. Являясь результатом постоянных усовершенствований на протяжении 12 лет, такие дома пользуются большой популярностью среди нефтегазовых компаний. Привезенный на выставку экспонат был изготовлен специально к MIOGE-2013. Он отличается улучшенной планировкой и комплектацией, вниманием к внутренней отделке – ведь при организации быта в суровых климатических условиях не может быть мелочей. И мы рады, что гости нашего стенда, высоко оценили комфорт жилого мобильного здания. Также на выставке мы экспонируем блочно-модульную станцию водоочистки «Ермак – Чистая вода». Это единственная, представленная на выставке система водоочистки полной заводской готовности, она может работать в любых климатических условиях. Еще один продукт, привезенный компанией на выставку – дизельная электростанция «Ермак – Энергия» на базе агрегатов Cummins. Система удаленного мониторинга позволяет дистанционно осуществлять пуск и остановку автономной электростанции, контролировать параметры ее работы. Наглядная демонстрация одной из технологий строительства быстровозводимых зданий, предлагаемых Группой Техмаш – павильон из легких металлоконструкций, который также представлен на стенде – это точная модель типового решения для зданий из металлоконструкций, которые широко применяются не только на нефтегазовых и горнорудных месторождениях, но и для спортивно-оздоровительных комплексов, производственных и складских зданий. Строительство вахтовых поселков – лишь одно из направлений комплексного развития удаленных территорий, на котором сосредоточена работа нашей компании. В ближайшее время мы планируем сертифицировать нашу продукцию для использования на морских платформах. У нас наработаны технологии управления реализацией крупных проектов и с

учетом этих возможностей наша компания участвует в реализации крупнейших проектов, причём не только на территории России, но и в Средней Азии, что также открывает перед нами новые рынки.



Курганхиммаш

Курганхиммаш, недавно отметивший свой 55-летний юбилей, специализируется на производстве продукции для нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей отрасли: теплообменное, сепарационное, фильтрационное, ёмкостное оборудование. На стенде компании можно было познакомиться с колонным оборудованием, установленным на НПЗ компании Роснефть и резервуарным оборудованием, поставленным и смонтированным для компании Транснефть. Отдельное место в номенклатуре занимает оборудование для магистральных трубопроводов: это камеры приёма-запуска, муфты, фильтры, которые также были представлены на стенде. Есть и совершенно новая продукция, которую Курганхиммаш начал выпускать в прошлом году – это модульные компрессорные станции. Являясь официальным пекиджёром американской корпорации Ariel, Курганхиммаш производит компрессорные станции для утилизации ПНГ, промышленного сбора ПНГ и природного газа, обратной закачки газа в пласт и трубопроводного транспорта. За прошедший год мы ввели в строй новый «тяжёлый» участок, позволивший теперь выпускать технологическое оборудование диаметром до 3,4 м, длиной до 36 м., толщиной стенки до 120 мм и весом до 180 тонн.

За этот год Курганхиммаш активно участвовал в программе по перевооружению практически всех НПЗ, входящих в структуру Роснефти. Поставлял существенную часть оборудования для Пуровского ЗПК, для Юрхаровского газоконденсатного месторождения компании НОВАТЭК и в другие ВИНК. Нами были поставлены как стандартные колонны и реакторы, так и ёмкости, теплообменники, сепараторы, электродегидраторы в блочно-комплектном исполнении, т.е. с полной обвязкой, запорно-регулирующей арматурой и КИП. Это наиболее востребованная сейчас на рынке комплектность и мы, следуя тенденциям, способны предложить современное, надёжное оборудование именно в том исполнении, которое необходимо заказчику.



Р. Кэмпбелл



Р. Кайбышев



Г. Шмаль,
О. Лунева



С. Терентьев



И. Грачев



В. Капустин



А. Горлинский



Л. Рапопорт



И. Илюхин



А. Шредер



В. Язев,
А. Рыбников,
А. Третьяков



С. Андрианов



А. Радаман



Участники выставки
MIOGE-2013



Р. Бертан,
В. Корнев



У. Потянка



А. Крутов



В. Мишуркин



В. Корнев



В. Никифоров



Д. Семенов



М. Бурмистров



Участницы
конференции
Железнодорожные
перевозки



И. Витковский

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



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
- **Электрооборудование:** производитель «Asrock», 15-штепсельная розетка, 1 рабочая лампа.
- **Дополнительное оборудование:** стальные опорные устройства JOST; шкворень 2" JOST;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Объем цистерны, м ³	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

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

РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ РВС

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование



Вертикальные резервуары стальные (РВС) применяются, в первую очередь, для нефтехранилищ и нефтебаз. Так, они практически незаменимы в процессе стационарного хранения при добыче, дальнейшей переработке и оптовом отпуске нефти и нефтепродуктов. РВС также могут применяться в процессе промышленного производства напитков, растительного масла, а также сыпучих и жидких веществ, плотность которых не выше тонны на кубометр, а внутреннее избыточное давление не превышает 200 мм водяного столба. Кроме того, такие вещества должны иметь температуру рабочей среды в пределах от -60 до +90 градусов С.

Объем резервуаров РВС от 50м³ до 5000м³ (Данные основаны на типовых проектах, фактические данные изделий будут содержаться в разработанных проектах коммерческого предложения на основании требований заказчика и заполненных заказчиком опросных листов.)

В комплект резервуаров вертикальных стальных входят: наружная шахтная либо кольцевая лестница, предназначенная для подъема на резервуар, площадки и ограждения на крыше, люки-лазы в первом поясе стенки марок Ду-800 и Ду-600, патрубки согласно опросного листа, молниеприемники, кронштейны для пеногенераторов. По требованию Заказчика резервуары РВС также могут быть укомплектованы уровнемерами,

Характеристика	Объем резервуаров, м ³							
	50	100	200	300	400	700	1000	1000
Диаметр, D, м	3,77	4,73	6,63	7,58	8,53	10,43	10,43	12,33
Высота стенки, H, м	4,47	5,96	5,96	7,45	7,45	8,94	11,92	8,94
Площадь зеркала продукта, м ²	11,16	17,6	34,5	45,1	57,0	85,4	85,4	119,3
Максимальная высота налива, м	4,14	5,56	5,86	7,35	6,89	8,32	-	-
Плотность продукта, т/м ³	0,99							
Внутреннее избыточное давление, кПа (мм вод. ст.)	2,0 (200)							
Вакуум, кПа (мм вод. ст.)	0,2 (20)							
Температура продукта, °С	до +95							
Снеговая нагрузка, кг/м ²	до 200							
Ветровая нагрузка, кг/м ²	до 100							
Сейсмичность района, балл	до 9							
Температура наружного воздуха, °С	до -60							
Нагрузка от тепловой изоляции на крыше, кПа	0,127							
Нагрузка от тепловой изоляции на стенке, кПа	0,17							

дыхательными клапанами, задвижками и прочим навесным оборудованием.

Для тех климатических зон, где минимальная температура окружающей среды составляет -40, стальные резервуары рвс также могут изготавливаться из стали класса Ст3, в тех же зонах, где температура опускается ниже,

рекомендуется использовать продукцию из стали 09Г2С.

Стальные резервуары вертикального типа, в которых должна храниться питьевая вода, разного рода кислоты, а также пищевые жидкости, изготавливаются из устойчивой к коррозии стали 12Х18Н10Т (AISI 321) или же ее аналогов. ●

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.

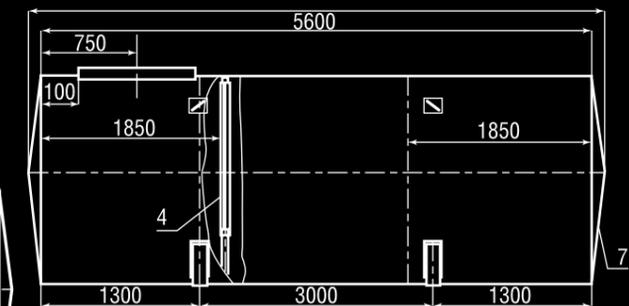
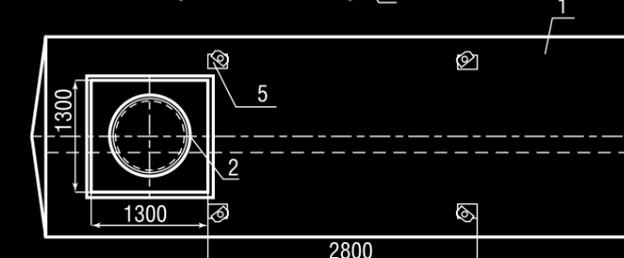
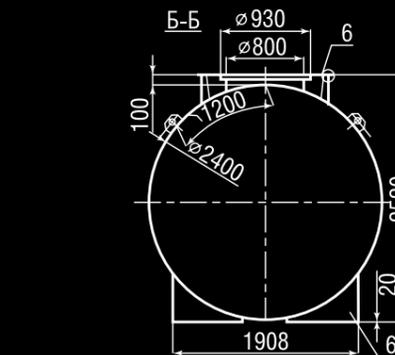
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

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 ³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м ³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,04 (0,4)			0,07 (0,7)			
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см ²)	0,05 (0,5)			0,088 (088)			
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см ²)	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м ²	2	5,5	6	13	14		

Объем Vном, м ³	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 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости; 5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

ЕМКОСТИ ПОДЗЕМНЫЕ ДРЕНАЖНЫЕ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.1.1 Резервуарное оборудование



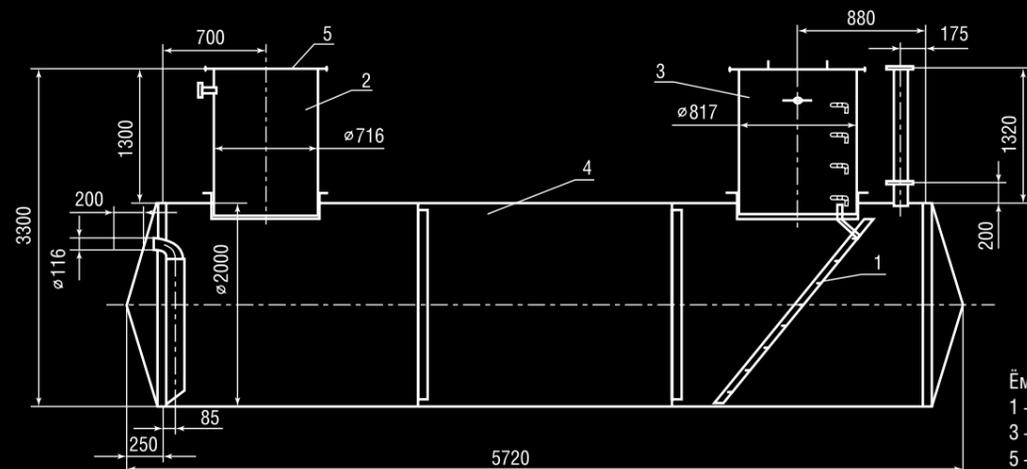
Горизонтальные подземные дренажные емкости (ЕПП и ЕП) используются на автозаправочных станциях для слива топлива в случае возникновения аварийных ситуаций. Помимо этого, емкости класса ЕП могут использоваться на промышленных предприятиях для сбора жидких отходов (включая воду) из трубопроводных сетей.

Для того, чтобы обеспечить работу емкостей, в одну из горловин монтируются штуцеры для приборов измерения и контроля, а кроме того электронасосный агрегат. Вторая из горловин используется с целью проникновения внутрь корпуса для его технического контроля, а также периодической очистки.

Емкости типа ЕП имеют корпус цилиндрической формы и конические днища. Согласно проекту толщина стенок емкостей должна составлять 8 мм. Емкости ЕП можно использовать при температурах не ниже -60С. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЕП И ЕПП

Обозначение	Объем, куб.м	Диаметр, мм	Длина, мм	Высота, мм	Примечание
ЕП-8-2000-1300	8	2000	3270	1300	
ЕПП-8-2000-1300	8	2000	3270	1300	с подогревом
ЕП-12,5-2000-1300	12,5	2000	4580	1300	
ЕПП-12,5-2000-1300	12,5	2000	4580	1300	с подогревом
ЕП-16-2000-1300	16	2000	5700	1300	
ЕПП-16-2000-1300	16	2000	5700	1300	с подогревом
ЕП-25-2400-900	25	2400	6180	900	
ЕПП-25-2400-900	25	2400	6180	900	с подогревом
ЕП-40-2400-900	40	2400	9500	900	
ЕПП-40-2400-900	40	2400	9500	900	с подогревом
ЕП-63-3000-1000	63	3000	9320	1000	
ЕПП-63-3000-1000	63	3000	9320	1000	с подогревом



Ёмкость подземная ЕП
1 – лестница; 2 – горловина;
3 – люк-лаз; 4 – бак;
5 – крышка горловины

ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2. Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.2.3. Автомобильная транспортировка



Полуприцеп-цистерна модель SAHIN-OASIS 40. Специально разработана для России. Снаряженный вес- 7800 кг. Корпус цистерны цилиндрической формы безрамной конструкции, с внутренними ребрами жесткости (волнорезами). Металл корпуса цистерны-сталь 4 мм St37-2. Объем 40 000 литров. Количество секций-1. Покраска и логотип в желаемый цвет заказчика. В стандарте цвет-оранжевый с надписью «Огнеопасно» с трех сторон. Полуприцеп-цистерна эксплуатируется с тягачом с высотой ССУ 1150-1400 мм. Перевозимый продукт-светлые нефтепродукты плотностью $\rho=0,83 \text{ кг/дм}^3$.

Тип подвески, количество осей, производитель односкатная, пневматическая 3 оси, BPW, 3x9 тонн передняя подъемная ось Шины, размеры, «Bridgestone» или другие европейские аналоги, 6шт +1 з/п, 385/65 R22.5. Тормозная система и комплектующие

маркм «Wabco» EBS. Тормозные механизмы барабанного типа. Налив верхний. Алюминиевые крашки горловин, дыхательный клапан на каждый отсек.. Слив нижний через шаровые краны Ду-80 (3?) и балансированные донные клапаны с пневматическим управлением.

Полуприцеп-цистерна укомплектовывается:

- Сливные шланги в количестве 2 штук. (Быстроразъемные соединения «Kamlok»)
- Пластиковые пеналы для сливных шлангов – 2 шт;
- Экологический короб для предотвращения пролива продукта;
- Площадка обслуживания из просечного листа;
- Пластиковые пеналы для огнетушителей – 2 шт;
- Пластиковые противооткатные упоры- 2 шт;
- Инструментальный ящик;
- Ящик для песка.
- Мерный угольник
- Светоотражающая полоса. ●



АВТОЦИСТЕРНА АЦТ-10

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.5. Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

1.6.5.2. Автоцистерна

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

Автоцистерна изготовлена на базе современных комплектующих импортного производства.

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

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



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

ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА ППЦ-26

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.5. Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

1.6.5.2. Бензовозы

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

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

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

Стандартная комплектация полуприцепов-цистерн также включает в себя:

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



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

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

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

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

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

ППЦ-26 имеет Одобрение типа транспортного средства. ●

« Не солнечная энергия ...
ни дрова, ни сушеный
навоз – ничего это не
заменит углеводороды»

В. Путин



« Перестаньте
кошмарить бизнес»
Д. Медведев

« Идеи – это капиталы,
которые приносят проценты
лишь в руках таланта»

А.Ривароль



« Не почитай денег
ни больше, ни
меньше, чем они того
стоят; это хороший
слуга и плохой
господин»

А.Дюма - сын

« Мы все прятали,
потому что
в государстве были
жулики»

Р. Вяхирев

« Девиз британцев –
бизнес несмотря
ни на что»
У.Черчилль



« Безгранична фантазия человека,
которому нужны деньги»

А.Вампилов



KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА
1-4
ОКТАБРЯ 2013
АЛМАТЫ
КАЗАХСТАН

КОНФЕРЕНЦИЯ
2-3
ОКТАБРЯ 2013
АЛМАТЫ
КАЗАХСТАН

www.kioge.ru

**ВЕДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**



ITE MOSCOW
T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

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



Верная комбинация

NOV Downhole

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

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

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

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

DOWNHOLE

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

One Company. . . Unlimited Solutions

www.nov.com/downhole