



ЛАБОРАТОРИЯ
В КАРМАНЕ

ЗАКАТ ЭРЫ
УКРАИНСКОГО
ТРАНЗИТА



Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[5] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНЫЙ
МЕЙНТЕНАНС





НПФ **ПОЛИТЕХНИКА**

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛАСТИЧНЫХ

Современные решения в логистике
наливных грузов



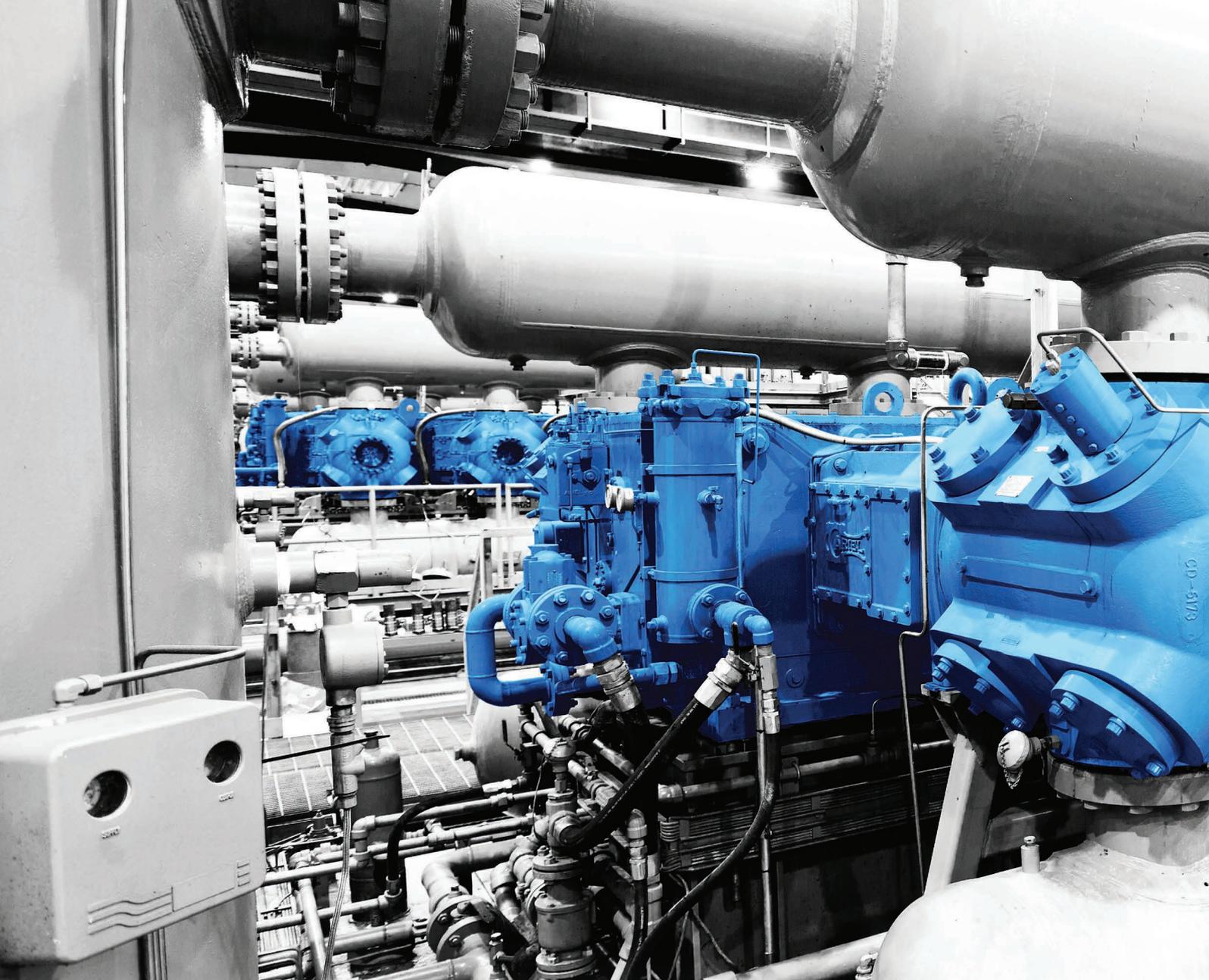
ООО НПФ «Политехника»
Российская Федерация, 109383,
г. Москва, ул. Шоссейная 110-в.
Многоканальный телефон /факс:
+7(495)783-01-67(68) E-mail: info@poli.ru

РЕЗЕРВУАРОВ



О КОМПАНИИ

Научно-Производственная Фирма «Политехника» – ведущий российский разработчик и изготовитель Передвижных Эластичных (мягких) Резервуаров и Мобильных Полевых Складов Горючего (ПСГ) для нужд госзаказа, нефтегазовых, строительных, геологоразведочных, горных и других предприятий и компаний, осваивающих отдаленные объекты российского Севера, Сибири и Дальнего Востока, а также для экспорта. Команда управления, научный и производственный коллектив НПФ «Политехника» – это высококлассные специалисты, обладающие опытом работы в ведущих российских НИИ и на производственных предприятиях, а также в российских и в западных коммерческих компаниях. НПФ «Политехника» осуществляет проектное сопровождение, шеф-монтаж и авторский надзор на объектах внедрения своей продукции, а также гарантийное и после гарантийное обслуживание. Вся продукция проходит заводские приемочные испытания и сертифицирована в соответствии с действующими нормативами.



Индивидуальная комплектация под ваши потребности Гарантия качества и надежности

Корпорация Ариель – крупнейший в мире производитель поршневых компрессоров. С 1966 года корпорацией было произведено и поставлено в более 100 стран мира 45000 компрессоров. Компрессоры Ариель используются в нефтегазовой промышленности и энергетике для добычи нефти и газа, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа от скважины до конечного потребителя.



Промысловый сбор газа • Газлифт • Закачка в пласт
ПХГ (закачка и отбор) • Транспорт газа • АГНКС
Переработка и нефтехимия (H₂, N₂, CO₂ и др.)
Сжатие воздуха • Дожим топливного газа
Шахтный метан • Газы с H₂S • Мобильные КС



АРИЕЛЬ ИНТЕРНЭШНЛ КОРПОРЕЙШН

Представительство в России и СНГ
125047, Россия, г. Москва, Бизнес Центр «Парус»
ул. 1-я Тверская-Ямская д.23, строение 1, офис 6-3

Телефон: +7 (495) 721-1113

Телефон: +7 (495) 721-1118

Факс: +7 (495) 721-1114

Email: Russia@arielcorp.com

www.arielcorp.com



Альянс с потребителем



СОДЕРЖАНИЕ 24

Эпохи НГК	4
Министерства раскритиковали ВНХК	8
Нефтяные цепи TSUBAKI	9
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ	12
По ступеням нормативной иерархии	18
Календарь событий в июне	41
Россия в заголовках	47

Проблема эксплуатации
механизированного
фонда скважин
в осложненных условиях
и пути ее решения

48

**Кибербезопасность
нефтегазовых
компаний**

38





Закат эры украинского транзита

52



Очерский машиностроительный: от орленого железа до 25-миллионной штанги

84

20 лет побед

86

all inclusive

88

Прочнее стали

62

Врезка и перекрытие трубопроводов при строительстве и капитальном ремонте

66

Полимерная альтернатива железным традициям

68

Надежные контейнеры для чувствительной техники

72

Сервис по-верхтарски: «Мы пришли всерьез и надолго!»

80

Развитие технологии и производства биметалла ООО «Битруб Интернэшнл»



58

McCoy Global:

Профиль компании



90

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

98

НЕФТЕГАЗ *Life*

100

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК

102

Цитаты

104

Новые конструкции гидравлических фильтров, установок и устройств для очистки производственных сточных вод от нефтяных загрязнений и других вредных примесей

92

110 ЛЕТ НАЗАД

В 1904 году завершилось строительство первых в мире крупных дизельных танкеров – теплоходов «Вандал» и «Сармат», на которых были установлены неререверсивные трехцилиндровые дизели, постоянно приводимые в движение с помощью генератора электрического тока.

90 ЛЕТ НАЗАД

В 1924 году в порту Ильич, из первой в мире скважины, установленной на деревянных сваях островного типа, была добыта морская нефть промышленного значения.

80 ЛЕТ НАЗАД

В 1934 году братья Хубенцовы первыми предложили конструкцию плавучего основания в форме затопленного деревянного понтона, с которого впервые была пробурена нефтяная разведочная скважина глубиной 365 м, а первая плавучая буровая установка была задействована в Каспийском море с сентября того же года.

40 ЛЕТ НАЗАД

В 1974 году введен в эксплуатацию нефтепровод «Дружба-2», вдвое увеличивший возможности экспорта нефти.

30 ЛЕТ НАЗАД

В 1984 году началась «Танкерная война» между Ираком и Ираном. Авиация и военно-морской флот воюющих стран нападают на нефтепромыслы и танкеры.

20 ЛЕТ НАЗАД

В 1994 году 20 сентября Президент Азербайджана Г. Алиев подписал международный контракт по эксплуатации месторождений «Азери-Чираг-Гюнешли», который назвали контрактом века, его сумма оценивалась в 13 млрд долл. США.

В 1994 году создан первый автомобиль, использующий в качестве топлива водород – Volkswagen Hybrid.

10 ЛЕТ НАЗАД

В 2004 году открывается первая очередь Каспийского трубопроводного консорциума. Цель проекта – соединить месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Анна Игнатьева,
Станислав Пархоменко

Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

Дизайн и верстка

Екатерина Афанасьева

Корректор

Денис Пигарев



Издательство:

ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Руслан Козлов
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Екатерина Козлова
Анна Мунтян

Менеджер по работе с клиентами

Елена Зазулина

Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей
Бродский Алексей
Владислав Карпов

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

Адрес редакции:

127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24

www.neftegaz.ru

e-mail: info@neftegaz.ru

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

Отпечатано в типографии
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



КУРГАНХИММАШ



Лучший
производитель
емкостного
оборудования 2013 г.*



Выстраивайте бизнес вместе с лидером!

- проектирование объектов нефтегазовой отрасли
- модульные компрессорные станции
- блочно-комплектное оборудование
- колонное оборудование
- крупногабаритное и толстостенное оборудование
- емкостное оборудование
- оборудование для магистральных трубопроводов
- теплообменное оборудование
- установки подготовки газа и нефти
- ШМР и ПНР

Реализация продукции:

Тел./факс: (495) 651-67-20
zakaz@td-khm.ru

Тел./факс: (3522) 477 - 489
info@td-khm.ru
www.td-khm.ru



Ведущие российские экспортеры – «Газпром», «Роснефть» и «Рособоронэкспорт» заявили о готовности продавать свои товары за рубли. Эксперты, вспоминая 1945 г., когда торговать стали за доллары, называют эту ситуацию возвращением к естественному порядку вещей.

РУБЛЬ VS ДОЛЛАР

Анна Павлихина

Вопрос о переходе в экспорте на национальную валюту ставится уже не в первый раз, но сегодня его скорейшее решение подталкивает сложившаяся международная ситуация. В адрес России звучат угрозы изоляции и уничтожения ее банковской системы благодаря использованию долларовых механизмов. С переходом на рубль в качестве расчетной единицы Россия обеспечит финансовую независимость, а по мнению ряда экспертов, даже подорвет гегемонию доллара. В последнее верится с трудом, но ряд положительных моментов найти все же можно.

Сегодня Европа не может отказаться от покупки российского сырья, за неимением альтернативы (возить сланцевый газ из США или добывать его на месте – вопрос слишком отдаленной, а то и фантазийной перспективы), поэтому покупать газ и нефть будут и за рубли. Для этого импортеры за доллары должны купить у России рубли, а потом эти рубли обменять на товар. При этом они несут транзакционные расходы, которые российские экспортеры должны будут вычесть из цены, чтобы оставаться конкурентоспособными.

Но даже при этом цены на нефть и газ все равно будут привязаны к доллару, да и в бизнесе торговые расчеты предпочитают производить в более устойчивых валютах, а рубль такой назвать нельзя.

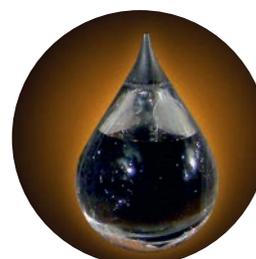




Есть и другой момент – удобство для самих экспортеров. Большинство многолетних контрактов и выплаты по кредитам должны осуществляться в заранее оговоренной валюте, а значит, компании вынуждены будут сами покупать доллары и евро. И, конечно, в России производятся далеко не все необходимые ей продукты и рассчитываться за их покупку рублями тоже вряд ли получится.

Желание превратить рубль в свободно конвертируемую валюту – понятно и даже обосновано (если учесть, что за конвертируемую принимается валюта беспрепятственно обмениваемая на золото, а таковых в современном мире просто нет). И надо ли это самой России? Конечно, экономика страны почувствует себя более уверенно и ЦБ в состоянии напечатать столько рублей, чтобы обеспечить покупку на них нефти и газа, но чтобы перейти на международные финансовые операции в рублях потребуется значительно больше.

Сегодня рубль конвертируется достаточно свободно (а в китайской провинции Хейлунцзян даже ставят параллельные ценники на продукты – в юанях и рублях), но для того, чтобы стать резервной валютой, необходимо, как минимум, сократить инфляцию в стране. Кроме того, не следует забывать, что это вопрос далеко не самой ближайшей перспективы и является лишь первым шагом, который, возможно, сможет защитить российскую экономику от действий США, но непременно потребует дополнительных действий. ●



МИНИСТЕРСТВА РАСКРИТИКОВАЛИ ВНХК

Профильные ведомства представили мнения о финансовой модели ВНХК. Ранее Роснефть оценивала объем инвестиций в строительство 1-й и 2-й очереди в 659,5 млрд руб.

Станислав Пархоменко

Объем вложений в строительство 3-х очередей должен составить 1,3 трлн руб. 92,8 млрд руб могут быть взяты из бюджета и 28,4 млрд руб из инвестпрограмм монополий. IRR проекта оценивается в 13,2% при господдержке и 11,3% без нее. Мощности 1-й очереди составят 3,4 млн т/год сырья и рассчитаны на переработку 12 млн т/год нефти, 2-я – нефтегазохимическая – потребует 3,4 млн т углеводородного сырья, 3-я увеличит переработку еще на 12 млн т, нефтехимию – на 2,6 млн т.

В конце марта Минэнерго предложило Роснефти внести изменения в финансовую модель проекта строительства 1-й очереди, выполнив ее в 3-х вариантах с разбивкой стоимости объектов внешней инфраструктуры по очередям проекта и указав источники и методику определения цен реализации нефтепродуктов и нефтехимической продукции на экспортных и внутреннем рынках.

В письме главы Минэнерго А.Новака сообщается, что капзатраты на инфраструктуру для 1-й и 2-й очередей завышены, кроме того, Роснефть не определила всех контрагентов для компенсационных выплат.

Минфин РФ требует сбалансировать денежный поток в связи с его отрицательным значением в 2011-2021 гг и полагает, что отказ от господдержки не окажет серьезного влияния на эффективность проекта.

Также претензии есть и у Минэкономики РФ.

По мнению ведомства, невозможно оценить объемы продаж нефтепродуктов до 2030 г из-за отсутствия анализа рынка.

Такой же вопрос и у Минфина. Минэкономики требует пояснений по плановым затратам на поддержание мощностей, компенсационным выплатам, а IRR в 13,2% считает не вполне обоснованным.

Стоит отметить, что отпускные цены производителей нефтепродуктов в ДФО сильно отличаются от данных Роснефти, кроме того, оно не уверено в необходимости ввода инфраструктуры до 2020 г, когда должна заработать 2-я очередь ВНХК, и требует уточнения источников финансирования. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

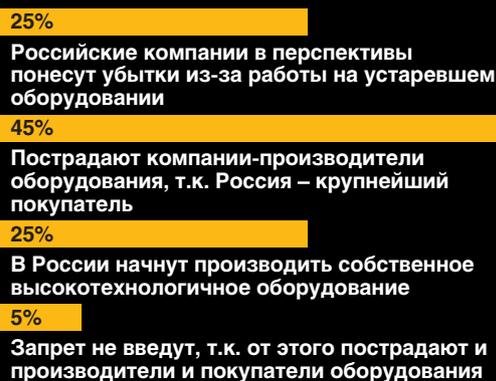
Акции какой нефтяной компании Вы бы приобрели? – такой вопрос мы задали нашим респондентам, предложив выбрать вариант из 11 компаний, занявших верхние строчки мирового рейтинга. Как показал опрос, наибольшее доверие вызывают все же отечественные компании Роснефть и Газпром.

Акции какой нефтяной компании Вы бы приобрели?



В случае срыва президентских выборов на Украине, назначенных на 25 мая, США и страны Европы могут ввести запрет на экспорт в Россию высокотехнологичного энергетического оборудования. Кто пострадает наибольшим образом в случае, если санкции все же будут введены, мы спросили у наших читателей.

Что произойдет, если США и ЕС запретят ввоз оборудования в Россию?



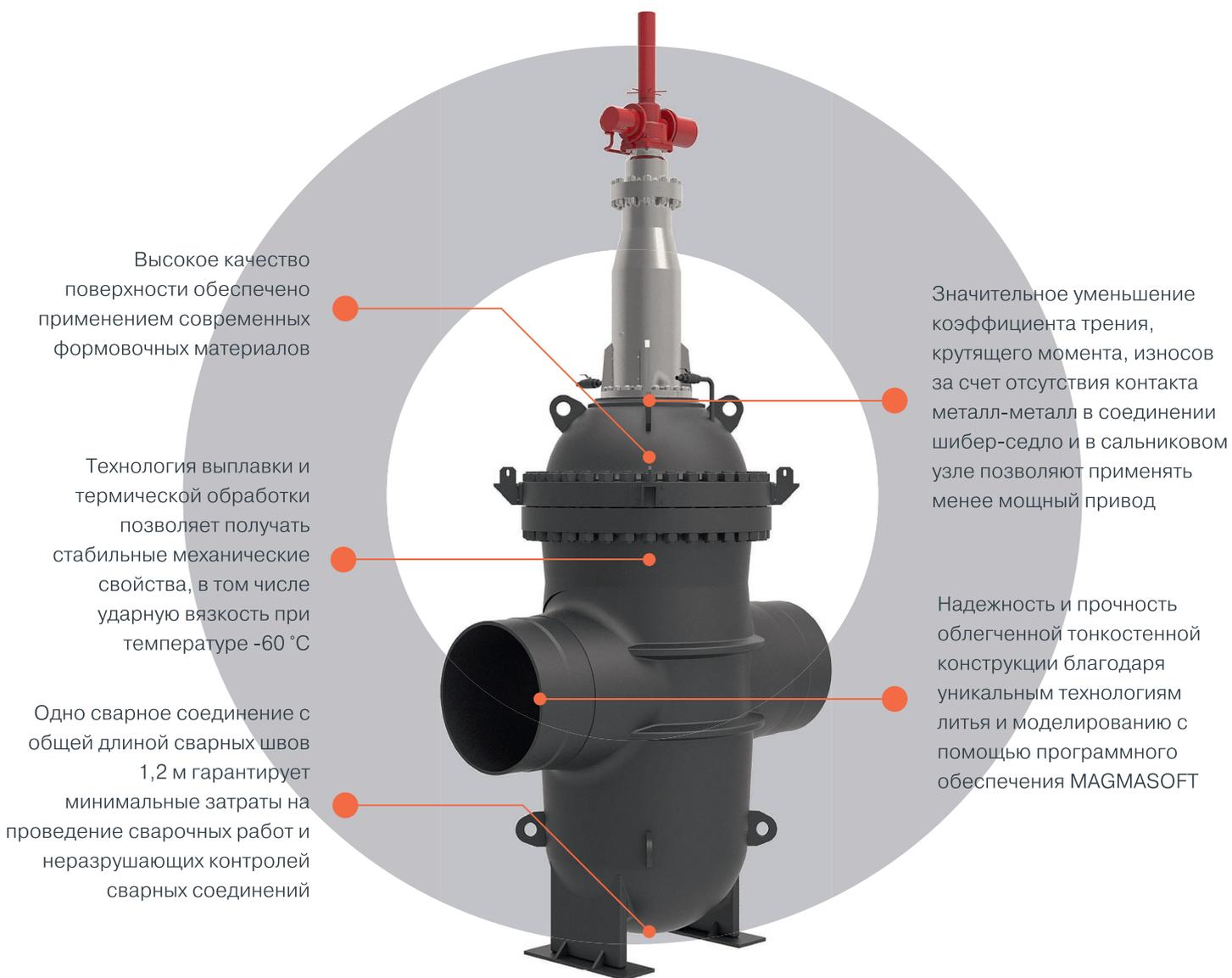


**ЛИТЕЙНОЕ
ПРОИЗВОДСТВО**
ГРУППА ОМЗ

Оцените преимущества цельнолитого исполнения

СТАЛЬНОЕ КАЧЕСТВО

Шибберная задвижка ДУ 800 - 1200
с цельнолитым корпусом –
новый стандарт арматуростроения в России



Высокое качество поверхности обеспечено применением современных формовочных материалов

Технология выплавки и термической обработки позволяет получать стабильные механические свойства, в том числе ударную вязкость при температуре -60°C

Одно сварное соединение с общей длиной сварных швов 1,2 м гарантирует минимальные затраты на проведение сварочных работ и неразрушающих контролей сварных соединений

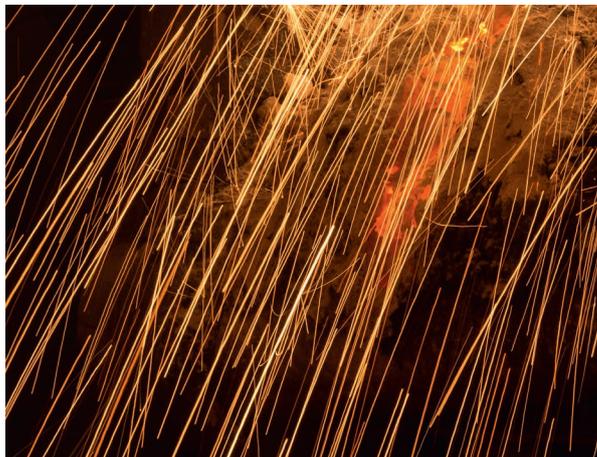
Значительное уменьшение коэффициента трения, крутящего момента, износов за счет отсутствия контакта металл-металл в соединении шиббер-седло и в сальниковом узле позволяют применять менее мощный привод

Надежность и прочность облегченной тонкостенной конструкции благодаря уникальным технологиям литья и моделированию с помощью программного обеспечения MAGMASOFT

НАЧНИТЕ РАБОТАТЬ С ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ

ООО «ОМЗ-ЛП»
196650, Санкт-Петербург,
Колпино, Ижорский завод, д. б/н

тел.: (812) 322-8900
факс: (812) 322-8955
foundry@omzglobal.com
www.omz-foundry.ru





**ЛИТЕЙНОЕ
ПРОИЗВОДСТВО**
ГРУППА ОМЗ

Стальные решения для нефтехимии

СТАЛЬНОЕ КАЧЕСТВО

Комплексный подход: от проектирования до поставки готовой продукции.
Надёжный партнер, опытный производитель

Шибберные задвижки ДУ 800 - 1200
с эксклюзивным цельнолитым корпусом

Трубопроводная арматура для
нефтепроводов

Крестовины для запорной арматуры
больших диаметров

Корпусные детали магистральных и
подпорных нефтяных насосов

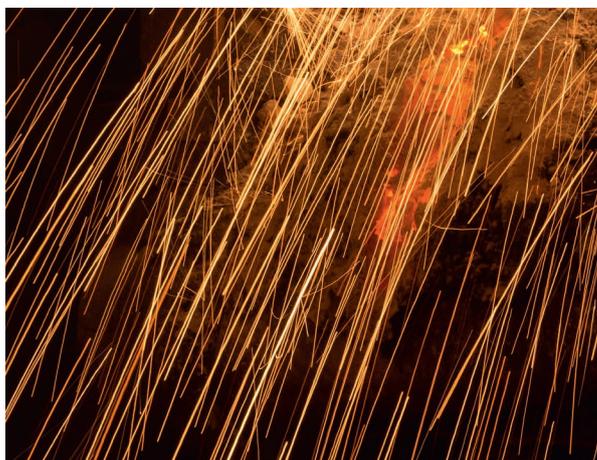
Литые детали для противовибросового
оборудования



НАЧНИТЕ РАБОТАТЬ С ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ

ООО «ОМЗ-ЛП»
196650, Санкт-Петербург,
Колпино, Ижорский завод, д. б/н

тел.: (812) 322-8900
факс: (812) 322-8955
foundry@omzglobal.com
www.omz-foundry.ru





НЕФТЯНЫЕ ЦЕПИ TSUBAKI



Японская компания TSUBAKI с 1917 года занимается производством различных видов цепей и предлагает широчайший спектр цепных передач для самых разных условий и применений, и можно с уверенностью сказать, что сегодня приводные цепи от TSUBAKI – это, безусловно, цепи № 1 в мире. TSUBAKI всегда опережали своих конкурентов в вопросах качества и срока службы выпускаемой продукции.

Использование последних инновационных технологий позволило достичь практически идеальных форм всех элементов роликковой цепи для нефтяной промышленности. Конструкция цепи позволяет производить монтаж и демонтаж в самых сложных условиях, без дополнительного оборудования. Результат – продукт совершенного образца и идеальные показатели в работе.

Нефтяные цепи TSUBAKI используются на буровых установках отечественного, импортного и Китайского производства, имеют сертификат API и ISO 9000.

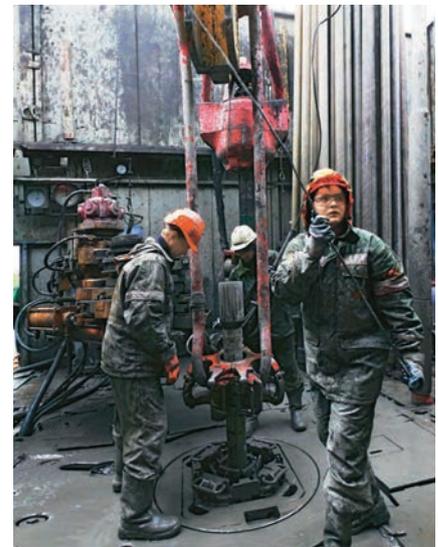
TSUBAKI предлагает широкий ассортимент размеров – от 80 до 240 и до 10 рядов, в том числе усиленные нефтяные цепи. Нефтяные цепи производятся в США на собственном производстве в городе Холиоке, штат Массачусетс, а также на заводах в Японии.

В России официальным дистрибьютором TSUBAKI по поставке нефтяных цепей является ЗАО «Автоштамп» г. Саратов.

Цепи TSUBAKI используют такие нефтяные компании как: NOV, Fidmash, BKE, Tatneft, Weahterford, Naftapila, Pemex, Soilmech, Jaslo и др.

ЗАО «Автоштамп» совместно с «Буровой компанией Евразия», на производственных мощностях БКЕ в г. Жирновск, на БУ-3200/200 ДГУ, цепной редуктор привод КПП, в 2010 году начали испытания приводной цепи TSUBAKI RS 120-6 – 134 звена, шаг 38,1 мм. 9 сентября 2013 года был произведен визуальный осмотр данной цепи, который показал:

- Части цепи видимых дефектов не имеют.



- Провисание цепи в пределах нормы.
- Общая наработка цепи составила 8903 часа непрерывной работы.

Результаты испытаний показали, что данная цепь значительно превысила показатели по долговечности по сравнению с аналогичными цепями отечественного производства. В настоящее время, май 2014 года, цепь продолжает эксплуатироваться.

Приобретая нефтяные цепи TSUBAKI Вы получаете:

- более высокую производительность оборудования.
- снижаете количество простоев.

в результате чего по показателю цена покупки плюс цена эксплуатации, они дают значительный экономический эффект Вашему бизнесу.

Компания TSUBAKI также предлагает полный комплект – цепей и звездочек для нефтяного оборудования.



С Запросами и предложениями обращаться ЗАО «АВТОШТАМП»:

410049, Россия, Саратов,
ул. Барнаульская, д. 32

Телефон/факс:
+7 (8452) 43-05-05 (многоканальный)

e-mail: pur@autoshtamp.ru,
Сайт: www.autoshtamp.ru,
интернет-магазин –
<http://мирмеханика.рф>



Персонажи

Мухоморов Лебедев



Фрадков Армиев Миллер
Костин Сокин
Лусин

Дворкович Алексеев

Андрей Леонидович
Костин

Экономист-международник, кандидат экономических наук. Бывший сотрудник МИД СССР бывший председатель Внешэкономбанка. Член совета директоров НК «Роснефть». За большой вклад в развитие российской финансово-банковской системы награжден орденом Почета.

Андрей Леонидович Костин родился в 1956 г. в Москве. В 1979 г. с отличием окончил экономический факультет МГУ по специальности «экономист-международник». В 1982 г. защитил кандидатскую диссертацию.

С 1979 по 1992 гг. работал в МИД: был сотрудником генерального консульства СССР в Австралии, затем - Великобритании, где познакомился с А. Лебедевым, с которым в 1992 г. основал российскую инвестиционно-финансовую компанию (РИФК). В 1995 г. он был избран первым зампредом Национального резервного банка, который возглавлял А. Лебедев, а в 1996 г. – председателем Внешэкономбанка. А. Костин стал активно развивать коммерческую деятельность банка, который до того времени был лишь платежным агентом правительства по внешнему долгу.

Скандал 1997 г. вокруг так называемого «дела НРБ» (о хищении со счетов банка почти 10 млн. долл; СМИ утверждали, что Костин был напрямую причастен к происшедшему) не повредил деловой репутации банкира.

Осенью 2001 г. Костин заговорил о возможном объединении Внешторгбанка и Внешэкономбанка. Идею поддержал М. Касьянов. Возглавить новый банк предлагалось председателю Внешэкономбанка.

В 1998 г. А. Костин был включен в список ста самых перспективных бизнесменов и политиков мира.

Летом 2005 г. А. Костин заявил журналистам, что до конца года Внешторгбанк создаст мощную финансовую группу, у которой будет 10 банков и учреждений за рубежом. Идея была предложена банку Минфином, и премьер-министр М. Фрадков дал согласие на ее реализацию. Правительство выделило 42 млрд. руб. К этому моменту Внешторгбанк стал вторым по величине и значимости банком в России.

В 2006 г. А. Костин решил усилить присутствие банка не только на постсоветском пространстве и в Западной Европе, но и в Юго-Восточной Азии и Африке.

В мае 2007 г. состоялась первое IPO, сам Костин приобрел акций банка на 26 млн. руб.

После начала мирового экономического кризиса осенью 2008 г. А. Костин заявил о намерении ВТБ создать «кэш-кулак» и с помощью накопленных денег начать скупку компаний потребительского сектора и других банков. Деятельность банка в условиях кризиса эксперты считали успешной, А. Костина назвали вторым среди самых влиятельных финансистов России после главы Сбербанка Г. Грефа.

В ноябре 2010 г., после отставки Ю. Лужкова, стало известно о намерении ВТБ консолидировать 100% акций Банка Москвы. После завершения этой сделки, А. Костина неожиданно подверг критике премьер-министр В. Путин, который охарактеризовал покупку Банка Москвы следующим образом: «Залезли туда, теперь не знаете, как отмыться. А потом пришли в правительство – спасите-помогите».

В 2011 г. ВТБ приобрел 20% акций «Металлоинвест». В связи с этим в прессе отмечалось, что незадолго до этого ВТБ подал крупный иск к одной из структур «Металлоинвеста», который можно было рассматривать, как начало судебной войны между А. Костиным и А. Усмановым, причем предполагалось, что именно нежелание противоборства заставило А. Усманова не препятствовать сделке.

В июне 2012 г. А. Костин покинул совет директоров «Роснефти». Но интерес к судьбе нефтедолларовых потоков, видимо, сохранился. В апреле А. Костин выступил с инициативой экспортировать российские нефть и газ за рубли.

«Давно назревшая тема – широкий переход к расчетам в рублях с нашими торговыми партнерами. Не только с расчетами в рамках Таможенного союза и СНГ, но и в отношениях с нашими главными торговыми партнерами, такими как Китай и Западная Европа». По его словам, переход на рублевые расчеты должен стать одной из ключевых задач для банковской системы, ЦБ РФ и правительства. ●



Новое назначение

Юрский поток

Торги на бирже

Продажа квот

События

Обвал рынка акций

Поглощение компаний

Вторая ветка ВСМО

Квоты на газ

Крупнейшие в России

На Омском заводе смазочных материалов (ОЗСМ) Газпром нефти введена в эксплуатацию 2-я очередь комплекса по смешению, затариванию и фасовке моторных масел.

Новое производство является самым крупным в РФ по суммарной мощности блендинга (смешения) и фасовки.

Высокотехнологичный комплекс по смешению, затариванию и фасовке моторных масел ОЗСМ рассчитан на производство 110 тыс т моторных масел и фасовку 180 тыс т готовой продукции.

Блендинг оснащён 5-ю аппаратами смешения, системой трубопроводов, обеспечивающей раздельное приготовление масел, аппаратом высокоточной дозировки присадок, специальными устройствами для подготовки компонентов смешения.

Все это позволяет максимально оперативно и в полностью автоматическом режиме производить широкий ассортимент моторных масел, в том числе под брендами G-Energy и Газпромнефть.

Станция фасовки обеспечивает затаривание более 350 наименований продукции и одновременное хранение 10 тыс т упакованных масел. За счет внедрения новейших технологий,

ранее применявшихся только на заводе Газпром нефти в итальянском городе Бари, среднее время приготовления одной партии уменьшено до 4 часов.

Новый комплекс в Омске создавался в 2 этапа.

В мае 2012 г введены в эксплуатацию объекты 1-й очереди, предназначенные для производства тары и фасовки, склад сырья и готовой продукции, а также сверхсовременный резервуарный парк. В рамках второго этапа построена полностью автоматизированная станция смешения масел. Инвестиции в создание комплекса составили порядка 3,4 млрд. руб.

Ввод в эксплуатацию нового производства на Омском заводе смазочных материалов позволит Газпром нефти выпускать в России высокотехнологичные моторные масла, не уступающие по своим характеристикам западным аналогам, и обеспечивать российских потребителей продукцией самого высокого качества. На новой российской площадке компания переняла опыт, накопленный в процессе управления зарубежными активами. Следующий крупный проект, реализация которого запланирована на ОЗСМ в 2018 г - начало выпуска

базовых масел высокой очистки. Это даст возможность отказаться от импорта сырья для производства высококачественных масел, усилив конкурентные позиции компании в России и странах СНГ.

Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ) – основная производственная площадка оператора бизнеса масел Газпром нефти, компании Газпромнефть – смазочные материалы». Всего компания располагает пятью площадками для выпуска моторных масел в России, Италии и Сербии. Общий объем производства составляет более 490 тыс. тонн масел, смазок и технических жидкостей в год.

Газпромнефть – смазочные материалы выпускает масла для бензиновых и дизельных двигателей легковых и грузовых автомобилей, трансмиссионные и гидравлические масла, промышленные масла, сервисные продукты и охлаждающие жидкости под брендами G-Energy и «Газпромнефть», судовые масла под брендом Техасо. Ассортимент компании включает свыше 400 наименований масел и смазок для всех секторов рынка и более 1300 товарных позиций. ●



ПОПУТНЫЙ ГАЗ ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ СЕПАРАЦИИ. КОМПРИМИРОВАНИЕ НИЗКОДАВНОГО ПНГ



Компрессорная станция низкого давления на установке подготовки нефти Варандейского месторождения

А.А. Крамской,
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

А.В. Филиппов,
инженер-нефтяник,
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Попутный нефтяной газ – продукт сепарации нефти

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки.

На каждом месторождении пластовая жидкость, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где происходит её окончательная подготовка до товарной кондиции и сдача потребителю. Цель промышленной подготовки нефти – удаление из неё воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

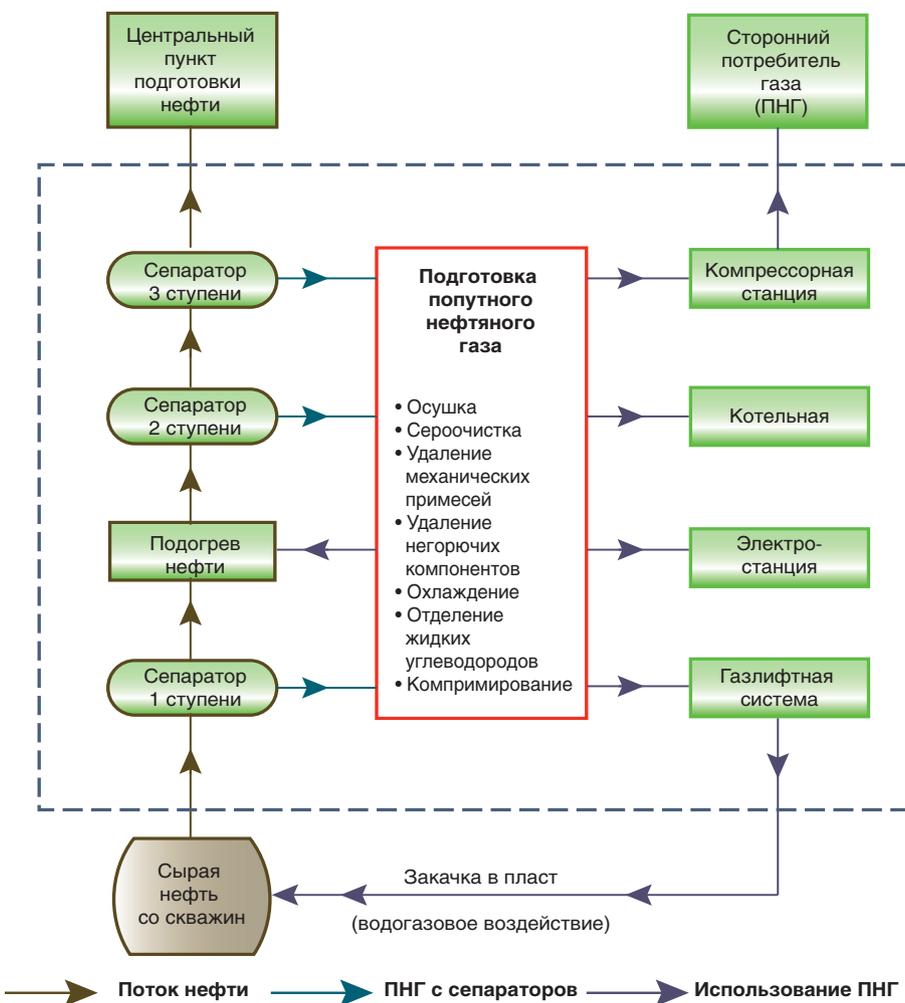


рис-1. Рациональное использование попутного газа



Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ – ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ. Из попутного газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах (фото 1), в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Ступени сепарации

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Степень сепарации называется отделением газа от нефти при



Фото 1. Разделительные сепараторы на установке подготовки нефти

определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от

многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти.

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка; удаление механических примесей; сероочистка; отбензинивание (извлечение жидких углеводородов C_{3+}); удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода); охлаждение; компримирование (фото 2).

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин



Фото 2. Биттемское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». Компрессорная станция для компримирования низконапорного ПНГ

Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. Однако срабатывают не только экономические санкции.

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом (рис. 1). Часть его идёт на собственные нужды промысла – подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

ПНГ надо использовать максимально

Еще недавно вышеописанная схема отображала исключительно использование ПНГ 1-й ступени сепарации. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов C_{3+} значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м^3 , а содержание C_{3+}

– 1000 г/м^3 . Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, в сравнении с тем же показателем в газопроводе 1-й ступени. Газ концевых ступеней отличается также повышенным содержанием механических примесей и капельной влаги. Плюс к этому – его обязательно необходимо компримировать.

То есть, рациональное использование ПНГ последних ступеней требует создания дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки, что повышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов. Поэтому многие добывающие компании шли на затраты крайне неохотно, а зачастую вынужденно устранились от задачи рационального использования такого ПНГ.

Ситуация стала меняться с января 2009 года, когда правительство определило жесткий норматив использования попутного нефтяного газа на уровне 95%. Копоть от горящих факелов очерняет репутацию нефтяных компаний.

Поэтому с каждым годом возрастает число промыслов, где не только экономят на штрафах и компенсационных выплатах, но и извлекают прямую экономическую выгоду из рационального использования ПНГ. Для таких

рачительных эколого-сберегающих компаний на приоритетном месте находится и забота о собственном профессиональном престиже в глазах государства и общества.

Сегодня в условиях падения добычи нефти на многих месторождениях особое значение приобретает максимальное использование попутного газа последних ступеней сепарации. Именно этот газ занимает значительную долю в потерях ПНГ. Учитывая это, нефтегазодобывающие компании пристальное внимание обратили на современные технологические возможности его рационального использования. И те, кто уже предпринял необходимые усилия, на деле убедились в правильности своего решения.

Компримирование – важный этап подготовки низконапорного ПНГ

Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает $0,4\text{--}0,5 \text{ МПа}$, недостаточно для транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю.

Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особен-



Фото 3. Фильтр-скруббер вакуумной компрессорной установки «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского м/р ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»



Фото 4. Адсорбционный осушитель для дополнительной осушки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения ОАО «Аганнефтегазгеология»



Фото 5. Узел учета компримируемого газа в компрессорных установках



Фото 7. Отсек CAV компрессорной установки на КС Мурьянского месторождения

Попутный газ 2-й и последующих ступеней сепарации является низконапорным. Его собственного давления недостаточно для транспортировки между объектами нефтегазодобывающего комплекса или доставки стороннему потребителю.

ностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС, фото 2), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму (0,001-0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Особенности компримирования низконапорного газа

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.



Фото 6. Дожимные компрессорные установки ангарного типа от компании ЭНЕРГАЗ снабжают попутным газом турбины ГТЭС Талаканского месторождения (Якутия)

Необходимость доочистки тяжелого (жирного) ПНГ.

Несмотря на то что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы фильтрации, которая расширяет возможности основных её элементов (газomasляного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер (фото 3), оснащенный автоматической дренажной системой для откачки конденсата;

- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль (фото 3), что обеспечивает компактное размещение оборудования;

- вместе с КУ могут поставляться компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 4).

Риск конденсатообразования.

Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. При этом возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности

на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;

- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001...0,01 МПа).

Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух,

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований.

Фото 8. Компрессорная станция Речицкого месторождения («Белоруснефть») компримирует низконапорный ПНГ



Опыт реализации проектов компримирования низконапорного газа сосредоточен сегодня в компании ЭНЕРГАЗ.

что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Возможные решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;

- комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его

содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа.

По условиям некоторых проектов компрессорные установки компримируют смешанный попутный газ, поступающих с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Параметры исходного газа изменяются и при длительной добыче на одном объекте – в силу истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем при необходимости варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;

- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);

- замерное устройство расхода компримируемого газа (фото 5).

Условия эксплуатации.

Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°С, а температура



Фото 9. Газоудерживающее оборудование низкого давления на ДНС-2 НГДУ «Комсомольскнефть»



наиболее холодной пятидневки – минус 50°C;
 2) особенности состава газа – например, высокое содержание соединений сероводорода;
 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор из различных вариантов исполнения: КУ ангарного (внутрицехового) типа на открытой раме (фото 6), блок-модуль во всепогодном укрытии, КУ в специальном арктическом исполнении (см. фото на стр. 12);
- оснащение КУ модернизированными системами теплообмена, комплектация маслосистемы автоматическим поточным вискозиметром;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов оборудования внутри блока-модуля (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно, когда компрессорные станции

эксплуатируются без резервной установки;

– использование современной САУ (фото 7), которая автоматически поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивает эксплуатационные параметры и связь с верхним уровнем АСУ ТП, управляет системами жизнеобеспечения и безопасности.

Накопленный опыт – ключ к успеху

В нефтегазовом сообществе сложилась традиция – решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным на практике.

Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ функционируют в составе компрессорных станций на ряде объектов нефтегазодобывающей отрасли. Это электростанции собственных нужд (ЭСН), установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции (ЦПС), установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты

сбора нефти (ЦПСН), центральные нефтегазосборные пункты (ЦНГСП), установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Всего в активе компании 48 таких проектов, в них задействовано 115 компрессорных установок.

73 компрессорные установки компримируют ПНГ с давлением в диапазоне 0,16...0,4 МПа на следующих месторождениях: Конитлорское, Западно-Камыновское, Мурьяновское, Юкьяновское, Северо-Лабатьюганское, Тромьганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчю, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Русскинское, Верх-Тарское, Ай-Пимское, Игольско-Таловое, Западно-Могултлорское, Верхнеколик-Еганское*, Пякяхинское*.

Ещё 32 КУ работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01...0,15 МПа) на месторождениях: Алехинское, Быстринское, Комсомольское (фото 9), Ватьёганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Варандейское, Речицкое, Рогожниковское, Восточно-Мессояхское*.

Для компримирования попутного газа с давлением, близким к вакууму (0,001...0,01 МПа), используются 10 КУ на Вынгапуровском (фото 10), Еты-Пуровском, Вынгаяхинском, Советском, Вахском, Ярайнерском* месторождениях.

География проектов ЭНЕРГАЗа по компримированию низконапорного ПНГ охватывает территорию от Республики Беларусь до Крайнего Севера и до Республики Саха (Якутия).



Фото 10. Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» работают на попутном газе с давлением 0,001 МПа

Жизнь убеждает: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах потребуются целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, слаженная работа нефтяников, проектировщиков и производителей специального технологического оборудования. ●



Москва, ул. Б. Почтовая, 34
 тел.: +7 (495) 589-36-61
 факс: +7 (495) 589-36-60
 info@energas.ru
 www.energas.ru

*проекты находятся на стадии реализации

ПО СТУПЕНЯМ НОРМАТИВНОЙ ИЕРАРХИИ

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НОРМАТИВНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ ВЯЗКОСТИ РАЗРУШЕНИЯ



Георгий Макаров,
Профессор кафедры сварки
и мониторинга нефтегазовых
сооружений
РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина,
д.т.н.,
профессор

Тезис о необходимости подтверждения соответствия качества выпускаемой продукции появился сравнительно недавно. Как известно, в Советском Союзе до 1991 года действовали обязательные к применению единые Государственные стандарты на продукцию (ГОСТ), в которых, в частности, указывалось, что «несоблюдение стандарта преследуется по закону». Поэтому дополнительной проверки качества продукции в то время не требовалось. Однако такие строгие подходы и принципы технического регулирования имели как положительные, так и отрицательные стороны. Процедура внесения изменений в конкретный ГОСТ или СНИП была чрезвычайно сложна, что существенно усложняло и сдерживало применение новых материалов и технологий. После 1991 года в функционировании отечественной системы технического регулирования возникли определенные проблемы.

Государственные нормативные документы СССР (ГОСТ, СНИП, ВСН и т.п.) необходимо было пересмотреть и модернизировать для возможности применения их на территории Российской Федерации. В 90-е годы большинство Министерств и ведомств РФ находились в состоянии перманентного реформирования. Поэтому введение в действие многих важных нормативных документов (срок действия которых к тому времени уже истек) осуществлялось посредством отдельных постановлений Правительства РФ. Возникавшая при этом несогласованность приводила к большим нестыковкам и противоречиям в функционировании единой системы технического регулирования, что непосредственно оказывало негативное влияние на производителя и на промышленность в целом.

Для того чтобы исправить ситуацию, в 2002 году был принят Федеральный закон №184-ФЗ «О техническом регулировании», который установил новую иерархию в системе нормативных технических документов (технических требований). Верхний уровень технических требований формируется, так называемыми, Техническими регламентами по безопасности, которые в перспективе должны охватить все виды производственной деятельности. В обеспечение каждого Технического регламента по безопасности должны быть разработаны соответствующие Национальные стандарты (ГОСТ Р) и Своды правил (СП). До момента утверждения новых версий ГОСТ Р и СП на добровольной основе можно применять их соответствующие аналоги: ГОСТ и СНИП. Последнее положение означает, что производственное предприятие самостоятельно внутренними приказами утверждает к применению необходимый комплекс нормативно-технических документов Федерального уровня,

соответствующих номенклатуре выпускаемой продукции.

Федеральный закон №184-ФЗ «О техническом регулировании» также предоставил право крупным Компаниям формировать собственную нормативно-техническую базу – отраслевые нормативные документы: Общие технические требования (ОТТ), Отраслевые регламенты (ОР), Стандарты организации (СТО) и т.п. В тех случаях, когда в Техническом задании (ТЗ) на проектирование нового объекта задаваемые рабочие параметры превышают нормативные значения, регламентируемые Федеральными нормативными документами, Компания разрабатывает специальный нормативно-технический комплекс под этот новый объект, включающий в себя: Специальные технические условия на проектирование и строительство (СТУ), Специальные технические регламенты (СТР), Специальные технические требования (СТТ) и т.п.

При этом, как правило, устанавливаются также специальные технические требования на качество и характеристики закупаемой продукции и комплектующих изделий. Причем эти требования не могут быть ниже, чем соответствующие характеристики, указанные в нормативно-технических документах Федерального уровня. Кроме того, специальные технические требования не продукцию могут включать дополнительные параметры и характеристики, оказывающие значимое влияние на функциональные свойства изделий, и которые ранее не указывались в паспортах на продукцию.

Таким образом, для подтверждения соответствия качества закупаемой продукции техническим требованиям Компании необходимо иметь внутри Компании – Заказчика собственную систему подтверждения соответствия качества продукции. Система



подтверждения соответствия качества продукции (рис. 1) включает два этапа. Вначале уполномоченная экспертная организация Компании – Заказчика выполняет экспертизу Технических условий (ТУ) Компании – Производителя на соответствие Техническим требованиям (ТТ) Компании – Заказчика. После доработки ТУ и приведения их в соответствие с ТТ начинается второй этап – проверка фактических значений заявляемых параметров продукции на соответствие ТУ и ТТ. Экспериментальную проверку и подтверждение фактических значений заявляемых параметров продукции осуществляет сертифицированный Испытательный центр Компании – Заказчика, имеющий лицензию на соответствующие виды испытаний. После подтверждения соответствия заявляемых параметров нормативным требованиям, содержащимся в ТТ Компании – Заказчика, принимается решение о включении ТУ Компании – Производителя в Реестр ТУ и ТТ Компании – Заказчика, что является основанием для допуска Компании – Производителя к участию в тендере на поставку продукции.

Для нефтегазовых компаний, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию крупных трубопроводных систем, качество трубной продукции является ключевым элементом, влияющим на системную надежность будущего объекта. В последнее десятилетие требования к трубам большого диаметра для магистральных трубопроводов существенно изменились. Повышение рабочего давления до значений 9,8-14,0 МПа потребовало применения труб классов прочности K56, K60, K65 и K70. Сложные условия прокладки (высокая сейсмическая активность, наличие активных тектонических разломов,

многолетнемерзлых и скальных грунтов) привело к необходимости включения в технические требования дополнительных параметров по пластичности и вязкости разрушения. Большой запас пластичности и вязкости разрушения гарантирует отсутствие, так называемых, «гильотинных разрывов». Низкое значение температурного порога хрупкости обеспечивает высокую сопротивляемость хрупким разрушениям трубопровода при пониженных температурах эксплуатации.

Применение сталей контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением (когда термообработка листа проката осуществляется непосредственно в процессе прокатки) позволило получать листового прокат трубных сталей одновременно с высокими характеристиками прочности, пластичности и вязкости разрушения, чего ранее невозможно было достигнуть традиционными способами (например, за счет повышения процентного содержания углерода). Для контроля качества микроструктуры листового проката трубных сталей в технические требования на трубы теперь включают такие характеристики, как: полосчатость, зернистость и наличие неметаллических включений.

Особую группу технических требований составляют характеристики сопротивляемости разрушению (статической и динамической трещиностойкости), называемые также показателями вязкости разрушения. Для оценки вязкости разрушения листового металла труб обычно используют деформационный критерий механики разрушения – пластическое раскрытие у вершины трещины. В технические требования на высокопрочные трубы нового поколения (с повышенными эксплуатационными характеристиками) для оценки сопротивляемости зарождению трещины от возможного дефекта стенки трубы включают нормы, соответствующие консервативной оценке статической трещиностойкости. Так, например, величина пластического раскрытия у вершины трещины, определяемая в соответствии с ГОСТ 25.506-85 при температуре минус 20 °С на компактных лабораторных образцах натуральной толщины, изготовленных

из основного металла и металла сварных соединений труб нового поколения для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, должна быть не ниже 0,2 мм.

Для магистральных газопроводов, а также для участков трубопроводов, подвергаемых пневматическим испытаниям, существует опасность возникновения протяженных разрушений. Для того чтобы исключить условия перехода случайно возникшей локальной трещины в протяженное безостановочное разрушение необходимо обеспечить определенный уровень динамической трещиностойкости – сопротивляемости протяженному разрушению. Математическое описание механизма явления протяженного разрушения магистрального газопровода относится к одной из сложнейших теоретических задач динамики и прочности элементов конструкций (общей теории оболочек). Решение этой задачи было получено аналитически с последующей реализацией в виде компьютерной программы – «Программа расчета газопровода на сопротивляемость протяженным разрушениям». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2009614102 от 3 августа 2009 года. Автор: Макаров Георгий Иванович. Правообладатель: ООО «Институт ВНИИСТ». На рис. 2 показаны основные этапы теоретического решения, описывающего динамическую упругопластическую модель механизма протяженного безостановочного разрушения газопровода. На рис. 3 приведена соответствующая расчетная схема. Программа расчета позволяет подсчитать требуемые значения величины пластического раскрытия у вершины трещины, обеспечение которых исключает возможность возникновения протяженных безостановочных разрушений.

Требуемые значения величины пластического раскрытия у вершины трещины дифференцированы в зависимости от значений рабочих параметров газопровода: диаметра и толщины стенки труб, рабочего давления газа, класса прочности труб, способа прокладки (подземный или надземный способ). В табл. 1–3 приведены требования в отношении абсолютной сопротивляемости распространению протяженных разрушений (вне зависимости от способа прокладки) на участках категорий III-IV, I-II и категории В.

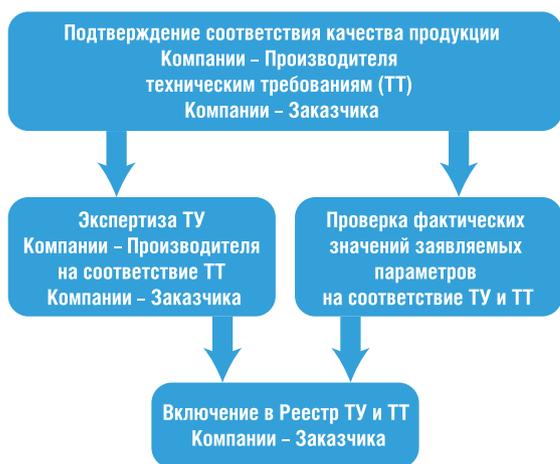


Рис. 1. Система подтверждения соответствия качества продукции

Таблица 1

Требования к вязкости разрушения металла труб для магистральных газопроводов в отношении абсолютной сопротивляемости распространению протяженных разрушений (для всех типов прокладки на участках III-IV категорий)

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Раскрытие в вершине трещины δ_c при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации, для всех типов прокладки на участках III-IV категорий, мм, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1
	6,3	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2
	7,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4
	8,3	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7
	9,8	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2
	11,8	5,1	5,0	5,0	4,9	4,8
	14,7	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7
720	5,4	3,8	3,8	3,8	3,9	4,1
	6,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3
	7,4	4,8	4,7	4,7	4,7	4,6
	8,3	5,4	5,3	5,3	5,3	5,2
	9,8	6,1	6,1	6,0	6,0	5,9
	11,8	7,2	7,2	7,1	7,0	6,9
	14,7	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2
820	5,4	4,3	4,3	4,4	4,5	4,7
	6,3	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9
	7,4	5,4	5,4	5,4	5,3	5,3
	8,3	6,1	6,1	6,1	6,0	5,9
	9,8	7,0	6,9	6,8	6,8	6,7
	11,8	8,2	8,1	8,0	8,0	7,8
	14,7	9,9	9,7	9,6	9,5	9,3
1020	5,4	5,3	5,3	5,4	5,6	5,9
	6,3	6,0	6,0	5,9	5,9	6,1
	7,4	6,8	6,7	6,7	6,6	6,5
	8,3	7,6	7,6	7,5	7,4	7,3
	9,8	8,6	8,6	8,5	8,4	8,3
	11,8	10,2	10,1	10,0	9,9	9,7
	14,7	12,2	12,1	11,9	11,7	11,5
1220	5,4	6,5	6,5	6,5	6,7	7,0
	6,3	7,3	7,3	7,3	7,2	7,3
	7,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0
	8,3	9,3	9,2	9,2	9,1	9,0
	9,8	10,6	10,5	10,4	10,3	10,1
	11,8	12,5	12,4	12,3	12,1	11,9
	14,7	15,0	14,8	14,6	14,4	14,1
1420	5,4	7,6	7,6	7,6	7,8	8,2
	6,3	8,7	8,7	8,6	8,6	8,5
	7,4	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5
	8,3	11,1	11,0	10,9	10,8	10,7
	9,8	12,6	12,5	12,4	12,3	12,1
	11,8	14,9	14,7	14,6	14,4	14,1
	14,7	17,9	17,6	17,4	17,1	16,8

Таблица 2

Требования к вязкости разрушения металла труб для магистральных газопроводов в отношении абсолютной сопротивляемости распространению протяженных разрушений (для всех типов прокладки на участках I-II категорий)

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Раскрытие в вершине трещины δ_c при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации, для всех типов прокладки на участках I-II категорий, мм, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
	6,3	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3
	7,4	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7
	8,3	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1
	9,8	4,8	4,8	4,7	4,7	4,6
	11,8	5,6	5,5	5,4	5,4	5,3
	14,7	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3
720	5,4	4,1	4,1	4,1	4,1	4,2
	6,3	4,6	4,6	4,6	4,5	4,5
	7,4	5,2	5,2	5,2	5,1	5,0
	8,3	5,9	5,9	5,8	5,8	5,7
	9,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4
	11,8	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6
	14,7	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1
820	5,4	4,7	4,7	4,7	4,6	4,7
	6,3	5,3	5,2	5,2	5,2	5,1
	7,4	6,0	5,9	5,9	5,8	5,7
	8,3	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5
	9,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3
	11,8	9,1	9,0	8,9	8,8	8,6
	14,7	10,9	10,8	10,6	10,4	10,2
1020	5,4	5,9	5,8	5,8	5,8	5,9
	6,3	6,6	6,5	6,5	6,4	6,4
	7,4	7,4	7,4	7,3	7,2	7,2
	8,3	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0
	9,8	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1
	11,8	11,3	11,2	11,0	10,9	10,7
	14,7	13,6	13,4	13,2	13,0	12,7
1220	5,4	7,2	7,1	7,1	7,0	7,0
	6,3	8,1	8,0	8,0	7,9	7,8
	7,4	9,1	9,0	9,0	8,9	8,8
	8,3	10,3	10,2	10,1	10,0	9,8
	9,8	11,7	11,6	11,5	11,3	11,1
	11,8	13,9	13,7	13,5	13,3	13,1
	14,7	16,6	16,4	16,2	15,9	15,5
1420	5,4	8,4	8,3	8,3	8,2	8,2
	6,3	9,6	9,5	9,5	9,4	9,3
	7,4	10,9	10,8	10,7	10,6	10,4
	8,3	12,2	12,1	12,0	11,9	11,7
	9,8	13,9	13,8	13,7	13,5	13,2
	11,8	16,5	16,3	16,1	15,9	15,6
	14,7	19,8	19,5	19,2	18,9	18,5



Таблица 3

Требования к вязкости разрушения металла труб для магистральных газопроводов в отношении абсолютной сопротивляемости распространению протяженных разрушений (для всех типов прокладки на участках категории В)

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Раскрытие в вершине трещины δ_c при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации, для всех типов прокладки на участках категории В, мм, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3
	6,3	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7
	7,4	4,3	4,3	4,3	4,2	4,2
	8,3	4,8	4,7	4,7	4,6	4,6
	9,8	5,4	5,4	5,3	5,3	5,2
	11,8	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9
	14,7	7,6	7,5	7,4	7,2	7,0
720	5,4	4,6	4,6	4,6	4,5	4,5
	6,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0
	7,4	5,9	5,8	5,8	5,7	5,7
	8,3	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3
	9,8	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2
	11,8	9,0	8,9	8,8	8,7	8,5
	14,7	10,8	10,7	10,5	10,3	10,0
820	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,1
	6,3	5,9	5,9	5,8	5,8	5,7
	7,4	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4
	8,3	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2
	9,8	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2
	11,8	10,2	10,1	10,0	9,8	9,6
	14,7	12,3	12,1	11,9	11,7	11,5
1020	5,4	6,6	6,5	6,5	6,4	6,4
	6,3	7,4	7,3	7,3	7,2	7,1
	7,4	8,3	8,3	8,2	8,1	8,0
	8,3	9,4	9,3	9,2	9,1	9,0
	9,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,2
	11,8	12,8	12,6	12,4	12,2	12,0
	14,7	15,3	15,1	14,9	14,6	14,3
1220	5,4	8,0	8,0	7,9	7,9	7,8
	6,3	9,0	9,0	8,9	8,8	8,7
	7,4	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8
	8,3	11,6	11,5	11,4	11,2	11,0
	9,8	13,2	13,1	12,9	12,7	12,5
	11,8	15,6	15,4	15,2	15,0	14,7
	14,7	18,8	18,5	18,2	17,9	17,5
1420	5,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,1
	6,3	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4
	7,4	12,2	12,1	12,0	11,8	11,6
	8,3	13,8	13,7	13,5	13,3	13,1
	9,8	15,7	15,5	15,3	15,1	14,8
	11,8	18,7	18,4	18,1	17,8	17,4
	14,7	22,5	22,1	21,7	21,3	20,8

Таблица 4

Требования к вязкости разрушения металла труб для магистральных газопроводов в отношении сопротивляемости распространению протяженных разрушений (для подземной прокладки на участках III – IV категорий)

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Раскрытие в вершине трещины δ_c при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации, для подземной прокладки на участках III – IV категорий, мм, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	6,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	7,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	8,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
	9,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
	11,8	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
	14,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
720	5,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	6,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
	7,4	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
	8,3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
	9,8	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2
	11,8	2,0	1,9	1,8	1,8	1,6
	14,7	2,9	2,8	2,6	2,5	2,3
820	5,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	6,3	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
	7,4	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
	8,3	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
	9,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4
	11,8	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0
	14,7	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9
1020	5,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	6,3	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
	7,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
	8,3	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
	9,8	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8
	11,8	3,0	2,9	2,8	2,7	2,5
	14,7	4,4	4,2	4,0	3,8	3,5
1220	5,4	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
	6,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
	7,4	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5
	8,3	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9
	9,8	3,0	2,9	2,8	2,6	2,4
	11,8	4,2	4,0	3,9	3,7	3,4
	14,7	6,0	5,7	5,5	5,3	4,9
1420	5,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
	6,3	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5
	7,4	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9
	8,3	3,0	2,9	2,8	2,7	2,5
	9,8	4,0	3,8	3,6	3,5	3,2
	11,8	5,5	5,3	5,1	4,8	4,5
	14,7	7,8	7,5	7,2	6,9	6,4

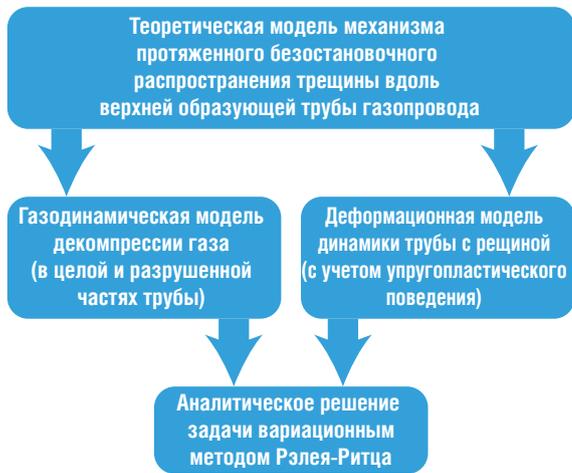


Рис. 2. Основные этапы теоретического решения и типы решаемых задач

Указанные таблицы предназначены для выбора труб по параметру динамической вязкости разрушения (динамической трещиностойкости) при разработке проектов новых и реконструируемых магистральных газопроводов. Поэтому в алгоритм вычислений с помощью компьютерной программы расчета газопровода на сопротивляемость протяженным разрушениям толщина стенки трубы входит как расчетный параметр и подсчитывается по соответствующим формулам СНиП 2.05.06-85* (СП 36.13330.2012) «Магистральные трубопроводы» в зависимости от категорий участков трубопровода: категорий II-IV, I-II и категории В.

Нормативные значения величины пластического раскрытия у вершины трещины в отношении абсолютной сопротивляемости распространению протяженных разрушений для магистральных газопроводов из труб большого диаметра (табл. 1 – 3) для существующих и перспективных трубных сталей практически труднодостижимы. Если же дифференцировать газопроводы по способу прокладки, то оказывается, что для газопроводов подземной прокладки соответствующие нормативные значения раскрытия у вершины трещины существенно ниже, чем для газопроводов наземной и надземной прокладки. Нормативные требования в отношении сопротивляемости протяженному разрушению магистральных газопроводов для подземной прокладки на участках III-IV категорий приведены в табл. 4. Аналогичные сводные таблицы для газопроводов подземной прокладки разработаны для участков I-II категорий и категории В.

Подтверждение соответствия труб по параметру динамической вязкости разрушения (динамической

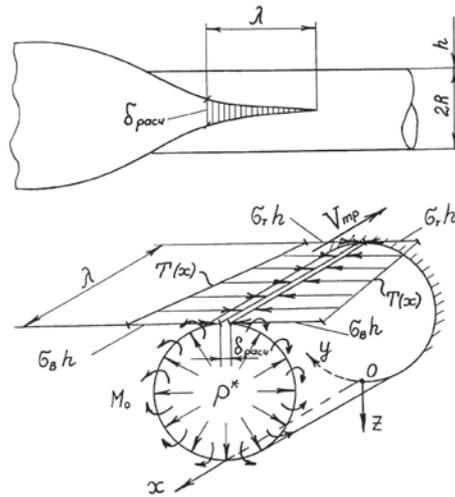


Рис. 3. Расчетная схема и граничные условия

при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации.

Основные требования к проведению полигонных натурных испытаний труб на разрыв изложены в Стандарте организации СТО ВНИИСТ 01297858 0.0095.0-2013 «Натурные испытания труб на разрыв с целью определения вязкости разрушения. Программа и методика испытаний». – М.: ВНИИСТ, 2013.

трещиностойкости) производят путем натурального испытания труб на разрыв внутренним гидростатическим давлением. Определение фактических значений требуемых механических свойств металла труб, обеспечивающих сопротивляемость протяженным разрушениям, ввиду сложности механизма деформирования стенки трубы при протяженном безостановочном разрушении в принципе невозможно осуществить в лабораторных условиях на каких-либо образцах. Адекватное воспроизведение механизма деформирования стенки трубы в области вершины, стационарно движущейся трещины при протяженном разрушении возможно только на реальной трубе при разрыве ее внутренним давлением газа или жидкости. Натурные испытания труб поставляемой партии на разрыв внутренним давлением с регистрацией величины пластического раскрытия у вершины трещины следует проводить

На рис. 4 показана фотография производственного участка сварки и подготовки трубы к испытанию.

Испытываемая труба с приваренными к торцам сферическими днищами и нанесенным иницирующим поверхностным надрезом медленно нагружается внутренним давлением жидкости до разрушения. Испытания проводят в бронекамере. Управление параметрами и режимами испытания осуществляют дистанционно. После испытания промеряют толщину стенки трубы по окружности в различных поперечных сечениях трубы, вправо и влево от поверхности разрыва. По площади получившихся эпюр остаточного утонения стенки трубы подсчитывают значения величины пластического раскрытия у вершины трещины. На рис. 5 приведена фотография одной из разрушенных труб после испытания.

Анализ характера изменения нормативных значений раскрытия в вершине трещины (табл. 4) показывает, что требования в отношении сопротивляемости протяженным разрушениям особенно сильно возрастают при увеличении проектного давления в газопроводе свыше 9,8 МПа (100 атм.) для всех типоразмеров труб. Вероятно, именно это обстоятельство на сегодняшний день является определяющим при принятии решения об ограничении величины проектного давления для новых проектируемых магистральных газопроводов из труб большого диаметра.

Величину рабочего давления для сухопутных участков магистральных газопроводов из труб классов прочности K56 ... K80 диаметром 1020 – 1420 мм следует ограничить значением 14,7 МПа (150 атм.). ●



Рис. 4. Подготовка образца трубы к испытанию



Рис. 5. Общий вид разрушенной трубы после испытания



Нагрузочные модули

Применение нагрузочных модулей
Crestchic Loadbanks:

- Заводские испытания турбин, генераторов и генераторных установок (ДГУ, ТГУ, КГУ);
- Пуско-наладочные испытания и синхронизация ГПУ, ГТУ;
- Испытания аккумуляторов и ИБП;

Активно-реактивные нагрузочные модули
от 50 кВА до 6000 кВА

Резистивные нагрузочные модули
от 2 кВт до 6000 кВт



www.crestchic.ru

+7(495)-225-44-61

АЛЬЯНС С ПОТРЕБИТЕЛЕМ КРУПНЕЙШИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ТРУБ ДЕЛАЕТ СТАВКУ НА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

По итогам 2013 года Трубная Металлургическая Компания (ТМК) вновь стала крупнейшим производителем трубной продукции в мире. Компания держит первенство по объемам производства уже пять лет подряд и даже сложности, которые переживает мировая металлургическая отрасль, не помешали ТМК в прошлом году установить новый рекорд по отгрузке продукции – более 4,3 млн тонн. О том, за счет чего удается достигать таких результатов в непростое для металлургов время, рассказал заместитель генерального директора ТМК по нефтегазовому сервису Сергей Билан.



Билан С.И.,
заместитель генерального
директора по нефтегазовому
сервису ТМК

– Сергей Иванович, почему, когда большинство металлургических компаний сокращают объемы производства, ТМК их увеличивает? В чем секрет?

– Особого секрета здесь нет. Мы, как и все ведущие компании отрасли, внимательно следим за динамикой рынка и стремимся учитывать тенденции его развития. Для нас, например, еще со времени создания компании в 2001 году было очевидно, что, производя только стандартную трубу, мы не сможем развиваться так, как планировали. Чтобы повышать доходность и быть конкурентоспособными, нужно разрабатывать и внедрять в производство высокотехнологичные виды продукции. А собственные разработки требуют соответствующей научно-исследовательской базы. Так компания стала развивать

производство труб с премиальными резьбовыми соединениями и заниматься НИОКР.

Одновременно появилась потребность обучать использованию новых продуктов, выезжать на нефтепромыслы, сопровождать спуски трубной продукции, – то есть предоставлять сервисные услуги нашим основным потребителям, российским нефтегазовым компаниям. Так более пяти лет назад в структуре компании появилось подразделение ТМК-Нефтегазсервис (ТМК НГС). И вот уже несколько лет мы позиционируем нашу компанию не как металлургическую, а как субъект нефтегазового сервиса.

Жизнь показала, что наша стратегия оказалась верной. Сейчас, чтобы выживать на рынке, нужно не просто вовремя поставить трубу в необходимых объемах под конкретное месторождение, и даже под конкретную скважину с учетом ее особенностей, но и производить аксессуары и скважинное оборудование, а также осуществлять супервайзинг при спуске и эксплуатации колонн. Причем, такая ситуация не только в России, а во всех основных нефтегазовых регионах мира. Потребитель заинтересован получить не только трубы, а целый комплекс услуг.

– Чем высокотехнологичная продукция, которую вы производите, принципиально отличается от обычной, и где она применяется?

– Премиальная продукция предназначена для эксплуатации в скважинах со сложными условиями

добычи углеводородов. Эпоха легкой нефти подходит к концу. Нефтяники и газовики идут на Крайний Север, осваивают шельфовые месторождения, бурят горизонтальные и наклонно-направленные скважины. «Рядовые» трубы для этих целей не подходят. Для решения таких задач ТМК разработала в России целую линейку премиальных резьбовых соединений.

Еще одно семейство премиальных резьбовых соединений было разработано на предприятиях Американского дивизиона ТМК, которые вошли в состав компании в 2008 году. Несколько лет мы развивали оба этих семейства параллельно. За счет кооперации между дивизионами мы достигли синергетического эффекта. В частности, в 2011 году выпуск премиальных соединений ULTRA, разработанных в США, был освоен на Орском машиностроительном заводе, входящем в ТМК, а предприятия Американского дивизиона получили возможность производить и продавать соединения российской разработки на рынке Северной Америки.

В прошлом году мы сделали еще один шаг в развитии этого сотрудничества, объединив два семейства премиальных соединений под единым брендом ТМК UP (ТМК Ultra Premium). Мы считаем, что этот шаг расширит возможности компании по участию в тендерах на поставку премиальной трубной продукции, будет способствовать унификации глобального комплексного предложения ТМК. Теперь перед нами стоит задача продвижения этого бренда, повышения уровня узнаваемости



TMK — первый
российский производитель
стальных труб
с 13 % хрома

13 Cr

НКТ и обсадные бесшовные трубы из стали с содержанием хрома 13% имеют высокую стойкость к агрессивным средам и используются, как самый экономически эффективный способ защиты от углекислотной коррозии

НА СУШЕ

В МОРЕ

CO₂

ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва,
ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600
факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

премиальных продуктов компании как в России, так и на международном рынке.

– Какие новинки ТМК предлагает на нефтегазовом рынке?

– Мы пытаемся найти ниши, где либо являемся первопроходцами, либо обладаем серьезными конкурентными преимуществами. ТМК – одна из трех компаний в мире, которые производят теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ). Их сложнейшая конструкция – труба в трубе, с вакуумом в межтрубном пространстве – позволяет эффективно противостоять растеплению многолетнемерзлых грунтов вокруг скважины и тем самым сохранить ее от разрушения. Мы производим ТЛТ на СинТЗ и поставляем Газпрому, Роснефти, Лукойлу. Это уже не трубная продукция, а скорее машиностроительная. Она позволяет безаварийно добывать нефть и газ в условиях вечной мерзлоты.

Важным направлением является освоение выпуска продукции из стали Хром 13, стойкой к агрессивным средам. Специалисты ТМК впервые в России разработали собственную специальную сталь мартенситного класса и освоили процесс ее выплавки. Уже отгружены партии обсадных, насосно-компрессорных труб из этой стали, которые предназначены для эксплуатации на газовых и газоконденсатных месторождениях в районах с пониженными температурами в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, скважинах с высоким содержанием CO₂.

Мы заодно продвинулись в освоении технологии будущего – бессмазочных резьбовых соединений. Данная технология обеспечивает герметичность резьбы обсадной и насосно-компрессорной колонны без использования резьбоуплотнительной смазки. Для потребителей это важное преимущество – упрощается и сокращается по времени процесс спуска колонны в скважину, что ведет к сокращению финансовых издержек в процессе строительства. Не менее важно, что это чистая технология с точки зрения экологических требований. В прошлом году мы начали поставки промышленных объемов этой продукции. Работы над совершенствованием данной технологии продолжаются.

– Что дало производство премиальных продуктов для ТМК? Какие результаты достигнуты?

– ТМК входит в тройку крупнейших производителей этого вида продукции в мире, а на российском рынке премиальных соединений является лидером. Нами разработано и запатентовано 15 премиальных резьбовых соединений для обсадных и насосно-компрессорных труб, которые позволяют полностью комплектовать трубные колонны продукцией ТМК для любых типов скважин и условий эксплуатации.

Результаты также выражаются в росте показателей отгрузки, доходности, в укреплении репутации компании как надежного поставщика востребованных на рынке продуктов. Объемы отгрузки

нашей премиальной продукции растут неплохими темпами – в 2012 году они возросли на 36,6% по сравнению с 2011 годом, а по итогам 2013 года рост составил 26,3%. В 2013 году ТМК поставила своим клиентам более 360 тыс. тонн труб OCTG с премиальными резьбовыми соединениями. Сейчас премиальная продукция формирует около 20% EBITDA ТМК. Это – очень хороший показатель, и мы будем стремиться его повышать и далее.

– А как вы решаете задачи разработки новых продуктов?

– Компания развивает собственную научно-исследовательскую базу. Общую координацию и планирование НИОКР осуществляет Научно-технический совет ТМК, который тесно взаимодействует с двумя R&D центрами Компании в России и США. Лаборатории и технологические подразделения имеются на всех производственных предприятиях компании.

Весной 2013 года ТМК заключила соглашение с фондом «Сколково» о создании и размещении центра НИОКР ТМК в технопарке фонда. Он станет третьим научно-исследовательским подразделением компании вместе с институтом РосНИТИ в Челябинске и R&D центром в Хьюстоне. Мы рассчитываем, что инновационный центр в «Сколково» откроет новые возможности для разработки и внедрения перспективных технологий и видов продукции.

Расширяя продуктовую линейку, мы идем за клиентами — крупнейшими нефтегазовыми компаниями. Научно-исследовательская деятельность ведется совместно с ключевыми потребителями и их научными центрами. Мы сотрудничаем с Газпром ВНИИГАЗ, ВНИИнефть. Нашими партнерами также являются множество академических и исследовательских организаций со всего мира – РГУНГ имени Губкина, Массачусетский Технологический Институт, Питтсбургский университет и другие. В России с Роснефтью, Сургутнефтегазом, Газпромом мы имеем долгосрочные научно-исследовательские программы, в рамках которых создаем новые виды продукции под конкретные проекты и месторождения. В рамках этой деятельности в 2013 году было освоено около 100 новых видов продукции с уникальными свойствами.





– А кадры где берете?

– В ТМК по обе стороны океана работает около 200 инженеров-исследователей, в том числе доктора и кандидаты наук. Мы оснастили их всем необходимым, подчас уникальным оборудованием. Это позволяет непрерывно совершенствовать нашу продукцию и технологии ее изготовления. Но хорошо квалифицированные исследователи всегда в дефиците, поэтому мы целенаправленно вкладываемся в их подготовку. Именно поэтому ТМК запустила свою стипендиальную программу для одаренных студентов МИСиС. Мы ежегодно проводим молодежные научно-практические конференции как на предприятиях компании, так и на уровне ТМК, в которых участвуют не только сотрудники российских заводов, но и молодые исследователи из Европейского и Американского дивизионов компании. В этом году состоится юбилейная, уже десятая по счету молодежная конференция. В ближайших планах – создание корпоративного университета ТМК.

– Если говорить о нефтегазовом сервисе, насколько сильны ваши позиции в этом сегменте?

– Предприятия нашего подразделения ТМК Нефтегазсервис оказывают услуги по производству и ремонту буровых, НКТ и обсадных труб, термообработке, нанесению защитных покрытий, изготовлению широкого сортамента элементов трубных колонн и скважинного оборудования. Наши специалисты содействуют комплектации, сборке и спуску

трубных колонн в скважины, проводят обучение технического персонала компаний-потребителей. Большую часть нашей работы составляет управление запасами. Реализация продукции в комплексе с сервисными услугами дает компании конкурентные преимущества и позволяет увеличивать продажи труб нефтегазового сортамента.

Некоторые услуги, предоставляемые ТМК российским потребителям, уникальны. Например, в прошлом году ТМК выступила поставщиком трубной продукции и сервисных услуг по подготовке скважин на месторождении компании «Оренбургнефть» (входит в «Роснефть») к гидроразрыву пласта. Данная технология широко используется во всем мире для разработки и интенсификации добычи углеводородов, и ТМК является одним из основных поставщиков труб для решения таких задач.

– ТМК развивает нефтегазовый сервис только в России или в других дивизионах тоже?

– ТМК – глобальная компания. Мы стараемся предлагать нашу продукцию во всех основных регионах добычи углеводородов. То же самое касается и нефтегазового сервиса. Развивая нефтесервисное направление, год назад мы построили и запустили новое предприятие по выпуску труб с премиальными резьбовыми соединениями и сервисному обслуживанию в Эдмонтоне (Канада). В апреле 2013 года дочерняя компания ТМК — OFS International (США) —

приобрела активы по сервисному обслуживанию трубной продукции и производству аксессуаров для нефтегазодобывающей отрасли в Хьюстоне (Техас, США). Трубный рынок США – самый большой и один из самых привлекательных в мире, особенно с учетом значительных объемов сланцевого бурения, при котором широко применяются трубы с премиальными соединениями. Хьюстон, где размещаются наши активы, – центр нефтегазовой отрасли Америки. Наше предприятие OFS International, расположенное здесь, обладает мощностями по нарезке более 700000 соединений и производству около 250 000 соединительных муфт в год, а также предоставляет услуги по инспекции труб и занимается производством различного скважинного оборудования, широко применяемого в нефтегазовой отрасли.

Практически в то же время мы зарегистрировали в Абу-Даби (ОАЭ) сервисный центр Threading and Mechanical Key Premium LLC, который будет специализироваться на ремонте труб и скважинного оборудования, а также осуществлять нарезку резьбы на различных элементах трубных колонн. Недавно центр был квалифицирован компанией ADCO в качестве поставщика услуг нефтегазового сервиса. Это позволяет компании участвовать в тендерах ADCO и других нефтегазодобывающих компаний региона в качестве подрядчика по нарезке премиальных резьбовых соединений и предоставлению услуг по ремонту трубной продукции – отдельно и в комплексе с поставкой трубной продукции. Нефтегазовые компании Ближнего Востока ставят одним из условий участия в тендерах наличие сервисного центра в регионе. Ближний Восток и Северная Африка – важнейший нефтегазовый регион, стратегически важный для нас. Статус квалифицированного поставщика ADCO будет способствовать привлечению заказов и от других крупных региональных компаний и подразделений мировых нефтегазодобывающих корпораций. Мы рассчитываем, что в этом году объемы предлагаемой продукции и услуг нефтесервисных предприятий ТМК будут расти, а география поставок будет расширяться. ●

ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНЫЙ МЕЙНТЕНАНС

КЛЮЧЕВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ



**Святослав Тимашев,
Анна Бушинская,
НИЦ «НИР БСМ» Уро РАН**

Трубопроводные системы являются стовым хребтом критических инфраструктур любой нефте-газодобывающей страны или региона. Не случайно, что наиболее высокие уровни жизни наблюдаются в странах, инфраструктура которых содержит безопасно функционирующих магистральные нефте-газовые магистрали. Аварии таких систем, ведущие к смертям и увечьям, нарушению окружающей среды приводят, как правило, к дорогостоящим искам против операторов трубопроводных систем и привлечению к ответственности тех лиц, которые допустили аварию или катастрофу.

Методология предсказательного мейнтенанса (технического обслуживания и ремонта), основанная на критерии риска (ПМКР) [16] позволяет заглянуть в будущее состояние трубопровода с гораздо большей ясностью и точностью, чем это позволяют существующие методы, и приводит к улучшенным планам управления целостностью трубопроводов, с расходами и трудозатратами близкими к оптимальным. ПМКР трубопроводов основан на использовании

количественного анализа риска при принятии решений по мейнтенансу трубопроводов и использовании различных показателей состояния трубопровода, запускающих те или иные мейнтенанс-действия [17]. Накопленные операторами трубопроводов институциональные знания и мировой опыт позволяет использовать некоторые физические параметры функционирующих трубопроводов в качестве «красных флагов». Вероятность отказа (ВО) трубопроводной системы оценивается на основе практически всех разделов конструкционной механики и надежности. Последствия ВО трубопровода включают в себя потерю собственности, дохода, ухудшение состояния окружающей среды, человеческие потери, и потерю имиджа. Методика ПМКР объединяет все промежуточные результаты с использованием различных инструментов анализа для получения количественной оценки риска.

Коммуникация риска является важной компонентой ПМКР. При информировании руководства трубопроводной компании о результатах ПМКР, форма и содержание предсказательного мейнтенанса должны обеспечивать простоту понимания возникших проблем риска и целостности трубопроводной взаимозависимой критичной инфраструктуры для исполнительного и финансового директоров компании. Говоря о лидерстве, некоторые фирмы подумывают о введении у себя на предприятии должности директора по рискам. Руководство трубопроводных компаний предпочитает простые качественные ответы на вопросы о мейнтенансе своих имущественных комплексов.

С развитием трубопроводной технологии она неизбежно становится все более сложной. Для сохранения при этом «простого» формата процесса принятия решений, необходимо автоматизировать процесс сбора необходимой информации, ее верификации и последующей оценки риска, и представлена в простой визуальной форме. ПМКР удаляет огромный пласт неопределенности и позволяет использование количественных инструментов для вычисления будущих моментов времени, которые запустят диагностику/ мейнтенанс/ ремонт/ изменение режимов перекачки. Это не означает, что трубопровод с таким мейнтенансом будет «абсолютно» безопасным, но частота отказов такой системы будет на порядок меньше чем у трубы, эксплуатирующейся по традиционной технологии.

Для успешного использования ПМКР топ-менеджеры компании должны быть искренне заинтересованы в использовании данного инновационного подхода, который позволяет одновременно повысить безопасность трубопровода, эффективность ее функционирования и существенно улучшить финансовые показатели фирмы. Они





должны также иметь в виду, что при использовании последних инноваций они получают «прививку» против возможных исков. Трубопроводная компания должна также соответственным образом обучать свой персонал, занимающийся мейнтенансом трубопровода. В настоящее время все необходимые компоненты ПМ уже разработаны. Фирмы, которые первыми начнут применять эту технологию, выигрывают в наибольшей степени. Прогноз показывает, что в течение ближайших лет ПМКР станет зрелой и широко применяемой технологией мейнтенанса трубопроводных систем.

У современного общества нет иного выхода как научиться жить в сложном мире, окруженной различными угрозами. В этом контексте необходимо объединить усилия для предотвращения отказы трубопроводов и минимизировать их последствия. Как говорится, нужны двое чтобы станцевать танго. Необходимо установить взаимопонимание между владельцем/оператором трубопровода, диагностом, и фундаментальной и прикладной наукой, чтобы ускорить прогресс трубопроводной индустрии. В статье описывается комплексная, практическая методология предсказательного мейнтенанса трубопроводных систем с дефектами типа «потеря металла» и «несплошность металла стенки трубы».

Дефекты, выявленные в результате внутритрубной диагностики (ВТД), подразделяются на три категории в зависимости от их вида, размеров и запаса прочности: опасные, потенциально опасные, неопасные. Опасные дефекты – требуют ремонта в кратчайшие сроки. Потенциально опасные дефекты – дефекты, не входящие в категорию опасных, однако размеры,

Основы предсказательного мейнтенанса

Классификация выявленных дефектов

Все дефекты, выявленные в результате внутритрубной диагностики (ВТД), подразделяются на три категории, в зависимости от их вида, размеров и запаса прочности: опасные, потенциально опасные, неопасные.

Опасные дефекты – требуют ремонта в кратчайшие сроки. Опасными являются локальные поверхностные дефекты, глубина которых превышает 80% толщины стенки для трубопроводов, транспортирующих некоррозионные среды и 60% толщины стенки для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды; и с запасом прочности относительно разрушающего давления менее, чем для потенциально опасных дефектов.

Потенциально опасные дефекты – дефекты, не входящие в категорию опасных, однако размеры, которых превышают требования действующих нормативных документов (НД). Для этих дефектов требуется наружное обследование и ремонт в плановом порядке.

Неопасные – не снижают несущей способности трубы и не требуют наружного обследования и ремонта. К ним относятся поверхностные аномалии металла труб, допустимые требованиями НД, а также внутренние металлургические дефекты.

Ранжирование дефектов по степени опасности по критерию возможного отказа типа «разрыв»

Коэффициент запаса прочности дефектного участка трубопровода по критерию возможного отказа типа «разрыв», определяется по формуле:

$$N_1 = P_f / P_{op}$$

которых превышают требования действующих нормативных документов. Неопасные – не снижают несущей способности трубы и не требуют наружного обследования и ремонта. Данная методика определения степени опасности дефекта, учитывает только сценарий отказа дефекта типа «разрыв». Для учета обоих сценариев отказа «течь» и «разрыв» строится экспресс-оценка степени опасности дефектных участков трубопровода, которая проводится на компьютере, путем построения графиков, ограничивающие размеры дефектов трубопровода и позволяющие принимать оперативные решения о мерах по дальнейшей эксплуатации трубопровода. Методика, описанная в работе, представлена также для дефектов типа «несплошность металла стенки трубы». Несплошности металла стенки трубы возникают в процессе сталеплавленного и прокатного производства, а также в процессе эксплуатации. К этим дефектам относятся: металлургические расслоения, водородные расслоения, закаты и плотные неметаллические включения. Для дефектов, относящихся к этому типу, оценка степени опасности производится только после приведения дефекта к поверхностному дефекту типа «потеря металла». В работе представлены модели приведения несплошности металла к поверхностным дефектам типа «потеря металла».

Расчет вероятностной оценки прогнозирования остаточного ресурса трубопровода проведено с учетом вероятностного подрастания дефектов. Для этого определяется максимальная, с заданной вероятностью γ , скорость коррозии по всем дефектам. В качестве основного показателя определяется гамма – процентный ресурс, задаваемый двумя численными значениями: наработкой и выраженной в процентах вероятностью того, что в течение этой наработки предельное состояние не будет достигнуто.

Данная работа описывает случай успешного применения описанной технологии к наземному трубопроводу с двумя типами дефектов (коррозия и расслоение) транспортирующему сильно действующий коррозионный конденсат.

где P_f – оценка давления разрушения единичного дефектного участка трубы, вычисленная с помощью различных методик оценки остаточной прочности трубопроводов: B31G [1], modified B31G (B31Gmod) [2], DNV [3], PCORRC (Battelle) [4] or Shell92 [5]; P_{op} – рабочее давление перекачки.

Потенциальная опасность дефектного участка трубопровода оценивается по значению коэффициента запаса прочности с помощью следующих условий [6, 7]: для опасных дефектов $N_1 \leq k_1 \cdot N_2 + k_2$;

для потенциально-опасных дефектов $k_1 \cdot N_2 + k_2 < N_1 < N_2$; (1)

для неопасных дефектов $N_1 \geq N_2$,

где коэффициенты $k_1 = 0.7$, $k_2 = 0.3$ для трубопровода, транспортирующего некоррозионные среды; $k_1 = 0.6$, $k_2 = 0.4$ для трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие среды;

N_2 – допускаемый коэффициент запаса прочности, определяемый по формуле:

$$N_2 = \sigma_s / [\sigma] \quad [\sigma] = SMYS / n_k,$$

где $SMYS$ – минимальный предел текучести материала трубы; n_k – коэффициент запаса по допускаемым напряжениям; σ_s – напряжение текучести, которое вычисляется на основе используемой методики. Например, методики B31G [1], B31Gmod [2], Shell92 [5] и DNV [3] для оценки остаточной прочности участка трубопровода с продольно-ориентированным дефектом, базируются на уравнении критерия пластического разрушения, имеющего вид [8]:

$$\sigma_f = \sigma_s \frac{(A_0 - A)}{(A_0 - AM^{-1})} \quad (2)$$

где σ_f – кольцевые напряжения при разрушении дефектного участка трубопровода; A_0 – исходная площадь продольного сечения поврежденного участка трубы, $A_0 = l \cdot wt$, где l – максимальная длина дефекта вдоль оси трубопровода, wt – толщина стенки трубы; A – площадь дефекта в продольном (осевом) сечении дефектного участка трубы, $A = k_s \cdot l \cdot d$, где d – максимальная глубина дефекта; k_s коэффициент формы дефекта (зависит от используемой методики, например, для B31Gmod k_s); M – коэффициент Фолиаса.

Заметим, что степень опасности дефекта, определяемая по условиям (1), учитывает только сценарий отказа дефекта типа «разрыв».

С помощью коэффициента запаса прочности можно рассчитать допустимое рабочее давление (ДРД) дефектного участка трубопровода по формуле:

$$P_a = P_f / N_2 \quad (3)$$

Экспресс-оценка степени опасности дефектных участков трубопровода

Для экспресс-оценки прочности дефектных участков трубопровода, когда учитываются два возможных сценария отказа «течь» и «разрыв», строятся графики, ограничивающие размеры дефектов трубопровода и позволяющие принимать оперативные решения о мерах по даль-

нейшей эксплуатации трубопровода. Эти графики позволяют также осуществлять классификацию потенциальной опасности дефектов трубопровода в зависимости от области их расположения на графиках (см. рис. 1).

Прямая I представляет собой припуск на коррозию и ограничивает зону 1 проектных условий эксплуатации трубопровода (10% или 20% wt).

График II получают путем пошаговых вычислений по формуле (3) ДРД дефектного участка трубопровода до величины рабочего (проектного или планируемого) давления трубопровода P_{op} при изменении длины и глубины дефекта в формуле (2), с шагом соответственно 1 мм и 0,05 мм. При этом в трубопроводе допускается рабочее давление с проектным коэффициентом запаса прочности $N_1 = N_2$ относительно разрушающего давления.

График III получают путем пошаговых вычислений ДРД дефектного участка трубопровода до величины, при которой разрушающее давление P_f в $N_1 = [0,8 \cdot N_2 + 0,2]$ раза больше рабочего давления трубопровода, при изменении длины и глубины дефекта в формуле (2).

График IV получают путем пошаговых вычислений ДРД дефектного участка трубопровода до величины рабочего давления трубопровода при изменении длины и глубины дефекта в формуле (2) и коэффициенте запаса прочности N_1 , ограничивающим предельные размеры потенциально опасных дефектов.

График V строят путем пошаговых вычислений расчетного разрушающего давления P_f дефектного участка трубопровода до величины рабочего давления трубопровода P_{op} при изменении длины и глубины дефекта в формуле (2), то есть определяют размеры дефектов,

способных вызвать разрушение трубопровода при рабочем давлении и $N_1 = 1$.

Горизонтальные участки, ограничивающие предельную глубину дефектов, получают переносом точки с графика IV в месте, соответствующем 60% или 80% толщины стенки трубы на графики II и III.

В зависимости от области расположения данных ВТД на графиках определяют условия дальнейшей эксплуатации или ремонта дефектных участков трубопровода:

Область 1 – припуск на коррозию, проектные условия эксплуатации трубопровода.

Область 2 – допустимое состояние эксплуатации трубопровода, содержащего допустимые дефекты в условиях, обеспечивающих эффективную электрохимическую и ингибиторную защиту.

Область 3 – участок трубопровода содержит потенциально опасные дефекты и подлежит ремонту.

В плановом порядке проводится ремонт, если дефект находится ниже желтой линии графика III, делящего область 3, и в течение года, если дефект находится выше желтой линии графика.

Область 4 – участок трубопровода содержит опасные дефекты и подлежит ремонту в кратчайшие сроки (внеплановый ремонт).

Область 5 представляет собой условную область разрушения, найденную согласно используемой методики для вычисления давления разрушения.

Данная экспресс-оценка прочности дефектных участков трубопровода, в отличие от оценки степени опасности дефектов, определяемой по условиям (1), учитывает не только сценарий отказа дефекта по типу «разрыв», но и сценарий по типу «течь».

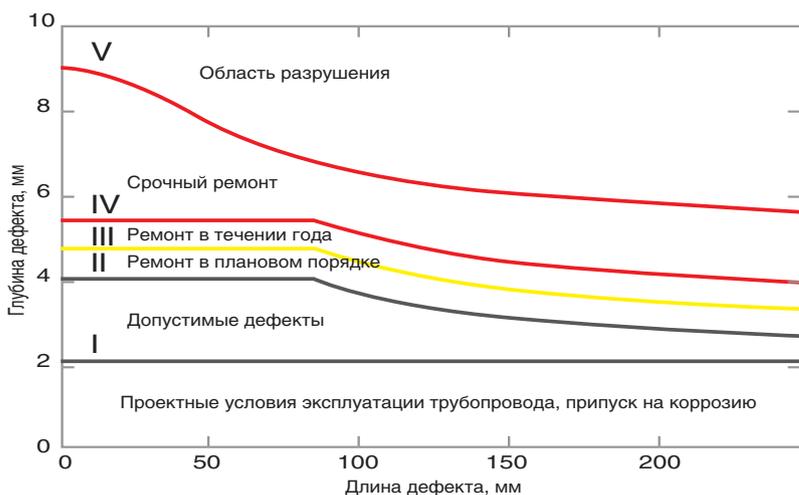


Рисунок 1. Графическое представление областей параметров дефектов с различной степенью потенциальной опасности (для трубопровода с wt = 9 мм)



Модели приведения дефекта типа «неплотность стенки трубы» к поверхностному дефекту типа «потеря металла»

Неплотности металла стенки трубы возникают в процессе сталеплавильного и прокатного производства, а также в процессе эксплуатации. Согласно [6, 7] к ним относятся: металлургические расслоения, закаты и плотные неметаллические включения. Модели приведения [6, 7] неплотности металла к поверхностным дефектам типа «потеря металла» и определения приведенного дефектного слоя металла стенки трубы, для непротяженных неплотностей, когда длина дефекта меньше либо равна 0.2 диаметра трубы ($l \leq 0.2D$) приведены на рис. 2. На рис. 2 d – толщина обнаруженной неплотности, d^* – толщина

приведенного дефекта (после приведения используется как глубина), l – длина неплотности вдоль оси трубопровода, wt – толщина стенки трубы, wt_r – остаточная толщина стенки трубы. Согласно рис. 2 во всех случаях, за исключением одного (см. последний пример рис. 2), приведенная толщина неплотности равна обнаруженной толщине, то есть приведение дефекта не требуется. Для протяженных неплотностей ($l > 0.2D$) без выхода на поверхность стенки трубы глубина приведенного дефектного слоя равна наибольшему перепаду расположения расслоения по окружности трубы и половине перепада расположения расслоения вдоль трубы:

$$d^* = d_l + 0.5d_a,$$

где d_a – толщина поврежденного слоя металла протяженного дефекта в направлении вдоль оси трубы; d_l – толщина поврежденного слоя металла протяженного

дефекта в окружном направлении трубы.

Величина приведенного дефектного слоя для протяженных неплотностей металла стенки трубы определяется по формуле:

$$d^* = d_l + d_a - 0.5d_a \left(1 - \frac{l_a}{l}\right) \left(1 - \frac{l_\varphi}{l}\right),$$

$l_\varphi < D,$

$$d^* = d_l + d_a, \quad l_\varphi \geq D,$$

где l_φ длина дефекта по окружности трубы.

Если протяженное расслоение ($l > 0.2D$) выходит на наружную поверхность трубы на длине l_a вдоль оси трубы (продукт не проникает в стенку трубы), то разрушающее давление определяет только глубина дефектного слоя.

Металл, со стороны наружной поверхности трубы, несет часть нагрузки от давления совместно с бездефектным слоем металла. Приведенная величина дефектного слоя металла стенки трубы в этом случае определяется по формуле:

$$d^* = d_l + d_a - 0.5d_a \left(1 - \frac{l_a}{l}\right).$$

Для дефектных участков трубопровода типа «неплотность металла трубы» после приведения их к дефектам типа «утонение стенки трубы» оценка степени опасности производится как для дефектов типа «потеря металла». Формулы для других случаев приведения можно найти в [6, 7].

Пример. Рассмотрим дефекты типа «расслоение», параметры которых приведены в табл. 1. Приведем дефекты типа «расслоения» к поверхностным дефектам типа «потеря металла». Оба дефекта протяженные, так их длина по оси трубы $l > 0.2D = 65$ мм.

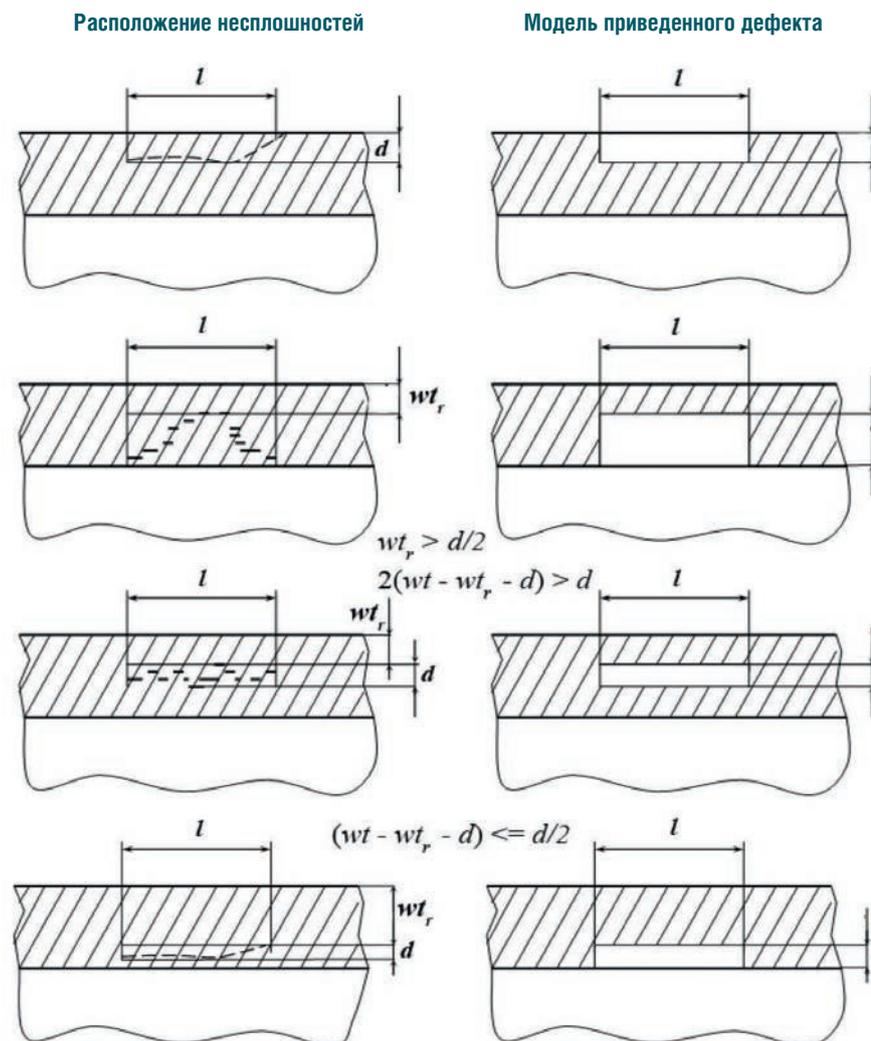


Рисунок 2. Расположение неплотности металла и модель приведения ее к поверхностному дефекту типа «потеря металла»

Таблица 1. Параметры дефектов типа «расслоение»

№	Тип дефекта	Толщина повреждения, мм	Длина l по оси трубы, мм	Длина la выхода на поверхность, мм
1	расслоение	2.25	224.00	—
2	расслоение с выходом на внешнюю поверхность трубы	1.80	99.00	22

Для первого дефекта, не выходящего на поверхность трубы, определим приведенную глубину по формуле (4), считая, что максимальная толщина повреждения da вдоль оси трубы равна толщине d_l по окружности:

$$d^* = d_l + 0.5d_a = 2.25 + 0.50 \cdot 2.25 = 3.38.$$

Для второго дефекта воспользуемся формулой (5):

$$d^* = d_l + d_a - 0.5d_a \left(1 - \frac{l_a}{l}\right) = 1.80 + 1.80 - \frac{1.80}{2} \left(1 - \frac{22.00}{99.00}\right) = 4.29.$$

Таким образом, после приведения дефекты типа «расслоение» рассматриваются как поверхностные дефекты типа «потеря металла».

Оценка с заданной вероятностью максимальной скорости развития дефектов

Фактически скорость коррозии является случайной величиной. Некоторые операторы трубопроводов, учитывающие этот факт, используют метод прогнозирования будущего состояния трубопровода, на основе оценки максимальной скорости роста обнаруженных дефектов. При этой оценке предполагается, что функция плотности вероятности глубин обнаруженных дефектов, как правило, описывается двухпараметрическим законом Вейбулла, который имеет вид:

$$F(d) = 1 - e^{-(d/\alpha)^b}$$

где d – глубина дефекта, α и b – параметры распределения. Тогда максимальная глубина дефектов, которую имеет или превышает, при обследовании, $(1-\gamma)$ -ая доля дефектов, определяется по формуле (квантиль распределения Вейбулла):

$$d_{\max \gamma} = \alpha \cdot (-\ln(1-\gamma))^{1/b}. \quad (6)$$

В случае, если распределение обнаруженных дефектов имеет

нормальное или приближенно нормальное распределение, то максимальная глубина дефекта с вероятностью γ определяется по формуле (квантиль нормального распределения):

$$d_{\max \gamma} = \Phi(\gamma) \sigma_d + \bar{d}, \quad (7)$$

где $\Phi(\gamma)$ – обратная функция интегральной функции стандартного нормального распределения, \bar{d} – выборочное среднее глубин дефектов, σ_d – выборочная дисперсия глубин дефектов, n – число дефектов.

Если имеются результаты двух последовательных ВТД, то максимальная с вероятностью γ скорость коррозии определяется по формуле:

$$a_{\max \gamma} = \frac{d_{\max \gamma L} - d_{\max \gamma P}}{t_L - t_P} \quad (8)$$

где $d_{\max \gamma P}$, $d_{\max \gamma L}$ – максимальная глубина дефектов, вычисленная по формуле (6) или (7), для предыдущей (P) и последней (L) ВТД соответственно. Если имеются результаты только одной ВТД, то максимальная с вероятностью γ скорость коррозии:

$$a_{\max \gamma} = \frac{d_{\max \gamma}}{\tau_d}, \quad (9)$$

где τ_d – время эксплуатации трубопровода до проведения технической диагностики (годы). Другие методы оценки скорости коррозии дефектов можно найти в работах [10, 11].

Оценка остаточного ресурса трубопровода

Показатели долговечности рассчитываются по критерию целостности с установленной доверительной вероятностью γ на предельно допустимую глубину d^{III} дефектов, определяемую графиком III, области 1 (см. рис. 1). Согласно этому подходу, остаточный ресурс дефектного участка трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_i^{rl} = \frac{d_i^{III} - d_i}{a_{\max \gamma}} \quad (10)$$

где d_i^{III} – предельно допустимая глубина i -го дефекта d_i , $a_{\max \gamma}$ – максимальная с вероятностью γ скорость коррозии дефектов, вычисленная по формуле (7) или (8), n – общее число дефектов. Заметим, что определение остаточного ресурса по формуле (9) производится при текущем значении длины дефекта. При этом ее рост во времени никак не учитывается.

Тогда, по теории слабейшего звена, остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_{rl} = \min_{i=1, n} \left\{ \tau_i^{rl} \right\}$$

Остаточный гамма-процентный ресурс с момента проведения последнего контроля до достижения предельного состояния определяется по формуле:

$$\tau_{rl\gamma} = \tau_{ост} \left(1 - U \frac{V_d}{\sqrt{n}} \right),$$

где U – квантиль нормального распределения в зависимости от доверительной вероятности γ , V_d – выборочный коэффициент вариации дефектов. Срок проведения последующей ВТД должен быть не более величины гамма-процентного ресурса ($\tau_{rl\gamma}$) минус один год.

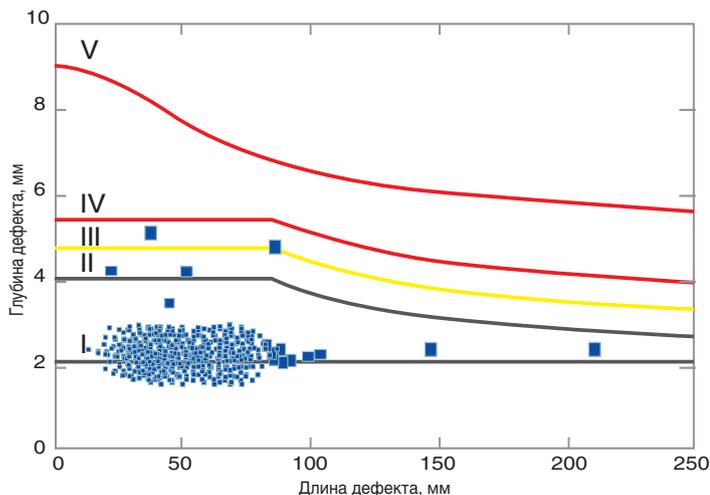


Рисунок 3. Экспресс-оценка степени опасности внутренних дефектных участков трубопровода типа «потеря металла»

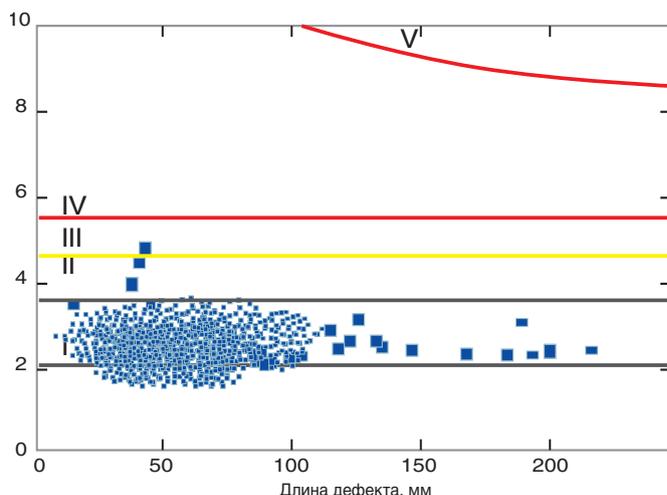


Рисунок 4. Экспресс-оценка степени опасности внешних дефектных участков трубопровода типа «потеря металла»

Некоторые результаты анализа

Анализ был проведен для участка трубопровода, протяженностью 11 км, со следующими параметрами: внешний диаметр (D) – 325 мм; толщина стенки трубы (wt) – 9 мм; $SMYS$ – 245 МПа; рабочее давление перекачки – 6.4 МПа.

ВТД была проведена в 2005 году, в результате которой было обнаружено 3384 дефекта типа «потеря металла» и 11 дефектов типа «расслоение». Часть дефектов была верифицирована.

На первом этапе анализа, с помощью методики, описанной в [13, 14, 15] получены оценки истинных размеров глубин верифицированных и неверифицированных дефектов, которые использовались в дальнейшем анализе.

Методика, описанная в работах [13, 14, 15] позволяет найти последовательные и беспристрастные оценки истинных (неизмеримых) размеров параметров дефектов и их дисперсий для случая, когда необходимая информация об инструменте ВТД и верификационном инструменте получена из полевых или лабораторных измерений. Методика позволяет оценить статистические параметры погрешностей измерений инструментов, используемых при ВТД и дополнительном диагностическом контроле, для случая, когда одно

измерение производится каждым инструментом. Методика также позволяет калибровать инструменты ВТД и тем самым оценить истинные размеры неверифицированных параметров дефектов.

На втором этапе дефекты типа «расслоение» приведены к поверхностным дефектам типа «потеря металла» по методу описанному выше.

Для оценки давления разрушения использовалась методика V31Gmod [2] с разным коэффициентом формы дефекта k_f , который равен 0.67 для внешних дефектов и 1.0 – для внутренних.

На третьем этапе проведена экспресс-оценка степени опасности дефектов, результаты которой представлены на рис. 3-5.

Согласно рис. 3 и 4, три дефекта типа «потеря металла» подлежат ремонту в течение года после проведения ВТД, т.к. эти дефекты находятся между линиями графиков III и IV; четыре дефекта, находящиеся между линиями графиков II и III,

должны быть отремонтированы в плановом порядке.

Для дефектов типа «расслоение», согласно рис. 5, шесть дефектов подлежат срочному ремонту; четыре дефекта необходимо отремонтировать в течение года после проведения ВТД (эти дефекты находятся между линиями графиков III и IV); и один дефект, находящийся между линиями графиков II и III, должен быть отремонтирован в плановом порядке.

На следующем этапе, для прогнозирования будущих размеров параметров дефектов и оценки остаточного ресурса по методу, описанному выше, оценена скорость роста параметров дефектов типа «потеря металла». Расчет произведен для вероятности $\gamma = 0.95$. Время эксплуатации трубопровода до проведения ВТД $T_d = 26$ лет. Согласно проведенному анализу, для множества оценок истинных размеров глубин дефектов наиболее подходящим является нормальное распределение. Такое

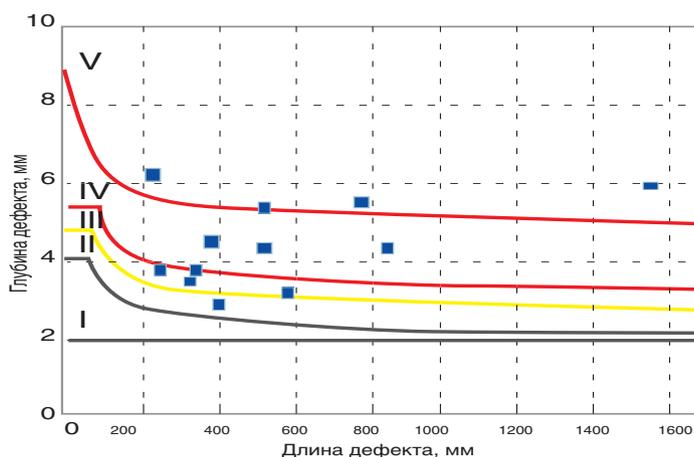


Рисунок 5. Экспресс-оценка прочности дефектных участков трубопровода типа «расслоение»

Таблица 2. Максимальная глубина и длина дефекта, и максимальная скорость коррозии с вероятностью γ

Параметр дефектов	Максимальная скорость коррозии, мм/год	Максимальный размер параметра дефектов, мм
Глубина	0.11	2.72
Длина	2.34	60.96

Таблица 3. Остаточный ресурс дефектных участков трубопровода, в качестве глубин которых использовались оценки их истинных значений

Номер п/п	Глубина дефекта согласно оценке его истинного значения, мм	Длина, мм	Тип дефекта	Остаточный ресурс, годы
1	4.95	75	внут.	0
2	4.63	44	внеш.	0
3	5.17	26	внут.	0
4	4.33	42	внеш.	1.9
5	4.23	11	внут.	5.3
6	4.12	40	внут.	6.3
7	3.79	38	внеш.	7
8	2.56	202	внут.	8.7
9	3.48	24	внеш.	10

же предположение сделано и для длин дефектов. Тогда максимальная глубина и длина дефекта, которую имеет или превышает при ВТД (1- γ)-ая доля дефектов, и максимальная скорость коррозии, с вероятностью γ , равна значениям, представленным в табл. 2.

Далее, на основе оценок скоростей роста параметров дефектов, по формуле (10) для каждого дефекта типа «потеря металла» определен остаточный ресурс. Результаты расчета представлены в табл. 3 и на рис. 6, согласно которым, у девяти дефектов остаточный ресурс менее 10 лет. В табл. 3 красным цветом выделены дефекты, подлежащие срочному ремонту; оранжевым – ремонту в течение года; и желтым – плановому ремонту.

На следующем этапе проведена прогнозная экспресс-оценка степени опасности дефектов, ресурс которых, менее 10 лет (табл. 3), для десяти прогнозных моментов времени $t = 1, 2, \dots, 10$ лет. Полученные результаты представлены на рис. 7 и 8.

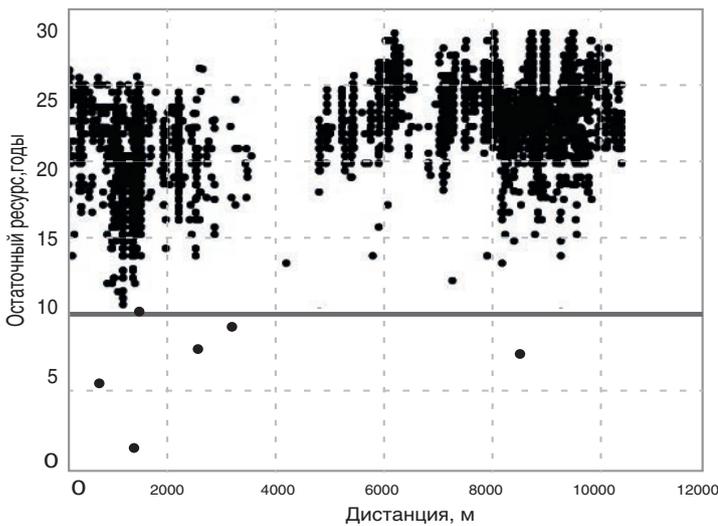


Рисунок 6. Остаточный ресурс дефектных участков трубопровода (в качестве глубин дефектов использовались оценки их истинных значений)

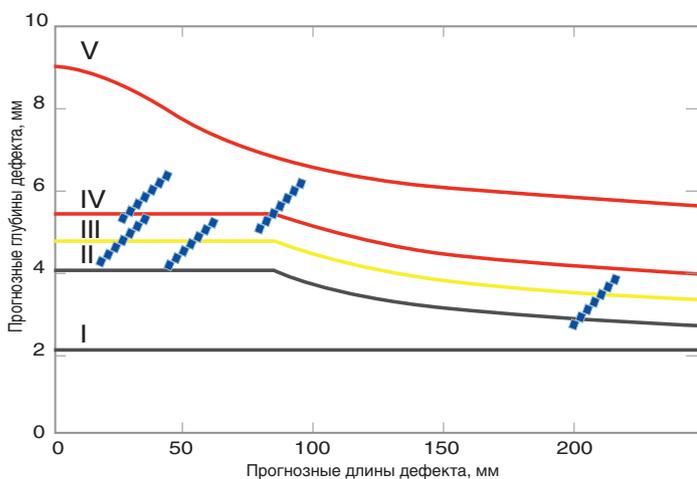


Рисунок 7. Прогнозная экспресс-оценка степени опасности внутренних дефектных участков трубопровода типа «потеря металла»

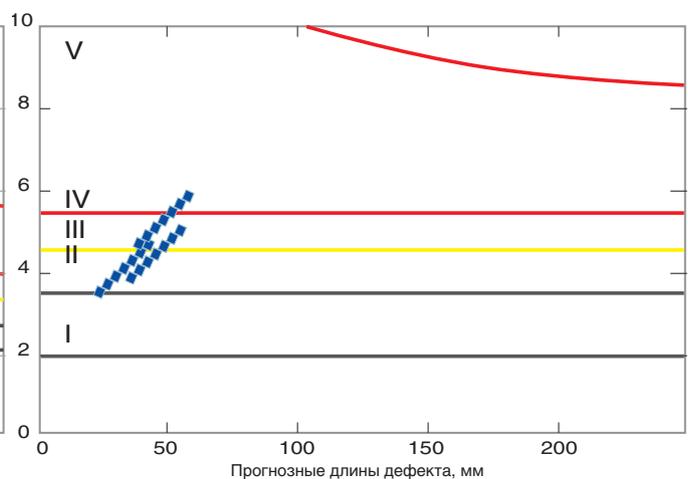


Рисунок 8. Прогнозная экспресс-оценка степени опасности внешних дефектных участков трубопровода типа «потеря металла»



Таблица 4. Остаточный ресурс трубопровода

Используемые измерения	Остаточный ресурс трубопровода, годы	Срок проведения следующей ВТД, годы	Тип дефекта	Остаточный ресурс, годы
		75	внут.	0
	4.63	44	внеш.	0
	5.17	26	внут.	0
Оценки истинных значений глубин дефектов	8.70	8.67	7.67	1.9
«Сырые» измерения внутритрубного инструмента (ВТИ)	10.00	9.88	8.88	5.3
«Сырые» измерения ВТИ с допуском	7.1	7.05	6.05	6.3
7	3.79	38	внеш.	7
8	2.56	202	внут.	8.7
9	3.48	24	внеш.	10

Согласно полученным результатам один дефект потребует срочного ремонта через 2 года после проведения последней ВТД; один дефект – через 4 года; один дефект – через 6 лет и один дефект – через 9 лет. Эти дефекты будут представлять опасность с точки зрения потери целостности трубопровода по типу «течь», т.к. пересекают горизонтальную часть (60% *wt*) красной линий IV.

Если из табл. 3 исключить все дефекты, подлежащие срочному ремонту и ремонту в течение года, то остаточный ресурс и гамма-процентный ресурс трубопровода будут иметь значения, представленные в табл. 4.

Согласно табл. 4 следующую ВТД рекомендовалось провести через 6 лет после проведения последней инспекции. По предлагаемой методике эту инспекцию вполне безопасно можно было выполнить на один год позже, что существенно уменьшило эксплуатационные расходы. ●

Список использованной литературы

1. National Standard of USA ANSI/ASME B31G-1991 «Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines», NY: ASME, 1991. 140 p.
2. Kiefner J.F., Vieth P. H. A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe / AGA Pipeline Research Committee. Report PR 3-805, 1989. 78 p.
3. Recommended Practice DNV-RP-F101. Corroded pipelines. Det Norske Veritas, Norway, 2004.
4. Stephens D.R., Leis B.N. Development of an Alternative Criterion for Residual Strength of Corrosion Defects in Moderate- to High-Toughness Pipe, Volume 2 // Proceedings of the Third International Pipeline Conference (IPC 2000), Calgary, Canada, American Society of Mechanical Engineers, 2000. pp. 781-792.
5. Ritchie D., Last S. Burst Criteria of Corroded Pipelines – Defect Acceptance Criteria // Proceedings of the EPRG/PRC 10th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Cambridge, 1995. Paper 32.
6. СТО ООО «Оренбурггазпром» 0-13-28-2006. Методика оценки потенциальной опасности и остаточного ресурса трубопроводов, имеющих коррозионные поражения и несплошности в сварных швах и основном металле, выявленные при ВТД / В.М. Кушнаренко, Ю.А. Чирков, А.В. Швец, Б.Р. Павловский, Д.Н. Щепинов [и др.]. Введ. 2006–08–14. Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2006. 65 с.
7. СТО 0-03-22-2008. Техническая безопасность эксплуатации газопроводов неочищенного сероводородсодержащего газа и конденсатопроводов нестабильного конденсата. Оренбург: «Оренбурггазпром», ВНИИГАЗ, АНО НТП «Технопарк Оренбургского государственного университета», 2008.
8. Kiefner J.F., Maxey W.A., Eiber R.J., and Duffy A.R. The Failure Stress Levels of Flaws in Pressurised Cylinders, ASTM STP 536, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1973, pp. 461-481.
9. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. М: Физматлит, 2006. 816 с.
10. Timashev S.A., Bushinskaya A.V. Practical methodology of predictive maintenance for pipelines // Proceedings of IPC Conference, Calgary, Canada, 2010. Paper #IPC2010-31197
11. Тимашев С.А., Бушинская А.В. Вероятностная методика предсказательного обслуживания трубопроводных систем. // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Т. 12, № 1(2), 2010, 548-556 с.
12. Бушинская А.В., Тимашев С.А. Статический анализ результатов внутритрубной дефектоскопии для оптимального управления целостностью трубопроводов // II Всероссийская научно-техническая конференция, Симпозиум, XII Школа молодых ученых «Безопасность критических инфраструктур и территорий» Екатеринбург: НИЦ «НИР БСМ» УрО РАН, 2008.
13. Timashev S.A., Bushinskaya A.V. Statistical analysis of real ILI data: implications, inferences and lessons learned // Conference and exposition Rio Pipeline, Rio de Janeiro, Brasil, 2009. Paper #IBP1566_09.
14. Timashev S.A., Bushinskaya A.V. Diligent Statistical Analysis of ILI Data: Implications, Inferences and Lessons Learned // Pipeline Pigging and Integrity Management Conference, Houston, 2009.
15. Timashev S.A., Bushinskaya A.V. Holistic Statistical Analysis of Structural Defects Inspection Results. // Proceedings of ICOSSAR Conference, Japan, Osaka, 2009. Paper #ICOSSAR09-0773.
16. Тимашев С.А. Надежность больших механических систем. М.: Наука, 1982. 184 с.
17. Тимашев С.А., Бушинская А.В., Малюкова М.Г., Полуян Л.В. Целостность и безопасность трубопроводных систем. Екатеринбург: АМБ, 2013. 589 с.



Новое наружное антикоррозионное однослойное, морозоустойчивое, 100% полиуретановое, не содержащее растворителей термореактивное покрытие усиленного типа на основе полимерной композиции «Кортекор-867»

Для изоляции трубопроводной арматуры, труб и соединительных деталей, опор и колодцев трубопровода, монтажных узлов и дизлектрических вставок, фильтров-решеток, емкостного подземного оборудования. Изоляция поверхности под ППУ оболочкой

ПОЛИУРЕТАНОВАЯ
ИЗОЛЯЦИЯ
УСИЛЕННОГО ТИПА
ДЛЯ ИЗДЕЛИЙ
СЛОЖНЫХ
ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ
ФОРМ



Покрытие на основе полимерной композиции «КОРТЕКР-867» относится к типу М (морозоустойчивое) и типу Пк-60, для хранения и эксплуатации изделий с покрытием от -60 до +60°С. Покрытие включено в Реестр ОВП ОАО «АК Транснефть», имеются разрешительные документы ОАО «Газпром»

«БАЛТИЙСКАЯ
ТРУБОПРОВОДНАЯ
СИСТЕМА» (БТС-2)

«ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ –
ТИХИЙ ОКЕАН» (ВСТО-2)

«КАСПИЙСКИЙ
ТРУБОПРОВОДНЫЙ
КОНСОРЦИУМ»

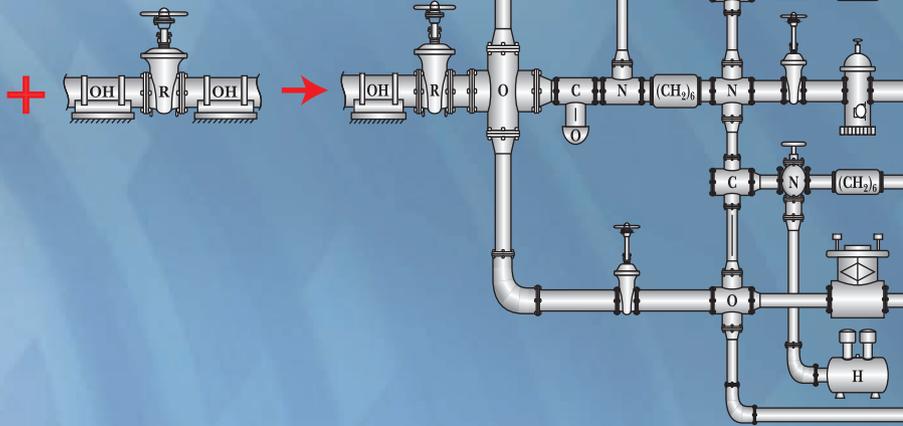
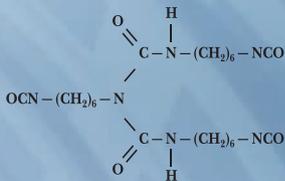
«КЕНКЯК – КУМКОЛЬ»



Опыт промышленного использования материала «Кортекор-867» успешно реализуется на производственных линиях ЗАО «Тяжпромарматура» г. Алексин

Производство и поставка материала. Подготовка поверхности и изоляция изделий на территории Заказчика

**АНТИКОРРОЗИОННОЕ
ПОЛИУРЕТАНОВОЕ
МОРОЗУСТОЙЧИВОЕ
НАРУЖНОЕ ПОКРЫТИЕ
УСИЛЕННОГО ТИПА**



Покрытие на основе «Кортекор-867», нанесенное на трубопроводную арматуру, имеет опыт промышленного применения на крупнейших трубопроводных проектах России, Казахстана, Туркменистана



«СЕВЕРОЕВРОПЕЙСКИЙ
ГАЗОПРОВОД»

«МАЛАЙ – БАГТЯРЛЫК»
«БЕЙНЕУ – БОЗОЙ –
ШЫМКЕНТ»

«САХАЛИН –
ХАБАРОВСК –
ВЛАДИВОСТОК»

«БОВАНЕНКОВО – УХТА»
«УХТА – ТОРЖОК»

ООО «Кортекор-Групп»
301660, Тульская область,
г. Новомосковск, ул. Связи, д. 10
тел./факс: +7 (48762) 7-15-84

Офис продаж:
121087, г. Москва, ул. Баркляя, д. 6, стр. 26
тел./факс: +7 (495) 287-81-49
e-mail: cortecor867@gmail.com

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



Алексей Моисеев,
Менеджер компании GPI



25 лет назад, в 1989 году, случилась крупная кибер-атака WANK на сеть, которую разделяли такие крупные органы США как NASA и US Department of Energy.

За последние три десятка лет в сферу кибер-безопасности пришло несколько поколений хорошо-образованных людей по всему миру. По разным оценкам, суммарный ущерб мировой экономике от кибер-атак сопоставим с бюджетом всех стран Африки.

Проще всего понять уровень проблем, генерируемых уязвимостями ИТ-систем и автоматике, можно по уровню затрат, которые они несут экономике. По данным исследовательской компании BAE Systems Applied Intelligence (бывшая Detica), которые опубликованы на официальном сайте правительства Великобритании, ежегодно экономика Великобритании теряет 27 миллиардов фунтов от кибер-активности злоумышленников. По данным АНБ и Департамента кибер-безопасности, экономика США теряет не менее 114 миллиардов долларов. Числа «круглые» и очень примерные, из-за того, что оценка таких видов инцидентов как кража бизнес-критичной информации поддаётся лишь примерной оценке.

Чтобы оценить, какая часть потерь приходится на нефтегазовый сектор обратимся к исследованиям Frost & Sullivan. Рост числа кибер-атак на добывающие предприятия за последние годы.

Таким образом, растёт не только количество атак, но растёт и скорость их роста.

Качественную сторону атак можно оценить по следующей сводке последних трёх лет:

2011	2012	Первая половина 2013
31	82	111

- Атака Stuxnet на Иранские ядерные объекты привела к существенным сдвигам сроков проекта;
- Атака Shamoon на инфраструктуру Saudi Aramco вызвала нарушение в работе 30,000 компьютеров; также пострадала компания RasGas;
- Именно нефтегазовые компании были целями кибер-атаки «Night Dragon»;

20 лет назад, автор статьи был свидетелем попыток ИТ-специалистов штаба Тихоокеанского Флота РФ вылечить персональные компьютеры от вирусов.

- Кибер-атака Flame, предположительно, имела целью иранские ядерные объекты;
- Одна из атак на инфраструктуру Saudi Aramco привело к безвозвратной утере огромного количества бизнес-критичных данных и запустило проекты по внедрению особых каналов связи, физически пропускающих данные только в одном направлении¹;

• По оценке McAfee средняя стоимость одного дня простоя из-за кибер-атаки в нефтегазовом секторе \$8.4млн.;

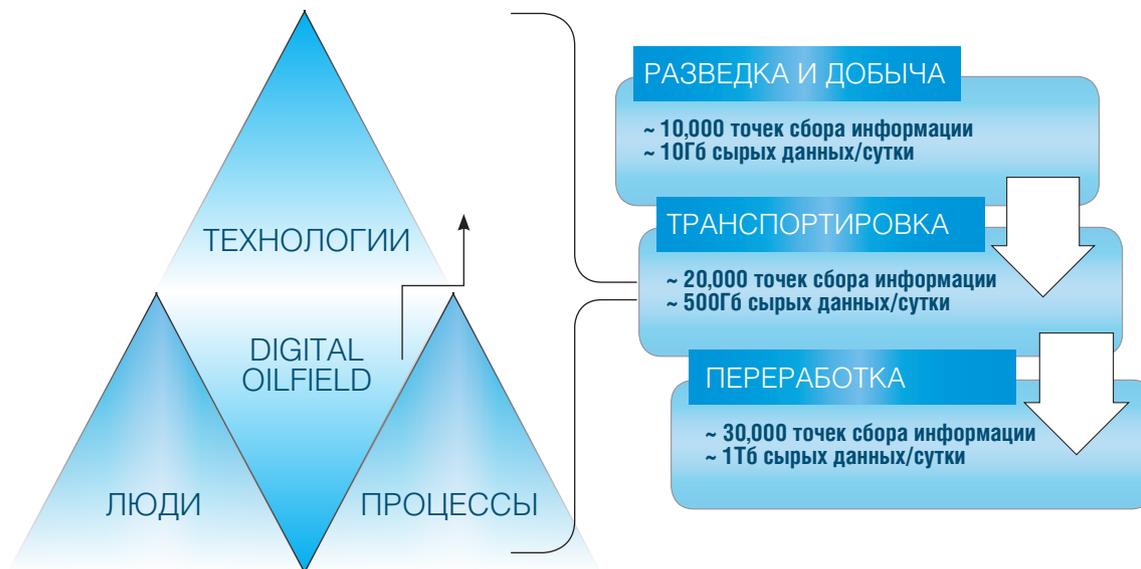
• Кастомизация решений сильно затрудняет разработку универсального продукта для защиты бизнес-систем. Впереди всех на данный момент IBM Qradar;

• По данным отчёта Pipeline Safety Market (от Markets&Markets), рынок безопасности трубопроводов достигает 65 миллиардов долларов.

По данным консалтинговой компании Booz Allen Hamilton, 10 трендов нефтегазовой отрасли 2014-го года будут сопряжены с кибер-рисками (в основном, связанными с транспортом, цепочками поставок), как заявил старший

вице-президент Booz Allen Hamilton, Эмиль Тромбетти.

В качестве примера эффективности стратегии управления рисками, Тромбетти выделил трубопроводные сети, работа которых зависит от синергии работы различных систем (включая автоматику и ИТ), так как все они участвуют в бизнес-процессах, что жёстко связывает свои с потерями продукции и заказов, штрафными санкциями и длительными простоями.



Общий тренд последних лет – интеграция бизнеса – ещё больше ставит нефтегазовые компании в зависимость от ИТ-систем (на фоне не-увеличения зависимости от человеческого фактора), которые всё сложнее ограничивать локальным контуром из-за необходимости интеграции.

Общий объём передаваемых данных в рамках «цифрового месторождения» (оно же iField, месторождение будущего) можно оценить следующим образом: см.схему выше.

Всё это данные, от которых зависит управленческая, налоговая и бухгалтерская отчётность; данные на основе которых принимаются стратегические решения, вырабатываются внутренние методики управления фондами, планирования и прогнозирования.

Такое положение дел свидетельствует о том, что одними лишь военизированными подразделениями Газпрома и Транснефти безопасность трубопроводов обеспечить едва ли удастся.

В качестве комплексных мер вышеописанная структура цифрового месторождения трансформируется в гармоничное сотрудничество, хорошо описываемое следующей схемой:

Основная проблема в переходе к такой системе, означает, что нефтегазовое образование предоставляет недостаточно знаний и генерирует мало интереса к обеспечению предприятий автоматикой, в то время как подавляющее большинство специалистов в области ИТ слабо знакомы с бизнесом нефтегазовых компаний.

С целью заполнения вакуума и снижения потерь от кибер-атак, существует разработанная в РПИ карта процессов для Стратегии компании в части кибер-безопасности.

Карта состоит из двух уровней: уровень общего менеджмента и уровень исполнения. Первый состоит из управления цифровыми активами, управления



¹ [Physical Security (PIDS, Optic Fiber & Thermal Sensor, Acoustic Sensor, Leakage Detection, UAV, GPS Mapping, Smart Pigging), ICS Security, Professional Services] - Global Advancements, Forecasts & Analysis (2013 - 2018)



С момента известнейшей на данный момент кибер-атаки Stuxnet, оказавшей ощутимый эффект на иранскую ядерную программу прошло 3 года.

ИТ-сервисами, управления безопасностью, управления устойчивостью бизнеса. Второй уровень состоит из таких групп процессов как: раннее предупреждение кибер-атак, аналитика по кибер-угрозам, управление уязвимостями, оперативный мониторинг, управление инцидентами, исследование.

Основной задачей методологии RPI является создание общего каркаса для функционирования процессов системы, образующей компанию, с целью повышения кибер-защищённости бизнеса компании и максимально эффективного использования доступных ресурсов (человеческого капитала, ИТ, фонды, и т.д.).

Чтобы оценить количество потенциально уязвимых для кибер-атак систем, необходимо дополнить данные по росту самих атак прогнозами по строительству трубопроводов в РФ, где до 2025 года предполагается построить более 20 тыс. км. трубопроводов:

- **Бованенково-Ухта (вторая, третья и четвертая нитки);**
- **Расширения Единой системы газоснабжения (ЕСГ) для «Северного потока»;**
- **«Южный коридор»;**
- **«Сила Сибири»;**
- **«Алтай»;**
- **Ухта-Торжок;**
- **Ухта-Чебоксары;**
- **Мурманск-Волхов;**
- **Бованенково-Ухта (вторая, третья и четвертая нитки);**
- **Прокладка труб для «Южного потока»;**
- **Прокладка трубопроводов от Юрубчено-Тохомской зоны до ЕСГ;**
- **Прокладка подводного газопровода от месторождения им. В. Филановского до берега;**
- **Прокладка газопроводов между месторождениями, расположенными в Большехетской зоне;**
- **Нефтепровод Заполярное-Пурпе;**
- **Нефтепровода Куюмба-Тайшет;**
- **Нефтепродуктопровода «Юг»;**
- **Нефтепродуктопровода «Север» (проект расширения);**
- **нефтепродуктопровода Уренгой-Пурпе.**

Суммарные инвестиции в 2014-2025 гг. будут держаться в интервале 81-101млрд. рублей/год² на фоне роста скорости увеличения количества и качества кибер-атак.

Каждая дожимная и перекачивающая станция оборудована огромным количеством датчиков, что влечёт за собой потребность в большом количестве SCADA-систем и крупных АСУ ТП.

Аналитики отмечают, что средства несанкционированного доступа к управлению подавляющим большинством SCADA-систем известны и доступны к покупке любым человеком.

Чтобы оценить степень защищённости производств, возьмём опрос компании B&V³, по которому отрасль начавшаяся автоматизироваться раньше всех (электроэнергетика) в одной из наиболее развитых стран мира (США), едва ли может считаться защищённой от кибер-атак – 25% компаний из числа, чья клиентская база более 1 млн. потребителей, и 66% компаний с клиентской базой менее 100 тыс., не имеют программ обеспечения безопасности вообще, и не планируют их внедрять.

Аудит KPMG платформ в «Северном Море» показал, что кибер-террористы могут вывести из строя ощутимую часть добывающих платформ на месторождениях⁴.

Продолжающееся наращивание систем автоматизации управления и контроля на производствах, внедрения программно-аппаратных продуктов на разных участках бизнеса без должного анализа со стороны служб безопасности безусловно будет только увеличивать риск поражения от кибер-атак. Несмотря на существующие предложения и продукты ведущих международных компаний (Accenture, KPMG, EY) по выработке стратегии кибер-безопасности нефтегазовых компаний, их услуги в России пока пользуются малым спросом (в том числе из-за высокой цены). В таких условиях остаётся только ждать крупных сбоев, способных нарушить интенсивные продажи УВС и нефтепродуктов. ●

² Исследование компании RPI

³ <http://bv.com/survey>

⁴ <http://www.directorstalk.com/kpmg-said-north-sea-oil-platforms/>

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4-5 июня

**VII Воронежский
промышленный
форум**

Воронеж

17 июня

2 Всероссийский форум

**Техногенные
катастрофы:
технологии
предупреждения
и ликвидации**

Рэдиссон блю белорусская,
Москва

15-19 июня

**21-й Мировой
нефтяной конгресс**

МВЦ «Крокус Экспо»
Москва

23-26 июня

**Центрально-
Азиатский Газовый
Форум (Central Asia
Gas Forum)**

МВЦ «Крокус Экспо»
Москва

ИЮНЬ 2014

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

11-13 июня

Пятая юбилейная ежегодная международная
промышленная выставка

EXPO-RUSSIA KAZAKHSTAN 2014

Конгресс-центр RIXOS,
Республика Казахстан, г. Алматы

25-26 июня

**22-ая Европейская Конференция
и Выставка по биомассе**

(European Biomass Conference and Exhibition (EU BC&E))

Германия, ССРБ Congress center Hamburg



К подакцизным нефтепродуктам согласно статье 181 НК РФ относятся автомобильный бензин, дизельное топливо, моторные масла для дизельных, карбюраторных или инжекторных двигателей, прямогонный бензин, а также печное бытовое топливо. Все они подлежат обложению акцизом, каковы особенности исчисления акцизов на нефтепродукты?

Нина Нечипорчук,
советник государственной
гражданской службы Российской
Федерации 1 класса,
Министерство финансов РФ
к.э.н.

Объект налогообложения акцизами

Согласно положениям статьи 182 НК РФ к операциям, признаваемым объектом налогообложения акцизами относится реализация на территории Российской Федерации лицами произведенных ими подакцизных товаров.

Итак, акцизами облагается реализация подакцизных товаров. Напомним, что под реализацией в целях исчисления акцизов понимается передача права собственности на товар. При этом реализация подакцизных товаров признается объектом налогообложения акцизами только в том случае, если она осуществляется непосредственными производителями этих товаров.

В ряде случаев объектами налогообложения акцизами признаются операции по передаче произведенных подакцизных нефтепродуктов. В отличие от операции по реализации товаров при передаче не происходит

смены собственника, тем не менее статьей 182 НК РФ предусмотрена обязанность непосредственных производителей начислять акциз. Это такие операции как:

- передача на территории Российской Федерации подакцизных товаров, произведенных из давальческого сырья, собственнику указанного сырья либо другим лицам по указанию собственника. Таким образом, при производстве нефтепродуктов из давальческого сырья плательщиком акциза является переработчик этого сырья;

Например, организация-собственник нефти заключила договор с нефтеперерабатывающим заводом на оказание услуги по переработке этой нефти с целью получения автомобильного бензина. В этом случае акциз будет начисляться переработчиком при передаче автомобильного бензина собственнику либо при передаче этого бензина любому лицу по указанию собственника.

- передача в структуре организации произведенных подакцизных товаров для дальнейшего производства неподакцизных товаров;
- передача на территории Российской Федерации лицами произведенных ими подакцизных товаров для собственных нужд;

Например, если НПЗ – производитель автомобильного бензина использует часть этого бензина для заправки собственного автотранспорта, то на объемы бензина, передаваемые для этих целей, должен начисляться акциз;

- передача на территории Российской Федерации произведенных подакцизных товаров в уставный (складочный) капитал организаций, паевые фонды кооперативов, а также в качестве взноса по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности);
- передача на территории Российской Федерации организацией (хозяйственным обществом или товариществом) произведенных подакцизных товаров своему участнику при его выходе (выбытии) из организации (хозяйственного общества или товарищества), а также передача подакцизных товаров, произведенных в рамках договора простого товарищества, участнику указанного договора при выделе его доли из имущества, находящегося в общей собственности участников договора, или разделе такого имущества;
- передача произведенных подакцизных товаров на переработку на давальческой основе.



Например, организация произвела автомобильный бензин с октановым числом до 80 и на давальческих началах передает этот бензин для получения из него автомобильного бензина более высоким октановым числом. В этом случае производитель прямогонного бензина будет начислять акциз при передаче бензина с октановым числом до 80 на переработку.

Что касается нефтепродуктов, произведенных за пределами территории Российской Федерации, то объект налогообложения акцизами возникает при ввозе нефтепродуктов на таможенную территорию Российской Федерации.

Акциз по ввозимым нефтепродуктам уплачивается на таможне, за исключением нефтепродуктов, ввозимых из государств-членов Таможенного союза.

Что касается нефтепродуктов, ввозимых из государств-членов Таможенного союза, то следует иметь в виду следующее. В соответствии с Соглашением от 25 января 2008 года «О принципах взимания косвенных налогов при экспорте и импорте товаров, выполнении работ, оказании услуг в Таможенном союзе», неотъемлемой частью которого является Протокол от 11 декабря 2009 г «О порядке взимания косвенных налогов и механизме контроля за их уплатой при экспорте и импорте товаров в Таможенном союзе, акциз уплачивается по объемам нефтепродуктов, ввозимых в Российскую Федерацию, по месту постановки на учет российских налогоплательщиков.

Согласно указанному Протоколу акцизы не уплачиваются при ввозе на территорию Российской Федерации подакцизных товаров, предназначенных для переработки на давальческих началах, с последующим вывозом продуктов переработки с территории Российской Федерации.

По подакцизным товарам, произведенным из давальческого сырья, происходящего с территории Российской Федерации, ввозимым на территорию Российской Федерации с территорий государств-членов Таможенного союза, акциз уплачивается лицами, осуществляющими ввоз указанных товаров.

В целях исчисления акцизов пунктом 3 статьи 182 НК РФ

установлено, что получение подакцизных товаров путем смешения признается процессом производства таких товаров только в том случае, если в результате смешения создается товар, в отношении которого Налоговым кодексом установлена более высокая ставка акциза по сравнению с товарами, используемыми в качестве сырья.

Следовательно, если ставка акциза на товар, полученный в результате смешения, равна или ниже ставки акциза хотя бы на один из товаров, использованных в качестве сырья, такие операции по смешению производством подакцизных товаров не признаются (независимо от изменения объема полученного в результате смешения подакцизного нефтепродукта). Соответственно, лица, осуществляющие такие операции, налогоплательщиками акцизов не являются.

Рассмотрим ситуации, в которых получение подакцизных нефтепродуктов осуществляется путем смешения.

Пример. Оптовая нефтебаза приобрела 100 т автомобильного бензина марки Нормаль-80, не соответствующего классам 3, или 4, или 5 (ставка акциза – 11 110 руб.), и путем смешения этого бензина с высокооктановой присадкой (неподакцизный товар) получила 110 т бензина марки Аи-92 класса 3 (ставка акциза – 10 725 руб.).

В данном случае в результате смешения получен подакцизный нефтепродукт – автомобильный бензин с октановым числом 92 класса 3, ставка акциза на который ниже акциза на товар, использованный в качестве сырья (бензин Нормаль-80). Следовательно, такое смешение не признается производством автомобильного бензина с октановым числом 92.

Пример. АЗС, осуществляющая розничную реализацию автомобильного бензина, улучшает качество автомобильного бензина класса 3 с октановым числом 95 путем смешения указанного бензина с мощющей присадкой, не меняющей его октановое число и класс.

В результате добавления в автомобильный бензин класса 3 мощющей присадки, не являющейся подакцизным товаром, класс автомобильного бензина и,

следовательно, ставка акциза, не меняются. Такое смешение в целях исчисления акцизов процессом производства автомобильного бензина не признается. Соответственно, при реализации бензина с октановым числом 95 класса 3, полученного указанным выше способом, объекта налогообложения акцизами не возникает.

На прямогонный бензин установлена ставка акциза в размере, превышающем как ставку акциза на бензин с октановым числом до 80, так и ставку акциза на бензин с иными октановыми числами. Это сделано для того, чтобы получение автомобильного бензина из прямогонного бензина стало экономически невыгодным, поскольку качество такого бензина не может быть высоким.

Получение автомобильного бензина путем смешения приобретенного (или полученного на давальческой основе) прямогонного бензина с октаноповышающими присадками производством автомобильного бензина не признается, и права на налоговый вычет акциза по прямогонному бензину в этом случае нет. В этом случае акциз, уплаченный при приобретении прямогонного бензина на основании статьи 199 НК РФ должен быть отнесен на затраты по производству автомобильного бензина.

Таким образом, использование прямогонного бензина в качестве сырья для получения автомобильного бензина приводит к удорожанию автомобильного бензина. В настоящее время прямогонный бензин экономически целесообразно использовать в качестве сырья для производства продукции нефтехимии либо реализовать на экспорт (в этих случаях прямогонный бензин реализуется без акциза).

Ставки акцизов на нефтепродукты

Ставки акцизов на нефтепродукты установлены статьей 193 НК РФ в рублях за одну тонну. При этом ставки дифференцируются по классам автомобильного бензина и дизельного топлива по принципу снижения по мере повышения их качества (классов), предусмотренных Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному



бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

Ставки акцизов на моторное топливо определены с учетом комплекса факторов, в том числе, прогнозируемого уровня инфляции, недопущения значительного роста цен, принятых соответствующими нормативными правовыми актами ограничений сроков производства и обращения моторных топлив 3-го и 4-го классов, а также с учетом необходимости формирования доходов дорожных фондов.

В 2014 году установлены следующие ставки акцизов на автомобильный бензин (в расчете на 1 тонну):

не соответствующий классу 3, или классу 4, или классу 5 – 11110 руб.;

класса 3 – 10725 руб.;

класса 4 – 9916 руб.;

класса 5 – 6450 руб.

на дизельное топливо:

не соответствующее классу 3, или классу 4, или классу 5 – 6446 руб.;

класса 3 – 6446 руб.;

класса 4 – 5427 руб.;

класса 5 – 4767 руб.

На моторные масла ставка акциза составляет 8260 руб., на прямогонный бензин -11252 руб., на топливо печное бытовое - 6446 руб.

Налогоплательщики акцизов на нефтепродукты

Налогоплательщиками акцизов являются организации и индивидуальные предприниматели, совершающие рассмотренные выше операции, которые признаются объектом обложения акцизами, а также лица, признаваемые плательщиками акцизов в связи с импортом и экспортом товаров.

Определение суммы акциза. Налоговые вычеты.

В статье 194 НК РФ установлено, что сумма акциза по каждому виду подакцизных товаров (в том числе при ввозе на территорию России) исчисляется как произведение налоговой базы и соответствующей налоговой ставки.

Таким образом, расчет суммы акциза производится по следующей формуле:

$$C = O \times A,$$

где С — сумма акциза;

O — налоговая база (объем реализованной или переданной продукции) в натуральном выражении;

A — ставка акциза (в руб. за 1 тонну);

Как установлено статьей 187 НК РФ, налоговая база определяется отдельно по каждому виду подакцизных товаров.

Налоговая база определяется как объем реализованных (переданных) подакцизных товаров в натуральном выражении. То есть, иными словами, налоговая база – это количество реализованных или переданных нефтепродуктов за истекший налоговый период (календарный месяц), измеряемое в тоннах.

По общему правилу, закрепленному в пункте 2 статьи 199 НК РФ, суммы акциза, уплаченные покупателем при приобретении подакцизных товаров, учитываются в стоимости приобретенных подакцизных товаров. Исключение составляет случай, когда подакцизные товары используются в качестве сырья для производства других подакцизных товаров. Тогда уплаченные суммы акциза принимаются к вычету.

Указанные вычеты производятся только в случае, если ставки акциза на подакцизные товары, используемые в качестве сырья, и ставки акциза на произведенные подакцизные товары определены в расчете на одинаковую единицу измерения налоговой базы.

Если при производстве одного подакцизного товара (например, для производства автомобильного бензина) используется другой подакцизный товар, имеющий отличную от него единицу измерения налоговой базы (например, спиртосодержащая продукция), то сумма акциза, уплаченная при приобретении спиртосодержащей продукции, не подлежит вычету, а включается в стоимость приобретенного сырья.

Однако на практике правом на налоговый вычет могут воспользоваться не все производители автомобильного бензина. Такая ситуация возникает в том случае, если подакцизный товар, используемый в качестве сырья, приобретается не у непосредственного производителя, а у перепродавца.

Это следует из положений статей 200, 201, 198. Так, в случае если налогоплательщик, производящий подакцизные нефтепродукты, использует в качестве сырья приобретенные подакцизные товары, он согласно статье 200 НК РФ имеет право уменьшить исчисленную сумму акциза на суммы акциза, предъявленные продавцами и уплаченные налогоплательщиком продавцу.

Согласно статье 201 Кодекса указанные вычеты производятся на основании расчетных документов и счетов-фактур, выставленных продавцами в части стоимости подакцизных товаров, использованных в качестве



основного сырья, фактически включенной в расходы на производство других подакцизных товаров.

При этом в соответствии с положениями статьи 198 Налогового кодекса, осуществляющий операции, признаваемые объектом налогообложения акцизами, обязан предъявить к оплате покупателю подакцизных товаров (собственнику давальческого сырья (материалов) соответствующую сумму акциза). Одновременно предусмотрено, что в расчетных документах, первичных учетных документах и счетах-фактурах сумма акциза выделяется отдельной строкой.

Как следует из изложенного, сумма акциза предъявляется покупателю и выделяется в расчетных документах только при реализации подакцизных товаров их непосредственным производителем, поэтому налогоплательщик, использующий в качестве сырья подакцизные товары, может выполнить условия для осуществления налоговых вычетов только в случае приобретения указанных товаров у их непосредственного производителя. Соответственно, акциз по подакцизным товарам, приобретенным у лиц, не являющихся налогоплательщиками акциза (то есть производителями этих товаров) относится на стоимость приобретенных товаров и вычетам не подлежит (это предусмотрено статьей 199 НК РФ).

Дата реализации

Дата реализации подакцизных нефтепродуктов (то есть дата начисления акцизов) согласно статье 195 НК РФ определяется как день отгрузки нефтепродуктов производителем.

При определении даты реализации следует обратить внимание на следующие моменты.

Во-первых, дата фактического перехода права собственности на реализуемый товар может не совпадать с датой начисления акциза.

Как установлено пунктом 2 статьи 39 НК РФ, момент и место реализации товаров определяются частью второй НК РФ. Следовательно, при определении даты реализации в целях исчисления акцизов нужно

руководствоваться положениями статьи 195 НК РФ.

Во-вторых, не имеет значения, в чей адрес производителем (т.е. непосредственным налогоплательщиком акцизов) отгружаются нефтепродукты – непосредственному покупателю или комиссионеру и т.п.

В-третьих, статьей 195 НК РФ предусмотрено, что если произведенный подакцизный товар передается собственному структурному подразделению налогоплательщика, осуществляющему розничную реализацию, то акциз должен начисляться на дату такой передачи.

Например, организация произвела автомобильный бензин, который реализует через собственное подразделение, осуществляющее розничную торговлю (АЗС). Датой начисления акциза является дата передачи масла собственной АЗС.

При производстве подакцизных нефтепродуктов из давальческого сырья датой реализации признается дата подписания акта приема-передачи этих нефтепродуктов.

Сумма акциза, предъявляемая покупателю

В соответствии с пунктом 1 статьи 198 НК РФ налогоплательщик, реализующий производимые им подакцизные товары либо производящий подакцизные товары из давальческого сырья (материалов), обязан предъявить к оплате покупателю товаров либо собственнику давальческого сырья соответствующую сумму акциза. На основании пункта 2 указанной статьи сумму акциза нужно выделить отдельной строкой в расчетных документах, в том числе в реестрах чеков и реестрах на получение средств с аккредитива, первичных учетных документах и счетах-фактурах, за исключением случаев реализации подакцизных товаров за пределы территории России.

Сумма акциза не выделяется отдельной строкой, если подакцизные товары:

- реализуются на экспорт;
- реализуются лицами, не являющимися плательщиками акцизов.

Операции, освобождаемые от уплаты акцизов

Операции, освобождаемые от уплаты акцизов, перечислены в статье 183 НК РФ.

К таким операциям относится передача подакцизных товаров одним структурным подразделением организации, не являющимся самостоятельным налогоплательщиком, другому структурному подразделению этой же организации для производства других подакцизных товаров.

Так, например, передача автомобильного бензина одной марки для производства автомобильного бензина другой марки из одного подразделения организации в другое, даже если это подразделение находится на другой территории, объектом обложения акцизами не является.

При одновременном соблюдении ряда условий от уплаты акцизов освобождаются также операции по вывозу подакцизных товаров в таможенном режиме экспорта за пределы территории Российской Федерации

Обратите внимание! Право на освобождение от уплаты акцизов имеет непосредственно налогоплательщик акцизов – производитель подакцизных товаров, в том числе из давальческого сырья. Это право сохраняется за налогоплательщиком и в том случае, когда непосредственно вывоз товаров за пределы территории Российской Федерации осуществляется по поручению налогоплательщика (или собственника давальческого сырья) иным лицом на основании договора комиссии, договора поручения или агентского договора.

Из сказанного следует, что если нефтепродукты будут реализованы на территории Российской Федерации, а затем лицо, купившее эти нефтепродукты, будет направлять их на экспорт, то в этой ситуации права на освобождение от уплаты акциза (и на возмещение уплаченной суммы акциза) не будет ни у лица, купившего нефтепродукты и фактически реализовавшего их на экспорт, ни у производителя этих нефтепродуктов.

Операции по экспорту подакцизных товаров освобождаются от уплаты



акцизов, если налогоплательщик представил в налоговый орган банковскую гарантию. При этом согласно пункту 2 статьи 184 НК РФ банковская гарантия должна отвечать определенным требованиям, которые перечислены в пункте 5 статьи 74.1 НК РФ. В частности, сумма на которую выдана банковская гарантия, должна в полном объеме обеспечивать уплату в бюджет суммы акциза, которую налогоплательщик должен заплатить в бюджет.

Банковская гарантия должна быть представлена в налоговый орган не позднее 25-го числа месяца, в котором у налогоплательщика возникает обязанность представить в налоговый орган декларацию по акцизам за налоговый период, на который приходится дата реализации или передачи подакцизных товаров. Банковская гарантия, представленная налогоплательщиком в налоговый орган позднее указанного срока, не принимается налоговым органом.

Так, например, в мае 2014 года произведенный подакцизный товар отгружен налогоплательщиком. Декларация по акцизам должна быть представлена не позднее 25 июня. Соответственно, и банковская гарантия должна быть представлена в налоговую инспекцию не позднее этой даты.

Срок действия банковской гарантии должен составлять не менее 10 месяцев со дня истечения установленного срока исполнения налогоплательщиком обязанности по уплате акциза.

В нашем примере срок действия гарантии должен заканчиваться не ранее 25 апреля 2015 года.

Установлено также, что налоговый орган обязан уведомить банк, выдавший банковскую гарантию, об

освобождении от обязательств по этой гарантии в случаях:

представления налогоплательщиком документов, подтверждающих факт экспорта (предусмотренных пунктами 7 и 7.1 статьи 198 НК РФ), – не позднее третьего дня, следующего за днем завершения проверки, подтвердившей полноту представления и достоверность указанных документов;

уплаты налогоплательщиком суммы акциза - не позднее третьего дня после представления в налоговый орган платежного поручения об уплате указанной суммы.

Пунктом 3 статьи 184 НК РФ предусмотрено, что сведения об объемах реализации подакцизных товаров на экспорт должны отражаться в налоговой декларации по акцизам, на который приходится дата реализации (передачи) указанных товаров.

Так, если подакцизный товар, реализованный на экспорт, произведен из давальческого сырья, дата его реализации определяется как дата подписания акта приема-передачи этого товара. Предположим, что акт приема-передачи подписан в апреле 2014 года, значит, факт реализации на экспорт этих товаров должен найти отражение в декларации за апрель. Если переработчик-производитель подакцизного товара из давальческого сырья узнал от собственника товара о факте экспорта, например, только в июне, он должен представить уточненную декларацию за апрель и отразить в ней реализацию товара на экспорт.

Если банковская гарантия отсутствует, то налогоплательщик обязан уплатить акциз в соответствии с общеустановленным порядком. Затем после представления плательщиком акцизов документов, подтверждаю-

щих факт экспорта, уплаченная сумма возвращается.

Наиболее часто у налогоплательщиков возникает вопрос в следующей ситуации.

Организация передает собственную нефть на переработку на нефтеперерабатывающий завод, затем полученный подакцизный товар переработчик направляет на реализацию за пределы территории Российской Федерации. В каком порядке будет начисляться и возмещаться акциз на бензин?

В случае производства автомобильного бензина из давальческого сырья плательщиком акциза является переработчик. Соответственно, он имеет право на освобождение от уплаты акцизов при представлении банковской гарантии. Если переработчик не представил в налоговый орган банковскую гарантию, он начисляет и уплачивает акциз в общеустановленном порядке. Уплаченный акциз предъявляется собственнику сырья при проведении расчетов за переработку нефти.

После представления в налоговый орган документов, подтверждающих факт экспорта, по перечню и в сроки, установленные Налоговым кодексом, уплаченная сумма акциза возвращается налогоплательщику, т.е. переработчику. Затем переработчик осуществляет перерасчеты с собственником сырья.

Необходимо особо подчеркнуть, что освобождение от уплаты акцизов производится только при условии ведения раздельного учета операций по реализации или передаче подакцизных товаров.

Сроки уплаты акцизов и представления налоговой декларации

Акциз по нефтепродуктам нужно уплачивать не позднее 25-го числа месяца, следующего за отчетным.

Уплата акциза согласно пункту 4 статьи 204 должна осуществляться по месту производства подакцизных нефтепродуктов.

Налоговые декларации по акцизам нужно представлять в налоговую инспекцию также не позднее 25-го числа месяца, следующего за отчетным. ●



ГЛАВА BASF СОМНЕВАЕТСЯ В ПРАВИЛЬНОСТИ САНКЦИЙ ПРОТИВ РОССИИ

Süddeutsche Zeitung

Председатель совета директоров немецкого концерна BASF К.Бок "невысокого мнения" об экономических санкциях, которые могут быть введены странами Запада против России.

«В наших ли это интересах, вот в чем вопрос. Ответ очевиден – нет. Принимая решение о бойкоте России, нужно тщательно взвесить издержки и выгоды, которые он принесет, а также предусмотреть способ выхода из режима санкций».

Кроме того, глава BASF усомнился, что подобные меры помогут изменить политику российского руководства. Разговоры о том, что Россия может прервать подачу газа западным партнерам, Бок назвал "абсурдными".



ЕСЛИ РОССИЯ ПЕРЕКРОЕТ ВЕНТИЛЬ, ИСПАНИЯ ОБЕСПЕЧИТ ПОСТАВКИ ГАЗА В ЕВРОПУ

ABC

Хавьер Гонсалес Наварро

Чем сильнее Путин нагнетает напряженность, тем больше интерес европейских лидеров к Испании – наилучшим "воротам" для поставок газа в Европу.

В Испании самая лучшая инфраструктура: два газопровода связывают ее с Алжиром, есть также 7 терминалов для сжиженного газа, где загружаются и разгружаются танкеры.

Если поставки российского газа прекратятся полностью или частично, Испания сможет восполнить дефицит. А именно, вывозить на танкерах газ, например, во Францию, Бельгию, Голландию, Грецию и Турцию - страны, где имеются терминалы СПГ.

По газопроводам возможны поставки через две "перемычки" - из Испании во Францию, но их вместимость невелика. Фактически будет работать только газопровод Ларрау (Наварра), вместимостью 5,2 млн кубометров.

БРИТАНСКИЙ МИНИСТР ЭНЕРГЕТИКИ ПРИЗЫВАЕТ БОЛЕЕ СЕРЬЕЗНО ОТНЕСТИСЬ К УГРОЗЕ ПУТИНА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ

independent

Том Боуден

«Великобритания, Европа и весь мир должны отнестись к агрессии Путина гораздо более серьезно, – предостерег Эд Дейви, британский министр энергетики. Он указал на необходимость спланировать действия вместе с "американцами, японцами, европейскими и международными партнерами».

По словам Дейви, угрозы Путина перекрыть газовый вентиль чреваты ростом цен на газ в Великобритании и ущербом для ее экономики.

5-6 мая на встрече G7 Дейви намерен ратовать за "смелый пакет мер" по укреплению энергобезопасности Европы и возможности противостоять действиям России.



ОПАСНОСТИ ДЛЯ ИМПЕРИИ ПОСЛЕ ЗАХВАТА КРЫМА: ПУТИН НАНЕС РОССИИ УЩЕРБ НА ПЯТИ НАПРАВЛЕНИЯХ

Forbes

Лорен Томпсон

России не следовало бы искать ссор с кем бы то ни было.

«Объем экономики – менее 0,1 от экономик США и ЕС вместе взятых. Население меньше, чем в Нигерии или Бангладеш, уровень рождаемости – один из самых низких в мире, уровень смертности – один из самых высоких». Политическая система и вооруженные силы коррумпированы.

Но Россия аннексировала Крым, и теперь за мечты Путина о региональной гегемонии придется расплачиваться российскому народу, перечисляя отрицательные последствия для России: слабая экономика еще более ослабнет (МВФ предостерегает, что санкции и контрсанкции "заразны" для экономики России); Европа ищет альтернативы российскому газу, так что придется либо потерять долю на рынке, либо снижать цены; в НАТО вновь окрепло чувство солидарности. Угроза российской агрессии всегда была "клеем" для Североатлантического альянса.

Вероятно, Путин ожидал относительно мягкой реакции Запада. Вместо этого он спровоцировал кардинальную перемену в воззрениях западных стран, которая на много лет вперед повредит российской экономике, безопасности и глобальному влиянию. ●

ПРОБЛЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

В практике эксплуатации нефтяных скважин встречаются различные виды осложнений, препятствующие стабильной работе подземного оборудования. Эти проблемы не миновали и добывающие скважины РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», основным видом осложнений на которых является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), хлоридных и карбонатных солей, коррозия подземного оборудования.

Антон Серебренников,
Главный инженер,
заместитель директора по
добыче нефти
БелНИПИнефть РУП
«Производственное
объединение «Белоруснефть»

По состоянию на 01.01.2014 года в НГДУ «Речицанефть» 93% скважин механизированного фонда работают в осложненных условиях. Структура осложненного фонда приведена в *таблице 1*.

свойств разгазированной нефти добывающих скважин НГДУ «Речицанефть», содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в продукции скважин различных залежей по 79 месторождениям следующее (*таблица 2*).

Ольга Тороп,
заведующий лабораторией
разработки скважинных
технологий и добычи нефти,
БелНИПИнефть РУП
«Производственное объединение
«Белоруснефть»

Осложнения при работе скважин, связанные с образованием АСПО

Нефти большинства месторождений Беларуси относятся к смолисто-парафинистому типу. Согласно результатов ежегодно проводимого институтом «БелНИПИнефть» мониторинга физико-химических

Парафинистые нефти составляют основную долю добычи (порядка 77%), высокопарафинистые (порядка 23%), нефти, содержащие значительное количество асфальто-смолистых веществ – до 40%.

Осложнения, вызванные АСПО, имеют место при всех применяемых в НГДУ «Речицанефть» способах

Таблица 1. Структура осложненного механизированного фонда скважин НГДУ «Речицанефть» по состоянию на 01.01.2014г.

Наименование	УШГН	УЭЦН	Всего
Фонд скважин	381	260	641
Скважины, эксплуатируемые в осложненных условиях	372	225	597 (93%)
Скважины, осложненные АСПО*	362	167	529 (83%)
Скважины, осложненные солями*	159	109	268 (42%)
Скважины, осложненные коррозией*	57	184	241 (38%)

Таблица 2 – Содержание АСПВ в нефти добывающих скважин НГДУ «Речицанефть»

Показатель	Массовое содержание, %	УЭЦН	Всего
	Парафинов		
Среднее значение	5,3	6,7	1,3
Пределы значений	0,91 – 12,7	0,1 – 33,2	0,1 – 14,1

* - осложнения комплексного характера (одновременное образование АСПО и солей, солей и коррозии и т.д.).



добычи. Наиболее значительное проявление осложнений возникает на скважинах механизированного фонда, оборудованных УШГН – 95%. Это препятствует нормальному процессу добычи углеводородного сырья, влечет за собой проведение технологических обработок от АСПО и является причиной частых отказов скважин по причине запарафинивания подземного оборудования. Следствием чего является простой скважины, потери нефти, проведение ПРС и сопутствующие ремонту осложненные подъемы оборудования с затяжками, расхаживанием и методом «труба+штанга», которые значительно влияют на длительность и стоимость ремонта. Наиболее проблемным в этом плане месторождением является Речицкое, скважины которого эксплуатируются на задонской залежи (8+9пачки) с сопутствующими термобарическими условиями для выпадения парафина, как в призабойной зоне, так и в самом пласте. Значительное образование АСПО отмечено на других залежах Речицкого месторождения (zd4п, vr2п, ln-st), а также Барсуковском, Малодушинском, В.Первомайском, Некрасовском, Надвинском, Осташковичском, З.Тишковском, Н.Давыдовском, Ю.Сосновском и других.

На скважинах НГДУ «Речицанефть» нашли широкое применение следующие методы предупреждения и удаления АСПО с подземного оборудования:

• **тепловой**

- обработки горячей нефтью и/или водой с применением агрегата АДПМ;
- обработки 1% водным раствором ПАВ Нефтенол МЛ.

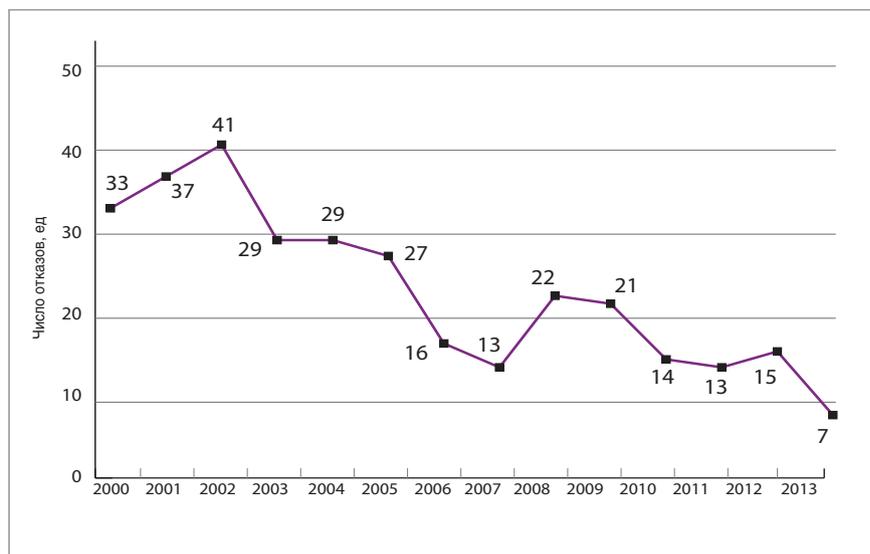
• **химический**

- обработки растворителем СГБ (стабильный газовый бензин);
- дозирование ингибиторов парафиноотложения ИПГ-12, СНПХ-7941, Колтек ДН-3130, деэмульгатора Реапон ИК-2.

• **механический**

- для ШГН-скважин – скребки-центраторы, устанавливаемые на штангах

Динамика отказов подземного оборудования скважин, оборудованных УШГН, по причине запарафинивания подземного оборудования



— для ЭЦН-скважин – скребки, спускаемые на проволоке (раздвижной и фрез-скребок).

По многим скважинам применяются комплексные методы профилактики и борьбы с АСПО, при которых химические методы могут чередоваться или применяться совместно с тепловыми, а применение механического способа зачастую сопровождается и тем, и другим.

На протяжении нескольких лет перед объединением «РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» стоит задача по сокращению объемов закачиваемой товарной нефти при работах по депарафинизации скважин. Поэтому обработок товарной нефтью становится с каждым годом все меньше. Так, за счет проводимых оптимизационных мероприятий, поиска и внедрения новых технологий, количество обработок горячей нефтью по сравнению с 2004 годом уменьшилось в 3,7 раза. Как показала практика, проведение обработок скважин водным раствором с ПАВами – отличная альтернатива обработкам АДП и горячей водой, т.к. при этом существует возможность увеличения межочистного периода (МОП) обработок за счет лучшего отмыва АСПО с подземного оборудования добывающих скважин.

При выборе химического способа защиты от АСПО разрабатывается индивидуальная технология для каждой скважины в отдельности с учетом особенностей, способа, режима работы, степени осложнений,

лабораторной эффективности подбираемого реагента и экономической целесообразности всей технологической схемы. Ингибиторная защита подземного оборудования от осложнений осуществляется, как подачей реагентов в затрубное пространство на динамический уровень, так и по высоконапорному трубопроводу – ВНТ. Согласно проведенной оценки, технологическая эффективность защиты ингибиторами парафиноотложения ИПГ-12 и СНПХ-7941 составляет порядка 60-72%. При этом достигнуто увеличение МРП скважин в пределах от 1,2 до 2,4 раза. Ингибитор Колтек ДН3130 находится на стадии опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Как видно из графика 1, согласно разработанных и внедряемых институтом «БелНИПИнефть» совместно с НГДУ «Речицанефть» мероприятий по борьбе с АСПО, удалось значительно снизить (в среднем на 50%) и в последние 3 года стабилизировать отказы ШГН-скважин по причине запарафинивания на уровне не более 13-15 случаев в год.

Доля отказов подземного оборудования по причине запарафинивания по скважинам, оборудованным УШГН, в 2013 году составила всего 11% от всех отказов по НГДУ «Речицанефть». Отказы скважин, оборудованных УЭЦН, по причине запарафинивания подземного оборудования носят крайне редкий характер и в 2013 году отмечены не были.

Осложнения при работе скважин, связанные с образованием солей

Отложение минеральных солей, так же как и отложение парафина, вызывает серьезные осложнения при эксплуатации подземного оборудования скважин НГДУ «Речицанефть». На месторождениях Беларуси встречается 2 вида солей: хлоридные и карбонатные. В большинстве случаев соль месторождений Беларуси относится к хлоридному типу NaCl (галит) и выпадает, в основном, в насосе, в НКТ над насосом и в устьевой арматуре скважины. Засоление отмечается как в обводненных, так и в безводных скважинах. В первом случае образование галита возможно при плотности попутной воды от 1,2г/см³ и более, во втором случае при наличии растворимых солей в нефти от 800-1000 мг/л и выше. По многим скважинам отмечается одновременное образование, как солей, так и АСПО.

Согласно проведенной оценки, отложения хлоридных и карбонатных солей выявлены по 268 скважинам, что составляет 42% от механизированного фонда скважин НГДУ «Речицанефть». Из них на долю хлоридных солей приходится 93% скважин, карбонатных – 7%.

Хлоридные соли (галит)

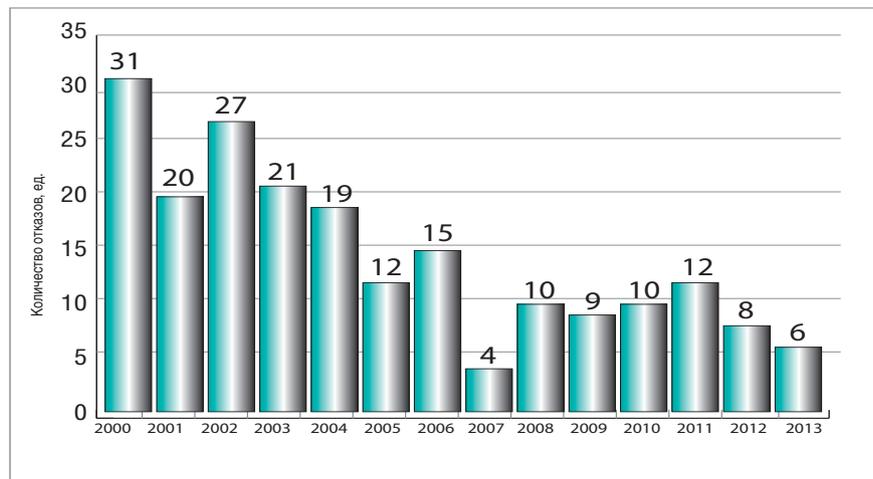
Образование хлоридных солей отмечается по скважинам, оборудованным УШГН и УЭЦН. Для борьбы с хлоридными солями на скважинах НГДУ «Речицанефть» применяются следующие методы:

- обработки пресной водой с применением спецтехники
- прокладка и использование водоводов от водяных коллекторов системы ППД
- химическая защита ингибиторами солеотложений ФЛЭК ИСО-5, Напор ИСО-1 и Колтек В9402.

В ходе опытно-промышленной испытаний по оценке эффективности ингибитора ФЛЭК ИСО-5 получены противоречивые результаты. Ингибиторы Напор ИСО-1 и Колтек В9402 находятся на стадии ОПИ.

Благодаря постоянно проводимой работе, направленной на борьбу с хлоридными солями и повышению срока безотказной работы добывающих скважин, число

Динамика отказов подземного оборудования механизированного фонда скважин по причине засоления хлоридами



отказов подземного оборудования по засолению галитом в период с 2000 года снизилось практически в 5 раз и в 2013 году составило всего 6 отказов (5% от всех отказов).

Карбонатные соли

За последние 3 года на добывающих скважинах НГДУ «Речицанефть» отмечается рост случаев выпадения в скважинах минеральных солей карбонатного типа и их число, к сожалению, растет. Это является следствием совокупности влияния различных причин на нарушение карбонатного равновесия в обводненных скважинах: широкомасштабное применения технологий соляно-кислотного разрыва пластов, приводящего к насыщению попутных вод карбонатами, случаи несовместимости попутно-добываемой воды с пресной водой, используемой для обработок скважин от хлоридных солей;

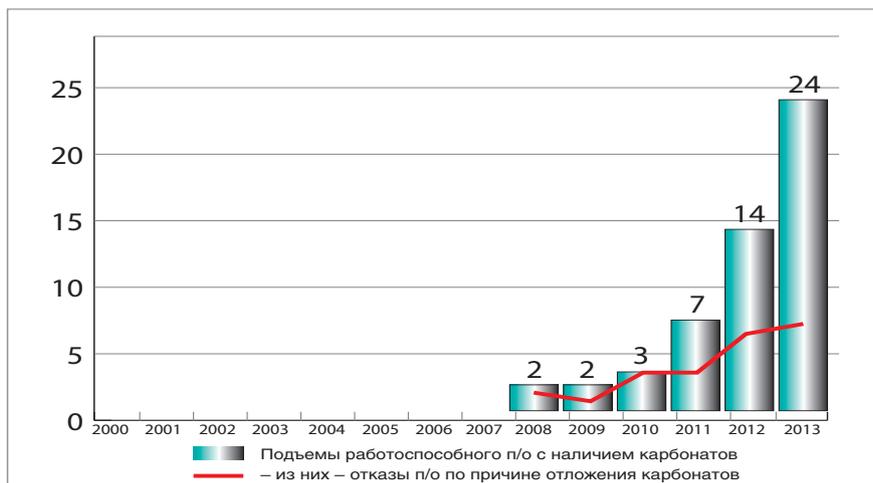
несовместимость закачиваемых вод системы ППД с пластовыми рассолами, изменение состава попутно добываемой воды на фоне повышения температуры и снижения давления в скважинах. Выпадение карбонатных солей в большинстве случаев отмечается на обводненных скважинах, оборудованных УЭЦН, где температуры на погружном электродвигателе (ПЭД) могут доходить до значений 90-100^оС и выше.

Для борьбы с карбонатными солями на скважинах НГДУ «Речицанефть» применяются следующие методы:

- обработки 1% водным раствором соляной кислоты HCl с добавлением ингибитора коррозии СНПХ-6302Б;
- ингибитор карбонатных солей Акварезалт 1010-НГ.

На текущий момент ингибитор Акварезалт 1010-НГ находится на стадии ОПИ, но уже сейчас с уверенностью можно сказать об

Динамика подъемов/отказов подземного оборудования механизированного фонда скважин по причине засоления карбонатными солями





эффективности его применения в отношении добывающих скважин НГДУ «Речицанефть».

В связи с ростом случаев проявления карбонатов в добывающих скважинах, данной проблеме уделяется особое внимание. Постоянно проводится гидро-химический мониторинг продукции скважин, оценивается совместимость закачиваемых и попутных воды, оперативно принимаются решения по поиску и внедрению эффективных методов защиты, оптимизации уже проводимых мероприятий по предупреждению и удалению карбонатов в скважинах. Работа направлена на скорейшее достижение результатов в части стабилизации и последующего сокращения отказов скважин по причине выпадения карбонатов, аналогично достигнутых положительных результатов на примере борьбы с АСПО и хлоридными солями.

Осложнения при работе скважин, связанные с коррозией подземного оборудования

Тенденция, аналогичная проблеме с карбонатами, также прослеживается в отношении коррозии глубинно-насосного оборудования и НКТ, приводящей к отказам и преждевременным подъемам скважин, что удорожает себестоимость 1 тонны добываемой нефти. По состоянию на 01.01.2014 года порядка 38% скважин механизированного фонда в разной степени осложнены коррозией, причем в большинстве случаев

страдают скважины, оборудованные УЭЦН. В 2013 году при каждом втором подъеме УЭЦН наблюдались коррозионные повреждения подземного оборудования разной степени воздействия - от незначительных до сквозных отверстий в металле. Проблема довольно актуальна и если до 2005г. отмечались единичные случаи выявления коррозионных повреждений при подъемах и отказах по этой причине, то начиная с 2006г. отмечается рост этого показателя (график 4). В 2013г. сквозная коррозия стала причиной 27 подъёмов как работоспособного – 14 случаев, так и отказного подземного оборудования – 13 случаев, причем все отказы пришлось на скважины, оборудованные УЭЦН. Основное место коррозии по ЭЦН-скважинам – НКТ, кабель, ПЭД, реже ЭЦН; по ШГН-скважинам – клапана, плунжер и цилиндр насоса. Коррозионные повреждения подземного оборудования носят как общий, так и локальный характер. Часто встречающиеся виды коррозии по характеру повреждения – сквозная, язвенная, кавернообразная.

Основной причиной повышения количества отказов вследствие коррозионного воздействия является работа скважин в высококоррозионных средах, обусловленных повышенной обводненностью (60-99%) и минерализацией (1,18-1,25г/см³) добываемого флюида в присутствии растворенного углекислого газа и/или сероводорода.

Для борьбы с коррозией на скважинах НГДУ «Речицанефть» применяются следующие методы:

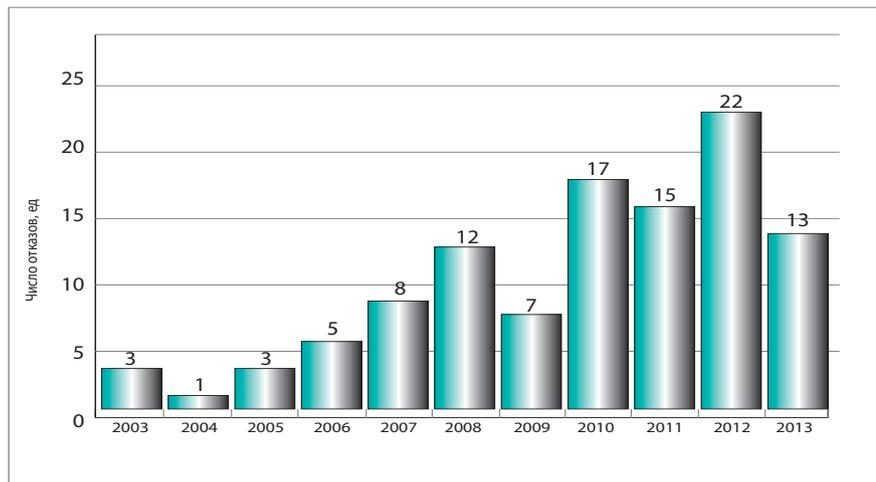
- химическая защита ингибитором коррозии СНПХ-6302Б и Инкоргаз-111;
- протекторная (электрохимическая) защита ПЭД;
- использование коррозионностойкого оборудования.

Ингибитор коррозии Инкоргаз-111 и протекторная защита ПЭД находятся на стадии ОПИ, также в 2014 году планируется проведение ОПИ защитного покрытия Majorpack для предотвращения коррозии НКТ.

Как показывает практика, применение ингибиторов коррозии для защиты НКТ может быть эффективно как с технической, так и с экономической точек зрения и напрямую зависит от качества организации данной защиты - правильности подбора реагента, его концентрации и способа подачи в скважины. На текущий момент порядка 20 скважин НГДУ «Речицанефть» работают с ингибитором коррозии СНПХ-6302Б и случаев повторения факта сквозной коррозии НКТ на фоне ингибирования не происходило; по некоторым скважинам уже наблюдается увеличение МРП.

Подводя итоги, необходимо отметить, что проблеме осложняющих факторов в процессе добычи углеводородного сырья на месторождениях Беларуси уделяется особое внимание. Учитывая, что большинство месторождений находятся на последней 4-й стадии разработки, обводненность продукции неуклонно растет и многие скважины при этом оборудованы УЭЦН, в ближайшее время, возможно усугубление ситуации по карбонатным солям и коррозионному воздействию на оборудование скважин. Для эффективного решения этих проблем нами постоянно ведется работа по совершенствованию применяемых технологических решений, оперативному внедрению необходимых мероприятий, проведению опытно-промышленных испытаний новых эффективных схем и технологий, направленных, в первую очередь, на повышение срока безотказной работы добывающих скважин. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в лице института «БелНИПИнефть» всегда открыто для обмена научным и практическим опытом, сотрудничества с другими нефтедобывающими компаниями и фирмами-производителями. ●

Динамика отказов подземного оборудования механизированного фонда скважин по причине коррозии



ЗАКАТ ЭРЫ УКРАИНСКОГО ТРАНЗИТА



Алексей Гривач,
заместитель
генерального директора
Фонда национальной
энергетической безопасности

Проблема безопасности транзита российского газа в Европу встала на повестку дня сразу же после распада Советского Союза, когда Россия в лице Украины приобрела монопольного транзитера почти всего экспортного потока. Задача снизить эту зависимость была очевидна в 90-е годы, первые ее плоды появились в середине нулевых – после запуска «Голубого потока» и газопровода «Ямал-Европа». Тем не менее, вследствие роста спроса на российский газ в Европе и Турции, монопольный статус Украины все еще сохранялся, а риски прекращения транзита в результате коммерческих споров о цене газа и политической нестабильности в Киеве материализуются с завидной регулярностью, усиливаясь от раза к разу.

Ввод в эксплуатацию «Северного потока» и принятие инвестиционного решения по «Южному потоку» стали одной из основ экспортной газовой стратегии России в последние годы. Логичный и хоть и достаточно дорогостоящий ответ на невозможность снизить эти риски другими способами через создание инструментов совместного управления развития украинской газотранспортной системы.

Транзит российского газа через территорию Украины на протяжении всей постсоветской истории был постоянным предметом торга,

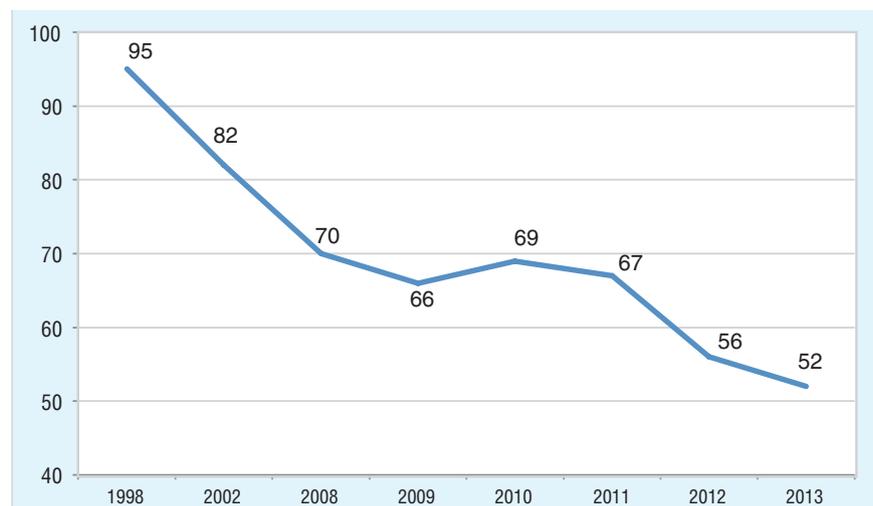
конфликтов и даже нескольких масштабных транзитных войн. Россия в лице «Газпрома» пыталась снизить транзитные риски за счет получения ГТС Украины в управление (путем выкупа ее части или получения за долги, позднее – за счет создания газотранспортного консорциума в обмен на гарантии поддержания транзитной системы и инвестирования в ее расширение). Модель совместной российско-украинской собственности на трубу на Украине даже была реализована в рамках проекта модернизации и расширения транзита газа в Турцию через газопровод Ананьев-Тирасполь-Измаил, который был осуществлен через создание СП «Газтранзит» (по 40% у «Газпрома» и «Нафтогаза», 20% у российско-турецкой компании «Турсгаз»). После расширения мощностей они остались в собственности у СП, но были переданы в оперативное управление «Укртрансгазу».

Однако идеи полномасштабного сотрудничества в сфере управления украинской ГТС не прошли, что заставило Москву активнее искать пути обхода транзитной монополии. Проекты по диверсификации маршрутов транспортировки российского газа в Европу были запущены еще в 90-е годы, когда были подписаны межправительственные соглашения

о строительстве газопровода «Ямал-Европа» (через Белоруссию и Польшу в Германию) и «Голубого потока» (из России в Турцию по дну Черного моря). Проекты были завершены к середине 2000-х годов, когда к власти на Украине пришел Виктор Ющенко и тема газотранспортного консорциума, затормозившая еще в 2003 году была закрыта в новых политических реалиях на неопределенный срок. Параллельно было ужесточено украинское законодательство, запретившее любые действия с газотранспортными активами без внесения поправок в законы через Верховную Раду.

И хотя «Ямал-Европа» и «Голубой поток» были призваны обеспечить рост поставок российского газа на рынки стран дальнего зарубежья, а не просто снизить зависимость от транзита через Украину, они отразились и на украинской диспозиции. Расширение инфраструктуры на юге России под «Голубой поток», позволило к 2006 году отказаться от использования украинской ГТС для поставок газа для нужд Ростовской области и Северного Кавказа. Теперь необходимые объемы идут в обход Украины. А постройка «Ямал-Европа» сделала невостребованными мощности газопроводов Мозырь-Долина и

Доля транзита через Украину в структуре экспортного потока «Газпрома» в Европу и Турцию, %



Источник: ФНЭБ (на основе данных «Газпрома» и «Нафтогаза Украины»)



Ивацевичи-Долина, загрузки которые можно было бы увеличить объемы поставок на рынок Германии. Но непримиримая позиция Украины по разделению транзитных рисков не позволила сделать ставку на эти направления.

Еще в 1998 году Киев контролировал 95% транзита российского газа в Европу и Турцию, а в 2002 году – более 80%. Вывод на проектную мощность «Голубого потока» и газопровода «Ямал-Европа» позволили к 2008-му снизить долю Украины в общем объеме транспортировки из России в европейские страны и Турцию до 70%, где она и прибывала с небольшими отклонениями вплоть до 2011 года, когда был запущен «Северный поток».

Уже 2012 году за счет начала работы «Северного потока» даже в условиях ограничений со стороны Еврокомиссии, транзит через Украину упал до 56% от общего объема продаж газа «Газпромом» в страны дальнего зарубежья. По

итогах 2013 года, доля Украины снизилась до 52%. Только административно-политические ограничения по загрузке газопровода OPAL (сухопутного продолжения «Северного потока» по территории Германии до границы с Чехией), принятые Брюсселем и бум импорта российского газа со стороны Италии, не позволили объемам упасть ниже 50%.

При практически идентичных объемах экспорта в 2008 и 2013 годах, объемы транзита газа через Украину снизились на 33 млрд кубометров или 28%. В основном за счет работы «Северного потока», запущенного в 2011 году, но также за счет выхода на показатели близкие к проектным «Голубого потока» и рекордного транзита в Европу через территорию Белоруссии. С учетом нынешней ставки транзита через Украину (около \$3,2-3,4 за тыс кубометров на 100 км) от снижения транспортировки на 30 млрд кубометров «Нафтогаз Украины»

недополучает \$1,2 млрд дохода в год, хотя потенциал «Северного потока» по замещению украинского транзита все еще используется на 50-60%.

Если с OPAL будут сняты ограничения в соответствии с договоренностями, достигнутыми между акционерами проекта и немецким регулятором (через механизм выставления зарезервированных для третьих лиц мощностей в объеме около 15 млрд кубометров на аукцион и в случае отсутствия претендентов санкционирования предоставления этих мощностей «Газпрому», как собственнику всего объема газа на входе в трубу на территории Германии), то уже в 2013 году Украина пробьет психологический рубеж – менее 50% от общего транзита.

Основной экспортный поток для транспортировки через Украину подается на три ГИС – Курск (Суджа), Писаревка и Сохрановка. Но если две последние в последние годы используются исключительно для транзитного газа, то через Суджу проходят небольшие объемы газа, предназначенные для внутреннего потребления (Елец-Курск-Киев и Елец-Курск-Диканька).

В 2008 году утилизация порпусной способности ГТС в районе Суджи составила 94%, Писаревки – 66%, Сохрановки – всего 15%, что объясняется низкими объемами транспортировки газа из Оренбурга (прежде всего, шел газ с Карачганакского месторождения, переработанный на Оренбургском ГПЗ).

Распределение транзита экспортных объемов российского газа, млрд кубометров

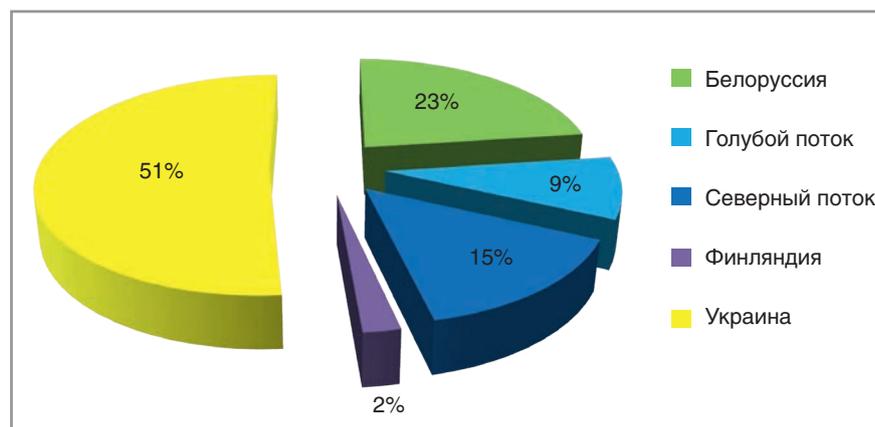
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Белоруссия	36,1	32,9	30,8	30,8	32,2	37,4
Голубой поток	9,8	9,6	7,9	13,7	14,7	14,7
Северный поток				0,7	11,5	23,8
Финляндия	4,8	4,4	4,8	4,2	3,8	3,6
Украина	116,9	92,2	95,4	101,1	81,2	83,9
Поставка из России в транзитные системы*	167,6**	139,1	138,9	150,5	143,4	163,4
Продажи "Газпрома" в Европу и Турцию	158,8	140,7	138,7	150	138,9	161,5

*с учетом топливного газа

**данные по поставкам учитывают реэкспорт газа с Украины в Венгрию и Польшу трейдером RUE

Источник: «Газпром», оценка и расчеты ФНЭБ

Структура транспортировки российского газа на экспорт в дальнее зарубежье в 2013 году, %



Источник: ФНЭБ



Объемы поступления и выхода газа по ГТС Украины в 2007-2013 годах, млрд кубометров

В 2013 году объемы подачи газа млрд кубометров, вдвое меньше,

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Вход	168,9	168,6	122,8	134,4	149	117,2	111,8
Суджа	98,2	101,2	77,6	83,8	83	72,1	71
Писаревка	34,5	32,6	19,4	24	24,4	21,1	15,3
Валуйки	11,3	11,1	8,6	11,1	9,5	9,4	10,5
Серебрянка	2,4	1,8	0	0,1	5,07	1,01	1,3
Сохрановка	7,7	7,1	8,1	3,7	4,4	4,4	5,7
Прохоровка	1,9	2,2	0,8	3,3	3	1,9	0,9
Платово	1,2	1	0,7	0,9	1	0,7	0,7
Мозырь	4,6	4,7	5,4	4,3	4	3,3	2,8
Кобрин	6,8	6,9	2	3,1	3,5	3,1	3,4
Брянск	0	0	0	0	0	0	0
Харьков	0	0	0	0	0	0	0
Выход	115,1	119,6	95,8	98,6	104,2	84,3	86,1
Европа и Турция	112,1	116,9	92,8	95,4	101,1	81,2	83,9
Ужгород (Словакия)	72,2	75,5	65,2	67,9	70,6	51,8	55
Берегово (Венгрия)	10,5	12,1	7,9	7,1	6,4	5,6	6,3
Дроздовичи (Польша)	4,2	4,8	2,8	3,4	3,7	3,7	4
Теково (Румыния)	2,1	2	0,3	0,3		0,26	0,2
Орловка (Румыния)	23,1	22,5	16,6	16,7	20,5	19,34	18,4
Молдова	3	2,7	3	3,2	3,1	3,1	2,2
Прохоровка (Россия)	0,3	0	0	0	0	0	0

*зеленым выделены газоизмерительные станции (ГИС), через которые газ идет транзитом в Европу и Турцию
 Источник: «Нафтогаза Украины», «Газпрома», Eustream, Gaz System, FGSZ, Transgaz

в Суджу снизились на 30% до 71 млрд кубометров, из которых только 62 млрд кубометров для транзита. Уровень утилизации транспортных мощностей здесь уменьшился до 66%. В то же время через Писаревку на экспорт в прошлом году было направлено всего 15 млрд кубометров, в два раза меньше, чем в 2008-м, а уровень утилизации мощности пункта составил всего 31%.

На выходе из украинской ГТС ситуация развивалась следующим образом. Основной поток пересекает границу в Ужгороде в направлении Словакии. Объемы по сравнению с 2008 годом уменьшились на 20 млрд кубометров, а уровень утилизации снизился с 77% до 59%. Существенное падение наблюдалось также и на двух второстепенных пунктах пересечения украинской границы – Берегово (в направлении Венгрии) и Теково (Румынии). Объемы поставок в Берегово составили 5,6

чем в 2008-м, а по газопроводу Хуст — Сату-Марэ в Румынию составляют мизерные 200 млн кубометров. Отметим также, что часть объемов российского газа на венгерский рынок сейчас поступает не напрямую через Украину, а транзитом через Словакию и Австрию. Кроме того, часть газа (1,1 млрд кубометров) де-юре поступившего в Венгрию через схемы виртуального реверса «вернулись» в украинскую систему. То же самое произошло и с южным маршрутом поставок газа в Польшу через ГИС Дроздовичи. Из 4 млрд кубометров газа формально, пересекших границу со стороны Украины, около 1 млрд кубометров «вернулись» обратно. Коэффициент использования мощностей на выход, таким образом, уменьшился с 96% в 2008-м до 60% в 2013 году.

Трансбалканский маршрут, через который газ поступает в Румынию, Болгарию, Грецию и Турцию, «пострадал» за последние 5 лет меньше других. Объемы

транспортировки снизились с 22 млрд кубометров (утилизация 85%) до 18 млрд кубометров (70%). Причины – поставки основных объемов газа в Турцию через «Голубой поток», которые к тому же не облагаются до 2016 года экспортной пошлиной, а также снижение в период роста цен на газ отбора со стороны Румынии, которая является крупнейшей в Восточной и Центральной Европе газодобывающей страной.

Украина и обходные маршруты

«Газпром» традиционно делит свой экспорт на страны Западной и Восточной Европы. В Западную Европу при этом традиционно включается Турция. Чтобы лучше понять структуру экспортных потоков, мы предлагаем иное условное разделение внешних продаж концерна: северо-западная Европа (Германия, Франция, Великобритания, Нидерланды, Чехия и Польша), Юго-Западная и Юго-Восточная Европа (Словакия, Венгрия, Австрия, Италия, Швейцария, Румыния, Болгария, Греция, Словения, Хорватия, Сербия и Босния) и Турция. Особняком стоит Финляндия, получающая весь газ непосредственно из РФ.

Отчетливо видно, что по сравнению с 2008 годом спрос на газ «Газпрома» в вырос в Северо-Западной Европе и Турции (на 5 и 3 млрд кубометров, соответственно) и снизился на южно-европейском направлении на 10 млрд кубометров. Что касается маршрутов доставки, то 5 лет назад через Украину доставлялось 100% газа в Южную Европу, 56% - в Северо-Западную Европу и 59% – в Турцию. В 2013 году баланс поставок газа в Турцию качнулся в сторону «Голубого потока», что привело к уменьшению транзита в эту страну через украинскую систему до 45%, южно-европейское направление не изменилось (те же 100% через Украину). Но теперь страны Северо-Западной Европы получают почти три четверти российского газа через иные маршруты («Ямал-Европа», «Северный поток» и Кобрин-Брест), а на долю Украины осталось всего 26%. По сути, только Чехия и Польша все еще нуждаются в физических поставках газа через украинскую систему. И то, если будут сняты ограничения



на «Северный поток», чешские потребности могут быть легко закрыты через новый маршрут.

А произошло это в первую очередь за счет того, что в 2013 году газ через Украину практически прекратил поступать по газопроводу «Братство» (Вельке Капушаны-Ланжгот-Вайдхаус) через Словакию и Чехию на юг Германии в баварский пункт сдачи Вайдхаус, куда традиционно направляется 20-25 млрд кубометров российского газа.

Теперь газ в этот пункт идет через «Северный поток» и газопроводы OPAL (Грайфсвальд-Брандов) в Германии и Gazelle (Брандов-Вайдхаус) в Чехии. За последние три года, что публикуются данные для чешской системы объемы поставки газа в пункт Ланжгот на границе со Словакией снизились с 26 до 7 млрд кубометров, которые примерно соответствуют объемам поставок газа «Газпрома» на рынок Чехии в 2013 году. В начале 2013 году был официально запущен чешский участок северного маршрута Gazelle, что позволило отказаться от использования старого маршрута транспортировки газа в Вайдхаус через Украину.

Естественно, строительство первого обходного маршрута – Северо-Европейского потребовало значительных инвестиций (около 17 млрд евро, из которых около 8 млрд – прямые инвестиции «Газпрома» в российский участок и финансирование своей доли вложений в морской и немецкий участки). Модернизация украинской системы обошлась бы в разы дешевле, но поскольку все упиралось в вопросы защиты инвестиций и механизмы их возврата, а также в проблему минимизации транзитных рисков, в условиях отсутствия у Киева воли и желания договариваться о трубе, стратегически такие вложения стали не только возможными, но и необходимыми в долгосрочной перспективе. Любые коммерческие разногласия, нежелание балансировать свою систему за счет закачки в ПХГ или политическая нестабильность на Украине могут привести к новым транзитным кризисам и проблемам с выполнением обязательств «Газпрома» перед европейскими клиентами. Теперь в опасной – 100-процентной – зависимости от транзитного риска остались

Структура экспортных продаж «Газпрома», млрд кубометров

	2008*	2009	2010	2011	2012	2013
Северо-Западная Европа	75	68,5	73,4	74	68,8	80,1
Германия	34,7	31,4	34	34	33,2	40,2
Франция	10,4	10,1	9,8	9,5	8	8,2
Великобритания	7,5	7,3	6,8	8,2	8,1	12,5
Нидерланды	4,4	4,3	4,3	4,4	2,3	2,1
Чехия	7,6	6,4	8,6	7,6	7,3	7,3
Польша	10,4	9	9,9	10,3	9,9	9,8
Через Украину	41,7	34,6	42,8	43	29,9	21,2
<i>Доля</i>	<i>56</i>	<i>51</i>	<i>58</i>	<i>58</i>	<i>43</i>	<i>26</i>
Юго-Западная Европа	61,2	47,8	42,5	45,8	39	50,8
Словакия	6,2	5,4	5,8	5,9	4,2	5,4
Венгрия	12,4	7,6	6,9	6,3	5,3	6
Румыния	3,6	2	2,3	2,8	2,2	1,2
Австрия	5,8	5,4	5,6	5,4	5,2	5,2
Италия	22,3	19	13,1	17,1	15,1	25,3
Швейцария	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Болгария	3,5	2,6	2,7	2,8	2,5	2,8
Греция	2,8	2,1	2,1	2,9	2,5	2,6
Экс-Югославия	4,3	3,4	3,7	2,3	1,7	1,9
Через Украину	61,2	47,8	42,5	45,8	39	50,8
<i>Доля</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>
Турция	23,8	20	18	26	27	26,6
Через Украину	14	10,4	10,1	12,3	12,3	11,9
<i>Доля</i>	<i>59</i>	<i>50</i>	<i>56</i>	<i>47</i>	<i>46</i>	<i>45</i>

*включая продажи через RUE в Польшу и Венгрию
Источник: «Газпром»

страны Центральной и Юго-Восточной Европы.

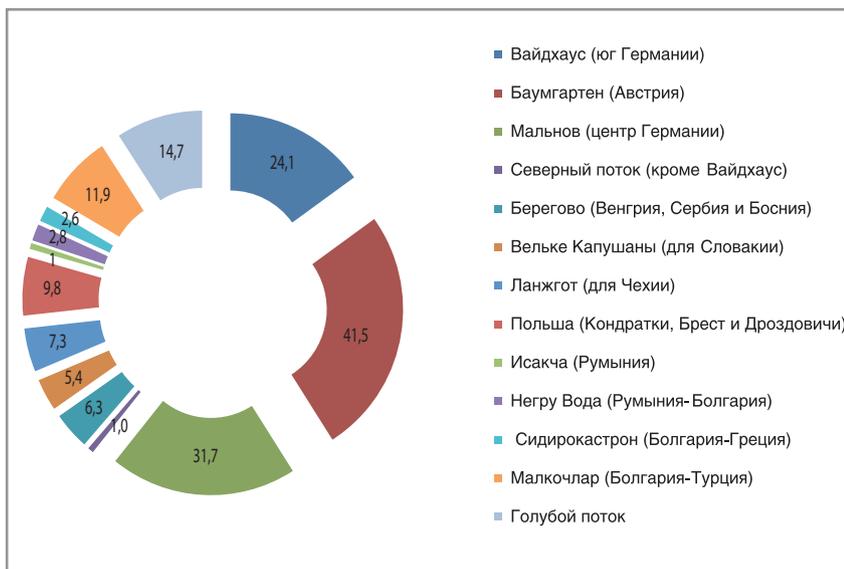
Таким образом, «Южный поток» вытекал из самой логики развития процессов в сфере транзита – осушить потоки, которые идут через Украину в Болгарию, Грецию и Турцию, Венгрию и Сербию, и наконец, крупнейший коридор в австрийский Баумгартен и далее в Италию, Словению, Хорватию, юг Германии, Францию и Швейцарию.

Поэтому изначально конечной точкой «Южного потока» предполагался австрийский хаб в Баумгартене. Однако европейская комиссия заблокировала приобретение «Газпромом» доли в этом хабе (Central European Gas Hub) у австрийской OMV. После чего «Газпром» принял решение изменить маршрут и завести газ из «Южного потока» не в австрийский хаб, а напрямую на самый крупный рынок в регионе и самого крупного покупателя в южной Европе – Италию. В 2013 году на рынок

Италии поступило более 25 млрд кубометров газа, что соответствует максимальным на сегодняшний день контрактным обязательствам «Газпрома» по поставкам на рынок Италии. Это примерно 40% заявленной мощности «Южного потока» (63 млрд кубометров).

Кроме того, по пути следования нового газопровода будут закрыты потребности Болгарии (до 3 млрд кубометров), Сербии и Боснии (в настоящее время до 2 млрд кубометров с возможным увеличением до 5 млрд кубометров), а также Венгрии – 5-6 млрд кубометров газа «Газпрома», из которых, правда, только 30% идет через Украину напрямую, а остальное в последние годы поступает через австрийский Баумгартен. Так как система будет соединена с нынешней транзитной системой, проходящей через Болгарию, то без участия Украины можно будет покрыть потребности запада Турции и Греции (до 15-17 млрд

Распределение экспортного потока «Газпрома» в 2013 году по основным пунктам сдачи, млрд кубометров



Источник: ФНЭБ (на основе данных «Газпрома», «Нафтогаза» операторов газотранспортных систем в Европе)

кубометров). Итого 45-50 млрд кубометров газа в год.

Неохваченными при таком раскладе остаются Австрия, Словакия и юг Польши (поставки через пункт Дроздовичи). К тому же, для доставки газа от сербско-венгерской границы, потребуется строительство интерконнекторов и перестройка системы транспортировки в этой стране в реверсный режим. При этом у «Южного потока» остаются резервные мощности в размере 15-20 млрд кубометров, за счет которых можно было бы закрыть потребности Австрии и Словакии. Для это пришлось бы запустить в

реверсном режиме газопровод TAG, по которому в настоящее время российский газ из Баумгартена доставляется в итальянский Тарвизио. Правда, объемы транспортировки были в 2-3 раза ниже, чем сейчас в аверсном.

Впрочем, австрийцы крайне не заинтересованы в том, чтобы потерять свой статус центрально-европейского газораспределительного хаба и после провала газопровода Nabucco (вместо которого Азербайджан и европейские инвесторы решили построить Трансадриатический газопровод для транспортировки газа с месторождения Шах-

Дениз на Юг Италии). Поэтому Вена и главная австрийская нефтегазовая компания OMV вновь инициировали с «Газпромом» переговоры о строительстве одной из ниток «Южного потока» непосредственно в Австрию. Соответствующий меморандум был подписан в конце апреля 2014 года.

Экономика в вопросах, затрагивающих безопасность энергоснабжения и выполнения долгосрочных обязательств по поставкам газа (не говоря уже о том, что они также обеспечивают значительную долю притока валютной выручки в Россию), не является определяющим фактором. От транзита через Украину зависит поступление выручки в размере более 30 млрд долларов в год. Поэтому даже общая стоимость «Южного потока» 33 млрд евро с учетом срока жизни проекта в 50 лет не кажется чрезмерной.

Тем более, что в долгосрочной перспективе проекты строительства могут быть более выгодными для поставщика по сравнению с оплатой транзитных услуг третьей стороне, так половину стоимости транзита «Газпром» будет платить самому себе.

Более того, при нормальном уровне загрузки «Северного потока», стоимость транспортировки 1 тыс кубометров газа от границы России до пункта сдачи газа в Вайдхаусе примерно в полтора раза дешевле, чем туда же через Украину – 31 евро против 46 евро за тыс кубометров. ●



ЕДИНЫЕ ЦЕЛИ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

TYPOGRAPHY #1

The easiest way to communicate is through the most common, established

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОИЗВОДСТВА БИМЕТАЛЛА ООО «БИТРУБ ИНТЕРНЭШНЛ»

При создании новых коррозионно-стойких материалов важная роль принадлежит слоистым металлическим композициям, которые объединяют полезные свойства составляющих и обладают новыми качествами отличными от исходных материалов. Такие материалы обладают комплексом ценных свойств: конструкционная прочность и коррозионная стойкость, коррозионная стойкость и жаропрочность и др. Применение слоистых металлических композиций позволяет не только повысить надёжность и долговечность большого класса деталей и оборудования, но и значительно экономить цветные металлы. Основную часть слоистых композиций составляют биметаллы, т.е. состоящие из двух металлов.

Л.Б. Первухин,
Технический директор,
ООО «Битруб Интернэшнл»,
д.т.н.,
профессор,

О.Л. Первухина,
Начальник технологической
службы и контроля,
ООО «Битруб Интернэшнл»,
к.т.н.,

С.Ю. Агауров,
Коммерческий директор,
ООО «Битруб Интернэшнл»

Главная задача при создании технологии производства биметаллов – обеспечить прочное соединение слоев без изменения их исходных свойств. Наиболее полно эта задача решается при использовании метода сварки взрывом. При получении биметаллов сваркой взрывом слои металлов, из которых они состоят, сохраняют их свойства до соединения в биметалле.

Технологические основы

Сегодня условия производства биметалла сваркой взрывом и его использования изменились. К их современному производству должны предъявляться следующие требования:

- качество, подтверждённое сертификатом, при конкурентной цене;
- круглогодичность производства; сжатые сроки выполнения работ от получения заказа до поставки;
- обеспечение по требованию заказчика полного цикла производства, включая термообработку, отделку и проведение испытаний на соответствие требованиям стандартов и технических условий.

Производство ООО «Битруб Интернэшнл», расположенное в г.

Красноармейск Московской области, удовлетворяет всем вышеуказанным требованиям.

Высокое качество и круглогодичность производства обеспечиваются технологией производства. При создании производственной базы были объединены возможности предприятий и организаций для производства биметалла сваркой взрывом, использования мощностей крупных промышленных предприятий, располагающих соответствующим оборудованием. В результате, выработана и осуществлена схема производства, предусматривающая поставку с оптового баз исходного металлопроката, подготовку его к сварке взрывом и проведение этого процесса, контроль качества, отбор образцов для сертификационных испытаний и маркировки, термообработку и правку. По этой схеме, начиная с 2004 г., ООО «Битруб Интернэшнл» производит до 3000м² биметалла различного назначения, в основном виде двухслойных листов размером 1400х5900 мм.

Многолетний опыт производства биметалла сваркой взрывом показал, что его качество определяется: правильностью выбора схемы сварки, рациональной технологией подготовки свариваемых поверхностей, зарядом взрывчатого вещества, опорой и возможностью сведения к минимуму влияния внешних факторов (температуры, осадков и т.п.). Для рационального решения этих вопросов при разработке промышленной технологии производства крупногабаритного биметалла сваркой взрывом в её основу были положены следующие положения.

1. При выборе схемы сварки учитываются свойства свариваемых материалов, особенности деформации узких

граней и обрезки нависаний плакирующего листа, результаты исследований и рекомендации работы. За основу в технологии приняты методы сварки взрывом по авторскому свидетельству №317267 запатентованному в США (№3900147), Франции (№7245251), Англии (№1402276) и авторскому свидетельству № 653840, патенту РФ № 2237558. В зависимости от свойств свариваемых материалов процесс сварки осуществляется в среде защитных газов.

2. Разработку рациональной технологии подготовки свариваемых поверхностей, как наиболее трудоёмкой операции, производим на основании исследований влияния шероховатости свариваемых поверхностей и поверхностных загрязнений (влаги, ржавчины, окислы, масла и др.) с учётом свойств свариваемых материалов и требований к готовому биметаллу.

3. В отечественной и зарубежной практике для сварки взрывом используются низко скоростные аммиачно-селитренные взрывчатые вещества, в том числе смеси аммиачной селитры с дизельным топливом. Использование в качестве взрывчатого вещества при сварке взрывом смеси гранулированной микропористой аммиачной селитры с дизельным топливом позволяет до минимума сократить применение промышленных ВВ, механизировать процесс приготовления смеси, обеспечить высокое качество сварки за счёт стабильности состава и плотности заряда по всей его поверхности.

4. Для обеспечения круглогодичного производства биметалла в условиях Подмоскovie и сведения к минимуму влияния внешних факторов технология предусматривает сборку пакетов основного и плакирующего листа в цехе, обеспечение заданного сварочного зазора, его герметизацию



Таблица 1 Результаты сертификационных испытаний биметалла на прочность соединения плакирующего слоя с основным

Марка биметалла	Режим термообработки	Сопротивление срезу, МПа		сопротивление отрыву, МПа		Испытания на изгиб			
		Норма	факт	Норма	факт	Плакирующим слоем внутрь		Боковой изгиб	
						норма	факт	норма	факт
09Г2С+12Х18Н10Т	Нормализация 940°C+отпуск 630-650 °С	147	286,395	196	557,565	160°	+	80°	+
12ХМ+12Х18Н10Т	Нормализация 940°C+отпуск 630-650 °С	147	321,480	196	449,581	160°	+	80°	+
Ст.3сп3+ВТ1-0	Нормализация 550 °С	147	150,345	196	297,347	80	+	80°	+



и сохранение при транспортировке и грузоподъемных операциях, подогрев пакета при отрицательных температурах. Проведение на площадке ведения взрывных работ только установку пакета на опору и раскладку заряда.

6. Контроль качества биметалла на соответствие ГОСТ 10885-85, техническим условиям. Качество биметалла оценивали по сплошности сцепления слоёв методом ультразвуковой дефектоскопии, прочность соединения на отрыв и срез, деформации.

Практические результаты

Для обеспечения ведущих отраслей машиностроения (нефтехимического, атомного, энергетического и др.) в г. Красноармейске была создана научно-производственная база по изготовлению биметалла сваркой взрывом.

Объём производства биметалла в 2005 г. составил около 1000 м², в 2008 г произведено 4000 м². Мощность базы 3000 тонн биметаллов в год или 8-10 тысяч м². Созданная ООО «Битруб Интернэшнл» производственная база и технология позволяют производить сваркой взрывом высококачественный коррозионно-стойкий биметалл, соответствующий требованиям ГОСТ 10885-85 и ТУ 27.32.09.010-2005, ТУ 27.81.09.009-2005. Коррозионно-стойкий биметалл с основой из стали 09Г2С, 12ХМ толщиной 10-70 мм и плакирующим слоем из сталей Тр321 ASTM (аналог 08Х18Н10Т), Тр 316Ti ASTM А240 (аналог 08Х17Н13М2Т), 08Х13 толщиной 2-6 мм в листах размером 1400х5900 мм, 1900х5900 мм, 2000х5000 мм были поставлены ведущим предприятиям страны ОАО «Пензхиммаш»,

ОАО «Волгограднефтемаш», ОАО «Курганхиммаш», ЗАО «Дзержинскиммашэкспорт», ОАО «Салаватнефтемаш» и др.

Развитие этих работ позволило разработать принципиально новую технологию сварки взрывом в среде защитных газов для производства

Дорогие друзья!

Приглашаем Вас посетить стенд ООО «Битруб Интернэшнл» на выставке НЕФТЕГАЗ-2014, которая пройдёт 26-29 мая в Экспоцентре!

Наш стенд №83С75 находится в 8 Павильоне, Зал №3.

Каждого посетителя ожидает Ценный Подарок!

биметалла сталь+титан. В 2005-2007 г. по новой технологии плакированы заготовки трубных решёток марки сталь 20+ВТ1-0 размерами 38(30+8)х2700х2900 мм и 48(40+8)х1800х3400 мм для ОАО «Калужский турбинный завод». Заготовки соответствуют ТУ 27.81.09.009-2005 «Заготовки двухслойные сталь + титан, полученные сваркой взрывом», одобренным Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору и третьему уровню сплошности сцепления по NC 501 (Франция), а также требованиям AD Merkblatt W8, luli 1987, спецификация 1264 от 4.85. Сплошность соединения слоёв – 100% по нулевому классу. Прочность соединения, определённая в различных зонах листа: на срез – не ниже 150 МПа, на отрыв - выше 250 МПа. Структура зоны соединения волнистая без хрупких включений Деформации после термообработки и правки на вальцах в холодную в пределах допуска.

Для комплексного решения вопросов, связанных с созданием технологии и освоением новых марок биметаллов для атомного, нефтехимического и судостроительного машиностроения

в 2009 г. создан научно-производственный комплекс.

Поставлена задача: Исключить зависимость важнейшей отрасли машиностроения России от импорта биметалла за счет создания современного производства биметалла сваркой взрывом

и использования мощностей испытательных полигонов оборонного комплекса.

Для решения поставленной задачи ООО «Битруб Интернэшнл» разработана инвестиционная программа, которая включает реконструкцию производства с оснащением его современным оборудованием для подготовки поверхностей к сварке взрывом и отделке готового биметалла. Объём производства после завершения реконструкции производства составит 20 тыс. м² биметалла в год с последующим ростом по мере расширения потребностей рынка до 30 тыс. м² в год. ●

Общество с ограниченной ответственностью
«Битруб Интернэшнл»
www.bitrub.ru, e-mail: info@bitrub.ru;
info@supplysteel.ru



ЮР. АДРЕС И ПРОИЗВОДСТВО: 141292, МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ Г. КРАСНОАРМЕЙСК, ПР. ИСПЫТАТЕЛЕЙ 14.
 ОФИС: Г. КРАСНОАРМЕЙСК, УЛ. КОМСОМОЛЬСКАЯ, Д.4, КОРП.2, ОФ. 72, 73
 ИНН 2221006999, КПП 502301001, ОГРН 1022200908850
 ТЕЛ./ФАКС +7(496) 588-01-08, +7(495)-956-62-31

НОВЫЙ УРОВЕНЬ АВТОНОМНОСТИ

Современная технология регистрации геофизической информации бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системой «SCOUT» производства ОАО «СКБ СП»

Александр Гнатюк,

Николай Тарасов,

Игорь Цукерман,

Владимир Бескорвайный,

**ОАО «СКБ сейсмического
приборостроения»**

В настоящее время практически все современные сейсморегистрирующие системы сравнимы по номенклатуре технических параметров и их количественным значениям. Это определяется современной элементной базой доступной для разработки электронных схем. Поэтому на первое место выступает критерий надёжности и устойчивой работы всего геофизического комплекса от аппаратуры регистрации геофизической информации до линий передачи данных и источников возбуждения сейсмических колебаний.

Очевидно, что такая сложная аппаратура как сейсморегистрирующая система может быть оценена с точки зрения качества и надёжности работы в сложных климатических условиях только после проведения промышленных испытаний с достаточным объёмом зарегистрированной геофизической информации, причём в летний и зимний сезоны. При этом оценка должна проводиться по таким критериям как:

- надёжность и простота интерфейса управления системой;
- контроль всей расстановки перед регистрацией каждого пикета;
- возможность работы с любым источником возбуждения;
- возможность оперативного восстановления аппаратуры и программного обеспечения;
- наличие системы диагностирования бортовой аппаратуры и наземного комплекса;

— возможность тестирования групп сейсмоприёмников непосредственно в поле;

— наличие технических параметров системы на уровне современных мировых образцов;

Сокращение расстояний между точками приёма, повышение разрешённости наблюдений, соответственно предполагают увеличение канальности регистрирующих систем на профиле. В настоящее время используются тысячи сейсмических каналов при одновременной регистрации геофизической информации. Это значит, что резко возрастают мощности аппаратуры, требующей постоянного контроля в процессе подготовки расстановки и во время регистрации. Известно, что не менее 30% производственного времени сейсморазведки тратит на размещение блоков сбора данных, аккумуляторных батарей и кабелей по линиям наблюдения. Поскольку кабельная система обеспечивает контроль расстановки и процесс регистрации в реальном времени то постоянно увеличиваются требования супервайзеров к объёму тестовой информации получаемой по каждому пикету перед возбуждением сейсмического сигнала. И эти требования оправданы тем, что в кабельной системе определяющим становятся контакты, особенно в сложных районах работ. С точки зрения контроля качества полевого материала, полученного в реальном времени и соответственно состояния аппаратуры всего геофизического комплекса это чрезвычайно важно, однако цена этих требований достаточно высока с точки зрения экологии, трудоёмкости и в конечном итоге производительности геофизических работ на профиле.

В настоящее время наступает переломный момент в области наземных способов регистрации

геофизической информации, который тесно связан с мировыми достижениями в области телекоммуникационной связи и нанотехнологиями в микроэлектронике. На геофизический рынок стали поступать бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы (БТСС) сбора данных нескольких производителей, которые способны работать с любыми источниками возбуждения. Психологический барьер специалистов, привыкших работать с кабельными системами, ещё достаточно крепок и ещё пройдёт несколько лет пока наступит понимание того, что бескабельные системы более эффективны при сейсмических наблюдениях и при условии надёжного их изготовления.

Помимо обеспечения возможности работы с мегаканальными расстановками и связанными с этим преимуществами, БТСС должны обеспечить и ряд других, весьма существенных преимуществ, по сравнению с кабельными ТСС:

- Существенное снижение численности персонала полевой партии;
- Существенное снижение количества и веса оборудования перемещаемого в полевой партии в процессе выполнения полевых работ;
- Существенное повышение гибкости и скорости развертывания оборудования на исследуемой площади, а также его свертывания по окончании выполнения работ;
- Обеспечение возможности выполнения сейсморазведочных работ в районах, в которых проведение данных работ с другим оборудованием из-за различного рода ограничений не возможно;
- Режим непрерывной регистрации в течении длительного периода (до 30 и более суток), реализуемый в



ряде БТСС, идеально подходит для мониторинга месторождений;

- Снижение степени воздействия на окружающую среду;

Для автономных БТСС достаточно остро встает вопрос контроля состояния профиля в процессе регистрации, контроля технического состояния полевого оборудования и, соответственно, его надежности, а также контроля качества зарегистрированной информации.

Автономная сейсмосистема «SCOUT» в полной мере реализует все эти необходимые требования при производстве сейсморазведочных работ. БТСС «SCOUT» может выполнять полевые работы комбинированным способом, когда на одном профиле размещены любая кабельная сейсмосистема и блоки БТСС, работающие от одного источника возбуждения. Формирование единой сейсмограммы производится в формате SEG-Y. При этом вопрос контроля уровня шумов на профиле и техническое состояние автономных блоков обеспечивается посредством специальных точек доступа, которые размещаются на профиле и через направленную антенну передают контрольную информацию на управляющий компьютер. Однако сейсмическая информация заносится в память блоков и будет доступна только после завершения приборосмены. Поэтому к автономным блокам предъявляются самые высокие требования по надёжности электронной аппаратуры.

Полевой модуль спроектирован для записи сейсмоданных без использования кабелей и радиоканала. Автономный полевой блок включает в себя 1-3 канала с 32-х разрядной оцифровкой, встроенный высокочувствительный GPS-приемник, тактовый генератор, встроенный генератор тест-сигналов, энергонезависимую память емкостью до 32 Гбайт и высокоскоростной порт для передачи данных. При потере сигнала GPS тактовый генератор может



сохранять точное время в течение 2-х часов.

Полевой блок имеет герметичный корпус, на котором имеются разъемы для подключения геофона, присоединения блока внешнего аккумулятора большой емкости и съема записанной информации.

БТСС может выполнять тестирование работоспособности цепей сейсмического канала и геофонов. Пользователь может на свой выбор задать программу тестирования – частичную или полную. По желанию пользователя можно вывести либо все результаты тестирования, либо только данные о неполадках. Собираемые и используемые для анализа данные записываются во флэш-память полевого блока. При проведении тестов программа автоматически управляет последовательностью выполнения тестов и параметрами генератора тест-сигналов. Все тесты проводятся с использованием текущих заданных значений частоты дискретизации и коэффициента усиления предварительного усилителя.

Программный комплекс включает два программных модуля:

«SCOUT-сервис» и «SCOUT-станция».

Программный модуль «SCOUT-сервис» используется для:

- диагностирования полевых модулей БАР и подключенных к ним геофонов или сейсмогрупп;
- взаимодействие с модулями БАР;

- программирование блоков перед их установкой на местности. Устанавливаются такие параметры как период дискретизации, коэффициент предварительного усиления, режим записи, параметры тестирования и т.д.

- считывание информации о состоянии модулей БАР;

- считывание сейсмических файлов

Программный модуль «SCOUT-станция» используется для:

- описания топологии расстановки и списка ПВ вручную или импортированием из SPS файлов;

- получения точных значений ОМ для каждого накопления на каждом ПВ и сохранение их в базе данных;

- построения сейсмических записей для каждого ПВ с использованием следующих данных:

- данные о точных временах ОМ, сохраненные в базе данных;

- файлы сейсмических данных, зарегистрированных полевыми модулями БАР;

- SPS R-файл, содержащий топологию пунктов приема.

- взаимодействия с полевыми модулями БАР:

- передача заданий на работу в полевые модули БАР;

- получение информации о состоянии полевых модулей БАР;

- считывание сейсмических файлов данных, зарегистрированных полевыми модулями БАР.

СКБ СП своевременно приступило к разработке отечественной бескабельной телеметрической системы регистрации геофизической информации и поставила на геофизический рынок несколько тысяч каналов автономной системы. ●



ПРОЧНЕЕ СТАЛИ

ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

МОРОЗОВ НЕ БОЯТСЯ

Современные высокотехнологичные материалы идут на смену традиционным. Легендарные РВС и РГС (резервуары вертикальные и горизонтальные стальные), которые стали привычным пейзажем любого северного аэро-, морского порта или скважинной площадки, – могут быть успешно заменены современными мобильными передвижными эластичными резервуарами (ПЭР).



И.Г. Барышев
Научный руководитель
ООО НПФ Политехника

Ранее считалось, что ничто не может быть крепче и надежнее стали, когда речь шла о резервуарах для хранения горючего. Сегодня появились композиционные, полимерные и другие материалы, по своим техническим характеристикам не уступающие традиционному металлу. Они активно замещают сталь и ее сплавы в различных секторах экономики. Например, для изготовления передвижных эластичных резервуаров применяется высокопрочная капроновая ткань баллистического (полотняного) плетения с двусторонним покрытием. Ее прочность в 7 раз превышает прочность стали (полоска композитного эластомера шириной 50 мм выдерживает нагрузку от 180 до 750 кг и более, она обеспечивает механическую прочность материала на разрыв и прокол). При этом ткань не подвержена коррозии, не боится экстремальных температур и негативного влияния окружающей среды. Использование ПЭР позволяет сохранить природу – не требуется рекультивации земель, поскольку емкости легко сворачиваются и перемещаются на другое место. При соблюдении инструкций, норм и правил срок эксплуатации таких резервуаров составляет 20 лет и более.

Кроме того, установка стальных резервуаров в районах Крайнего Севера всегда была сопряжена с высокими финансовыми затратами на транспортировку, сложностями подготовки площадки под их установку, длительностью и «капризностью» шеф-монтажа (от 6 месяцев до одного года). Это увеличивает сроки реализации всего проекта, ведь без склада ГСМ немыслимо дальнейшее формирование инженерной инфраструктуры на труднодоступных площадках.

Другое дело передвижные эластичные резервуары. Они в транспортном положении имеют малые габариты и небольшой вес. Комплектная оболочка резервуара ПЭР-320Н вместимостью 320 м³ имеет вес 560 кг. Более того, в

одном стандартном 20-ти футовом контейнере можно установить целое свернутое мобильное полевое нефтехранилище объемом 3 000 м³, что равно по вместимости железнодорожному составу из 50-ти железнодорожных цистерн или одному танкеру типа река-море проекта «Ленанефть».

Разворачивание эластичного резервуара ПЭР-320Н (максимальная вместимость 320 м³ для серийных ПЭР-Н) проводится расчетом из 8-ми человек в течение 1 – 3-х часов, зачистка и сворачивание занимают до 6 – 12 часов. Экономия денежных средств при применении ПЭР составляет 70% от суммы, необходимой для установки стандартного железного хранилища на базе РВС или РГС. При этом учитываются расходы на





транспортировку, шеф-монтаж и обслуживание парка эластичных резервуаров, а также стоимость самой емкости.

ПЭР уже нашли применение в проекте «Ямал-СПГ», самом масштабном для России начала XXI века. Напомним, он включает строительство морского порта Сабетта, имеющего большое геостратегическое значение как главная гавань Северного морского пути, освоение Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, ввод в эксплуатацию завода по сжижению природного газа (три

линии по 5,5 млн тонн), создание флотилии газозубов и другое. По решению правительства РФ на реализацию проекта отведено около 5 лет. Значительно сократить временные издержки при формировании инфраструктуры «Ямала СПГ» позволил мобильный полевой склад горюче-смазочных материалов, состоящий из 25 передвижных эластичных резервуаров (ПЭР – 320Н) общим объемом 15 000 м³, изготовления НПФ «Политехника». Эластичные резервуары разместились на площадке между Сабеттой и Южно-Тамбейским месторождением. Склад был построен специалистами предприятия в самые короткие сроки, всего за 42 дня с момента обращения заказчика в компанию.

Добавим, что установка проводилась осенью прошлого года на неподготовленной поверхности, в условиях минусовых температур.

Важной особенностью ПЭР является возможность размещать емкости на песке, грунте, снеге, в бо-лотах, оврагах, траншеях и т.д. При выполнении работ не требуется выравнивание площадки и формирование фундамента, что немислимо при установке стальных резервуаров. По своим характеристикам склад из передвижных эластичных резервуаров не уступает традиционным РВС или РГС.

Полевые склады горючего (ПСГ) можно использовать, без каких-либо ограничений для приемки, хранения и выдачи топлива и горюче-смазочных материалов (ГСМ), а также для хранения сырой нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе.

Обычно каждый ПСГ комплектуется насосным модулем, установленным в том же контейнере, в котором осуществлялась его доставка. Модуль позволяет производить до 5 – 10 выдaч топлива в автоцистерны или подвижную технику одновременно, кроме того, он оборудован фильтрами и счетчиками контроля объемов потока горючего.

Следует отметить, что это был не первый выход на полуостров Ямал НПФ «Политехника». В 2007 г. по заявке ОАО «Газпром» впервые в России был реализован проект организации полевого склада горючего (Арктическая ДТ) на базе эластичных, мягких резервуаров ПЭР-Н для нефтепродуктов, вместимостью 3000 м³ берегового базирования на участке пионерного выхода магистрального трубопровода Ямал – Европа (Байдарацкая губа). ПСГ был доставлен на место проведения работ морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3-х рабочих дней. После чего была осу-

ществлена приемка дизельного топлива по плавающему гибкому трубопроводу с борта танкера, который находился на расстоянии более 2-х километров от берега. Операция по приемке топлива заняла около 12-ти часов. Благодаря рекордной скорости монтажа срок освоения данного объекта был сокращен более чем на один год. Также были сэкономлены существенные материальные средства. В этом же году специалисты компании, опять же в самые короткие сроки, за 8 дней, разместили полевой склад горючего



недалеко от Бованенковского месторождения, что сократило сроки создания инженерной инфраструктуры и способствовало интенсификации работ по освоению самого месторождения.

И это неполный список применения ПСГ в сложных арктических условиях и его легко можно продолжить. Таким образом, как минимум два полевых склада, выполненных из инновационных эластичных материалов, уже более 7 лет продолжают работать без каких либо нареканий в сложнейших арктических условиях полуострова Ямал. Материал оболочки ПЭР-320Н обеспечивает прочность, герметичность и работоспособность изделий в температурном диапазоне от -60°C до $+80^{\circ}\text{C}$. Установленные на Ямале передвижные эластичные резервуары хорошо работают не только на Севере. Они отлично зарекомендовали себя в различных экстремальных условиях эксплуатации во влажных тропических лесах Вьетнама и в жарких пустынях Ливии.

Конструктивно эластичные резервуары представляют собой герметичную замкнутую оболочку подушечной формы, выполненную из полотен эластичного композита методом термической, диэлектрической (ТВЧ) и (или) ультразвуковой (УЗС) сварки. Оболочка снабжается сливно-наливными отводами (ДУ 25-50-75-100 мм), воздушными патрубками (ДУ 25 – 50 мм) и дренажными отводами (ДУ 50 – 75 мм). По периметру резервуара размещены ручки для удо-бства разворачивания и сворачивания оболочки.

По своему назначению эластичные резервуары делятся на несколько основных типов – в соответствии с химическими особенностями наливного продукта: керосин авиационный ТС-1; специальные топлива и жидкости; нефть сырая; бензины-газойль; масла трансформаторные, гидравлические; дизтопливо; масла базовые; мазут; водонефтяные эмульсии; нефтяные загрязнения (локализации аварийных разливов); неорганические ингибиторы гидратообразования и тяжелые растворы; метанол; этиленгликоли. Добавим, что все подушечные типы эластичных резервуаров конструктивно выполнены одинаково, однако их отличает материал оболочки.



Сегодня заказчиками мобильных, полевых резервуарных парков нефти и складов горючего на базе эластичных, мягких резервуаров для нефтепродуктов являются МО РФ, МЧС РФ, Федеральное агентство по государственным резервам, Российская академия наук (РАН), Минприроды, крупнейшие нефтегазовые компании, подрядчики и нефтесервисные компании, а также ряд западных нефтяных компаний и правительств развивающихся государств. Крупные полевые склады горючего и мобильные резервуарные парки ПЭР-Н были смонтированы на объектах таких компаний, как «Газпром», «Роснефть», ТНК-ВР, «Транснефть», «Транснефтепродукт», «Газпром бурение», «Стройтрансгаз», «Стройгазконсалтинг»,

«Уренгойдорстрой», ОАО «Ямалгазинвест», аэропорт «Сургут», «Межрегионтрубопроводстрой», «ТНГ-Групп», «Аргус Пайплайн», «Интегра-Бурение», «Ванкорнефть», ОАО «Электросетьсервис», «Интерминералс», «Борт Лонгир» и многих других компаний, работающих в отдаленных регионах страны. ●

НПФ «Политехника»

Российская Федерация,
109383, г. Москва,
ул. Шоссейная, 110-в

Многоканальный телефон/факс:
+7(495)783-01-67

URL: www.poli.ru E-mail: info@poli.ru

Почему профессионалы нефтегазовой отрасли выбирают FLUKE?

Решения от Fluke помогут вам обеспечить надежную работу.

Нефтехимическое производство сталкивается с рядом проблем, начиная от роста цен на сырье и флуктуациями на рынке, и заканчивая множеством законодательных ограничений и проблемами с устойчивостью развития. В то же время, потребность в обеспечении качественной продукцией и поддержании безопасного и непрерывного производства стремительно возрастает.

Вы можете положиться на инструменты Fluke, разработанные для профессионалов нефтегазовой отрасли с учетом проблем, с которыми вам приходится сталкиваться каждый день.



Fluke – самые надежные инструменты в мире.

С полным спектром продуктов Fluke можно ознакомиться на сайте www.fluke.ru

+7(495)664-75-12



ВРЕЗКА И ПЕРЕКРЫТИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Иван Гутник,
руководитель направления
компании Интрапул

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 227 тыс. км, в том числе газопроводных магистралей – 157 тыс. км.

По системе магистрального транспорта перемещается 100 % добываемого газа, 99% добываемой нефти, более 50% производимой продукции нефтепереработки. В общем объеме транспортной работы (грузооборота) доля газа составляет 55,4%, нефти – 40,3%, нефтепродуктов – 4,3%.

Экспорт газа, нефти и нефтепродуктов в основном осуществляется трубопроводным транспортом, в том числе через морские терминалы.

Российские трубопроводные системы наиболее активно развивались в 60-80-е годы. В настоящее время 37% трубопроводов эксплуатируется более 20 лет, что требует повышенного внимания к их эксплуатационной надежности и технической безопасности.

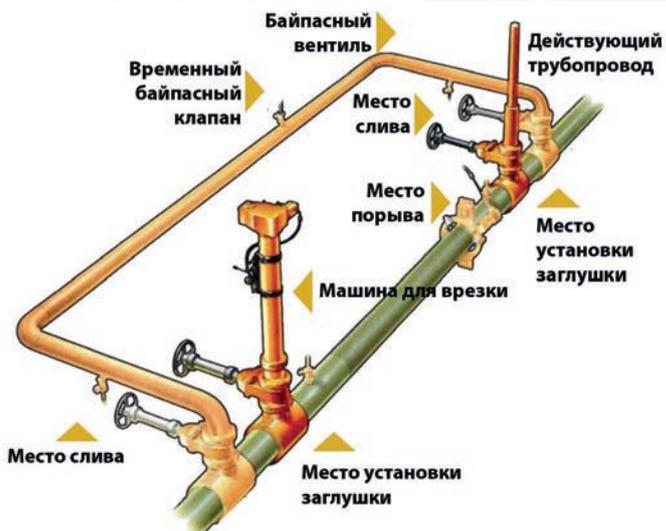
За многие годы эксплуатации накопились многочисленные дефекты, представляющие широкий спектр повреждений в виде коррозионных, стресс-коррозионных концентраторов, вмятин, гофров, сквозных питтингов, трещин и т.д. Все это требует особенного внимания и ремонта. В качестве инструментов последнего на службу эксплуатационных служб приходят современные ремонтные технологии. Одной из таких является технология врезки и перекрытия без снижения давления.

Самым главным преимуществом «горячей» врезки является то, что это позволяет подсоединять

отводы или изолировать участок действующего трубопровода без остановки его эксплуатации.

Специалисты Сервисной Компании ИНТРА, входящей в группу компаний INTRATOOL, могут производить врезку на трубопроводах диаметром от 12,5 мм до 1420 мм, при том, что материалом труб может быть практически любым (сталь, нержавеющая сталь, чугун, полиэтилен, асбоцемент, железобетон и т.д.). Специалисты компании так же имеют опыт работы с большим перечнем транспортируемых продуктов: природный газ, сжиженный газ, газовый конденсат, ШФЛУ, этан, пропан, бутан, нефть, нефтепродукты, аммиак, азот, вода и т.д.

Технология врезки и перекрытия позволяет осуществлять производство работ без остановки эксплуатации, а следовательно исключается потеря производительности. Потребитель в этом случае не испытывает никаких неудобств. Так же в случае с



Наименование показателя	Традиционная технология	Врезка и перекрытие под давлением
Кол-во перекачиваемой нефти по нефтепроводу Ду 400 в сутки	10 000 тонн	
Стоимость 1 тонны нефти	5 000 руб.	
Продолжительность остановки транспортировки	2 дня	Не требуется
Затраты на разрядку трубопровода	4 000 000 руб.	минимальные
Затраты на ремонт/простой нефтепровода	10000 X 5000x2+4 000 000= 104 000 000 руб.	13 000 000 руб.
Итого	104 млн. руб.	13 000 000
Экономия в %		87,5%

безостановочным ремонтом мы получаем отсутствие затрат на разрядку и сбор нефти и не причиняем никакого вреда для окружающей среды.

В то время как при работе традиционными методами разрядки трубопроводов, мы теряем продукт, испытываем сокращение перекачки и реализации и создаем неудобства для потребителя. Традиционные методы ведут к дополнительным расходам на разрядку трубопровода и сбор нефтепродукта из амбаров, а так же влекут невозможные потери для экологии при загрязнении окружающей среды.

Возможный экономический эффект от применения технологии врезки и перекрытия по сравнению

с традиционными технологиями может исчисляться миллиардами рублей, как это показано в приведенной таблице.

Специалисты Сервисной Компании ИНТРА имеют все необходимые допуски и, главное, опыт проведения работ практически в любых условиях. Технология врезки и перекрытия – это современный инновационный метод проведения работ на различных участках трубопровода без потерь, которая заслуживает пристального внимания и внедрения на предприятиях добычи, транспортировки и переработки углеводородов, а так же на всех предприятиях с длинными безостановочными циклами производственных процессов. ●



www.intratool.com

Контактная информация:

Сервисная Компания ИНТРА



Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, 17
тел.(многоканальный):
(812) 313-5092,
факс: (812) 313-5093

ПОЛИМЕРНАЯ АЛЬТЕРНАТИВА ЖЕЛЕЗНЫМ ТРАДИЦИЯМ

По мере того как добыча углеводородов смещается в неосвоенные и труднодоступные регионы России, все большую остроту приобретают вопросы хранения нефтепродуктов и топлива в условиях удаленных месторождений. Дизельное топливо – «жизненные соки» любого объекта, обеспечивающие его функционирование, ранее традиционно хранилось в металлических резервуарах. Установка таких резервуаров, как правило, занимала не менее полугода и сопровождалась высокими расходами на транспортировку, подготовку фундамента, монтажные работы. Все более растущие требования к резервуарным паркам заставляют искать решения в новых технологиях и разработках. Современные полимеры приходят на замену менее эффективным металлическим резервуарам XX века.

Дмитрий Литовченко,
Руководитель отдела развития
ООО «Нефтетанк»

Выгодная организация ПСГ

Решение, позволяющее оптимизировать организацию работ на новых месторождениях, было найдено, когда пять лет назад, когда российское предприятие «Нефтетанк» предложила отечественным компаниям технологический прорыв в создании полевых складов горючего (ПСГ). Вместо металла для изготовления резервуаров и цистерн было предложено использовать специальный полимерный материал, устойчивый к воздействию нефтепродуктов и обладающий рядом неоспоримых преимуществ.

Так на российском рынке появились высокотехнологичные нефтетанки - мягкие резервуары для хранения топлива и нефтепродуктов, изготовленные из армированного полимера и представляющие собой герметичную оболочку подушечной формы. Материал резервуара изготавливается по специально разработанной для компании «Нефтетанк» рецептуре немецкой фирмой «Mehler Technologies GmbH», обладающей более чем 60-летним опытом в области разработки и производства полимеров и эластомеров. Материал поставляется эксклюзивно для компании «Нефтетанк».

Замена металла на полимер, прежде всего, дает легкость. Легкость конструкции – это легкость в транспортировке, при погрузочно-разгрузочных работах и

монтаже (развертывании). Важно, что нефтетанк представляет собой полностью готовое к эксплуатации изделие. В то время как металлические резервуары требуют специально обустроенного фундамента, нефтетанки можно размещать на неподготовленной и небетонированной площадке.

Использование полимерной основы при изготовлении резервуара обеспечивает отсутствие необходимости в защите материала, в том числе от коррозии. Напомним, что неотъемлемой частью использования металлических резервуаров являются периодические ремонтные и сервисные работы – очистка от ржавчины, пескоструйные работы и покраска.

Еще одной важной особенностью нефтетанков является возможность продолжительной эксплуатации и в условиях сейсмической активности, которой зачастую характеризуются удаленные регионы добычи.

Свойства материала

В числе стран-производителей мягких резервуаров сегодня США, Канада, Германия, Китай, Австралия и Россия. Все они производят резервуары с различными техническими и ценовыми характеристиками, которые во многом зависят от применяемых полимерных материалов.

Именно компанией «Нефтетанк» была проделана работа по созданию резервуаров, специально адаптированных к российским климатическим условиям Сибири и районов Крайнего Севера.

Одной из наиболее важных задач для компании стало обеспечение морозостойкости полимерного материала. Процесс создания сопровождался длительными испытаниями. Аналоги продукции, в основном, хорошо работали в верхнем температурном режиме, и были менее эффективны в условиях отрицательных и больших перепадов температур, особенно при долгосрочном хранении топлива. Испытания материала начались с 2008 года и продолжались больше года, прежде чем была осуществлена первая отгрузка продукции заказчику.

В прошлом году «Нефтетанк» получил патент на морозостойкий материал для длительной эксплуатации при экстремально низких температурах. Температурный режим эксплуатации укладывается в диапазон от -60°C до +60°C (в некоторых случаях до +90°C).

Эксклюзивный материал, производимый для «Нефтетанка» немецкой компанией «Mehler Technologies» обладает высокой прочностью, стойкостью к истиранию и воздействию вещества хранения, а также внешних факторов: воды, влаги, УФ-излучения, бактерий.

Технология изготовления

Важной отличительной чертой нефтетанков является не только материал, но и технология изготовления. Сегодня наиболее распространенными технологиями, применяемыми для сварки полотен материала, являются технологии сварки горячим воздухом и сварка



ТВЧ (токи высокой частоты). Они характеризуются рядом существенных недостатков, к числу которых относится необходимость постоянно следить за давлением в аппарате и «докатывать» швы валиком вручную (сварка горячим воздухом), а также получение шва, работающего «на разрыв» (ТВЧ), что значительно ухудшает прочностные характеристики изделия в целом. Но в компании «Нефтетанк» для изготовления мягких резервуаров была разработана и запатентована технология «двойного шва на сдвиг», удваивающая надежность сварки полотняного материала. Дополнительно снижает нагрузку на швы и специальный раскрой оболочек. Именно технология «двойного шва на сдвиг» способна обеспечить прочность материала на шовных соединениях равную и зачастую превосходящую прочность самого материала. По оценкам специалистов, прочность швов на сдвиг более чем в 10 раз превосходит прочность швов на разрыв. Оборудование для реализации технологии производится в Швейцарии. Изготовление шва полностью автоматизировано и не требует постоянного участия человека (как в случае с обычной сваркой горячим воздухом).

Эксплуатация

Объем нефтетанка достигает 250 м³ и, как показывает практический опыт, именно такой объем обеспечивает максимальное удобство при эксплуатации полевых складов горючего. Оптимальным является соотношение занимаемой нефтетанками площади и количества дополнительного оборудования (счетчиков, рукавов, хомутов и прочего), что позволяет легко организовывать ПСГ общим объемом в десятки тысяч тонн горючего.

Нефтетанки выигрывают у металлических и по полезному объему хранения. Для металлического резервуара он обычно составляет 85% от номинального объема. Это связано с тем, что при повышении температуры окружающей среды происходит тепловое расширение, значительное для нефтепродуктов. В частности, для дизельного топлива расширение может достигать 13%. В то же время, полезный объем мягкого резервуара

совершенно не меняется, оставаясь 100%-м, независимо от того, при какой температуре происходит заливка.

Вес резервуара объемом 250 м³ составляет всего 500 кг, и это значительное конкурентное преимущество в сравнении с металлическими аналогами; стальной резервуар вместительностью 200 м³, например, весит 13 т. На практике это означает, что несколько мягких резервуаров можно перевезти на обычной грузовой «Газели». А полное разворачивание резервуара бригадой из шести человек с подготовкой его к наполнению занимает всего лишь 10 минут!

Для сравнения приведем операции, проведение которых необходимо для монтажа металлического резервуара и мягкого резервуара.

Для размещения нефтетанка достаточно выбрать ровную площадку и очистить ее от крупных острых предметов и камней. В целях защиты почвы в углубление под нефтетанком укладывается специальное защитное покрытие (противофильтрационный пол), а по периметру мягкого резервуара или группы

резервуаров выполняется защитное обвалование.

В случае металлического резервуара перед эксплуатацией потребуется проверить сварные швы и провести гидроиспытания, для нефтетанка контрольный этап отсутствует – испытания на герметичность уже проведены на стадии производства.

При ликвидации склада нефтетанк достаточно опустошить, высушить, свернуть и упаковать, при этом затраты на рекультивацию земель не потребуются, а нефтетанк можно перевезти на другой объект и там снова использовать.

Сервис

Компания «Нефтетанк» является не просто производителем и поставщиком готовой продукции, но и выполняет проекты по оперативной организации и разворачиванию полевых складов горючего «под ключ», т.е. предоставляет заказчику полный перечень всего необходимого дополнительного оборудования, такого как насосное оборудование, колонки, счетчики, рукава и шланги, запорную арматуру, средства

Металлический резервуар	Нефтетанк
<ol style="list-style-type: none"> 1. Проектирование: конструкторская документация, ППР. 2. Изготовление и доставка металлоконструкций на площадку строительства (PBC-1000м³, подогреватель) – 2 комплекта. 3. Поставка материалов: теплоизоляции, АКЗ-антикоррозионной защиты, резервуарное оборудование, материалы для фундамента. 4. Разгрузка. 5. Монтаж фундамента. Выдержка для набора прочности. 6. Монтаж металлоконструкций. 7. Сварка швов. 8. Контроль сварных соединений. 9. Проведение гидроиспытаний. 10. Монтаж теплоизоляции, трубопроводов и вспомогательного оборудования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Доставка емкостей на объект. 2. Разворачивание: 1 резервуар – не более 10 минут. 3. Заправка.





освещения, пожаротушения, молниезащиты и многое другое, а в дальнейшем обеспечивает заказчика квалифицированным и своевременным обслуживанием.

Все, что требуется от заказчика – это информация о том, где расположен объект, общий объём и тип нефтепродуктов, которым необходимо обеспечить хранение. Далее специалисты «Нефтетанка» оперативно производят полный расчет склада с выполнением чертежей, подбирая оптимальное количество емкостей и их оптимальный объем. Также выполняется расчет дополнительного оборудования. В случае необходимости компания «Нефтетанк» готова изготовить оборудование по чертежам заказчика.

Далее в сжатые сроки осуществляется производство (зачастую продукция отгружается со склада, т.к. типовые размеры нефтетанков всегда есть в наличии), доставка и шеф-монтаж всех емкостей, которые подключаются в единую топливную сеть. В свою очередь, топливная

сеть подключается к насосно-перекачивающему модулю (НПМ) – собственной разработке компании «Нефтетанк». Персонал обучают особенностям использования аппаратуры и емкостей, а также специфике ухода за ними, после чего, в случае необходимости, представители компании-изготовителя готовы осуществлять периодические проверки работы оборудования.

В условиях зимних полевых сезонов, когда о необходимости организации складов горючего зачастую вспоминают в последний момент, компания «Нефтетанк» готова работать в условиях «здесь и сейчас», поскольку всегда располагает более чем 20000 м³ складского запаса нефтетанков типовых размеров.

Другие направления

Помимо организации полевых складов горючего, резервуары компании «Нефтетанк» применяются в качестве емкостей для хранения трансформаторного масла при плановом и аварийном ремонте промышленных трансформаторов.

Перспективно применение нефтетанков и при ремонте трубопроводов. Малый вес нефтетанка, объемом 10 или 20 м³, позволяет переносить его на руках усилиями нескольких человек, и для временного слива топлива достаточно лишь развернуть резервуар и присоединить к нему сливо-наливную арматуру, что займет лишь 3-5 минут.

Мягкие резервуары-газгольдеры производства компании

«Нефтетанк» позволяют сократить потери бензина при т.н. «дыханиях» стальных емкостей и при сливо-наливных операциях до 95%. Производятся резервуары-газгольдеры из полимерных материалов, характеризующихся высокими барьерными свойствами для паров и газов, стойкостью к солнечной радиации и химическим реагентам.

Одним из важных свойств мягких резервуаров является возможность использования их для хранения пищевых продуктов. Такие мягкие резервуары могут использоваться для снабжения населения питьевой водой в районах техногенных аварий и природных катастроф, а также для создания запаса питьевой воды на месторождениях и других отдаленных районах.

Применение

За пять лет работы на рынке, усилия компании «Нефтетанк» по продвижению новых технологий хранения нефтепродуктов и топлива были по достоинству оценены ведущими нефтяными компаниями отрасли. С 2012 по 2014 год компания победила в более чем 95% отраслевых тендеров.

По состоянию на начало 2014 года «Нефтетанк» обеспечил хранение более 500.000 м³ нефтепродуктов. Преимущества нефтетанков по достоинству оценили в «Газпроме», «Лукойле», «Лукойл-Трансе», «Стройгазконсалтинг», «Оренбургской буровой компании», «ЭРИЭЛЛ Нефтегазсервисе», «Енисее», «Сибирской сервисной компании», «Транснефти», «Транснефтепродукте», группе компаний «Энергия» и множестве других компаний от Калининграда и Новороссийска до Якутска и Хабаровска. ●



ООО «Нефтетанк»

Тел.: +7 (495) 504 12 48

info@neftetank.ru

www.neftetank.ru



Силовые кабели марки EPRon® с этиленпропиленовой изоляцией производства ООО «Камский кабель» – современное решение для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний. Интерес к ним возник после внедрения п. 7.3.102 ПУЭ, запрещающего прокладку кабелей с полиэтиленовой изоляцией во взрывоопасных зонах. Резиновые и ПВХ-кабели стали отличной альтернативой, их конструкция и используемые материалы идеально соответствуют требованиям нефтяников, а также увеличивают пропускную способность кабельных линий.

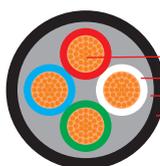
EPRon® - НОВОЕ СЛОВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



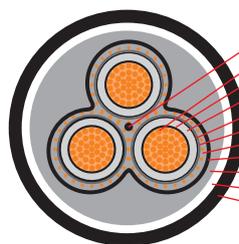
КОНСТРУКЦИЯ:

EPRon® РПГнг(А)-HF 4x35-1 кВ, ТУ 16.К180-035-2012

EPRon® РЭБР 3x50/16-10 кВ, ТУ 16.К180-040-2013



- 1 - круглая многопроволочная токопроводящая жила из меди
- 2 - изоляция из этиленпропиленовой резины
- 3 - внутренняя оболочка из полимерной композиции, не содержащей галогенов
- 4 - наружная оболочка из полимерной композиции, не содержащей галогенов



- 1 - центральное заполнение из жгута из резины
- 2 - круглая многопроволочная токопроводящая жила из меди
- 3 - экструдированный экран из полупроводящей резины по жиле
- 4 - изоляция из этиленпропиленовой резины
- 5 - экструдированный экран по изоляции из полупроводящей резины
- 6 - экран из полимерной электропроводящей ленты
- 7 - экран из медных проволок с центральным заполнением из жгута из резины
- 8 - разделительный слой из полимерной ленты
- 9 - внутренняя оболочка из резины
- 10 - броня из стальных оцинкованных лент
- 11 - наружная оболочка из полихлорпропеновой резины (PCP)

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Предназначены для передачи и распределения электрической энергии в электрических сетях на номинальное переменное напряжение 1, 6, 10 кВ частотой 50 Гц.
- Рекомендованы к применению во взрывоопасных зонах всех категорий.
- Соответствуют требованиям технического регламента Таможенного союза и сертифицированы в Системе ГАЗПРОМСЕРТ.
- Удобны и не имеют ограничений при прокладке на трассах разных уровней, монтаж возможен даже при температуре до – 40 °С без предварительного прогрева жил.
- Обладают высокой маслобензостойкостью.
- Отличаются хорошей стойкостью оболочки кабеля к УФ излучению без дополнительных защит, что позволяет дольше эксплуатировать кабель на воздухе.
- Выдерживают токовую нагрузку на 15-20% больше относительно кабеля с изоляцией из пероксидосшиваемого полиэтилена.
- Износостойки: срок службы кабеля марки EPRon® составляет 30 лет при соблюдении условий транспортирования, хранения, прокладки (монтажа) и эксплуатации.

Эти и другие новинки ООО «Камский кабель» будут представлены на выставке «НЕФТЕГАЗ-2014» 26-29 мая на стенде предприятия (павильон 8 зал 2, стенд № 82D10).

ООО «Камский кабель»
г. Пермь, ул. Гайвинская, 105
Тел.: 8-800-220-5000-
бесплатный звонок для абонентов РФ
www.kamkabel.ru



НАДЕЖНЫЕ КОНТЕЙНЕРЫ ДЛЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

Добыча полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, на территории России происходит в основном в местах значительно удаленных от населенных пунктов или от основных инфраструктурных сетей. Использование автономных систем энергоснабжения, таких как дизельные и газовые электростанции, является неотъемлемой частью нефтегазовой и добывающей промышленности. Каждый элемент оборудования, работающего на добывающем месторождении, требует значительного электроснабжения. Это и буровые установки, и подъемные машины, и транспортировочные ленты, и т.д. Предприятия, занимающиеся добычей полезных ископаемых, уделяют большое внимание рабочему оборудованию. Как правило, выбирают мощную технику иностранного производства с надежными двигателями и длинным перечнем дополнительных опций. Высокая заинтересованность в вопросе качества оборудования обусловлена тем, что около 80% электроснабжения в сфере нефтедобычи, например, вырабатываются именно дизель-генераторными установками. Как правило, электростанции и другое оборудование для добывающих месторождений сразу приобретают в контейнерном исполнении. Контейнеры незаменимы для работы в суровых климатических условиях, защищая оборудование от неблагоприятных погодных факторов, а также облегчая транспортировку и безопасное размещение на объекте. Выполняя свои основные функции, контейнер обеспечивает гарантированный запуск и стабильную работу оборудования, а также продлевает его срок службы. Однако не все контейнеры могут справиться с такими важными задачами. Часто при приобретении контейнерного энергетического комплекса потребитель заинтересован мощностью и страной производства двигателя и генератора, и совсем забывает про качество блок-контейнера. Компания «ГрандМоторс» уже более 10 лет является лидером в производстве контейнерного энергетического оборудования и является экспертом высшего уровня в вопросах надежности и безопасности использования электростанций. Как продлить срок службы контейнерного оборудования и правильно его использовать рассказывают специалисты компании «ГрандМоторс».

Корпус контейнера

Корпус контейнера обеспечивает герметичность, надежность, антивандальность и долговечность работы. «ГрандМоторс» использует новые стандартные морские контейнеры длиной 20 или 40 футов. Сварная конструкция морских контейнеров выполнена в заводских условиях, предусмотрены нижние и верхние фитинги для крепления при перевозках. Очень важно обращать внимание на качество контейнера, так как ручная сварка не может обеспечить достаточной жесткости конструкции для размещения тяжелого оборудования. Существуют альтернативные варианты,

например, отреставрированные морские контейнеры бывшие в употреблении или сваренные вручную контейнеры с обшивкой сэндвич-панелями или профлистом. Опасность подобных альтернатив заключается в том, что хотя внешне они и выглядят приемлемо, жесткость их корпуса не соответствует конкретному оборудованию. При транспортировке по неровным дорогам, разгрузке и такелажных работах, при установке на неровный фундамент происходит перекос каркаса и нарушение целостности контейнера, заклинивают дверные и монтажные проемы, повреждаются клапана вентиляции.

Система приточно-вытяжной вентиляции

Вентиляционные клапаны обеспечивают надежную работу системы приточно-вытяжной вентиляции и системы пожаротушения. Сечение клапанов просчитывается в конструкторском бюро «ГрандМоторс», ламели клапанов выполняются с шестернями закрытого типа, используются привода зарубежного производства. Также клапаны защищены антивандальными стальными решетками, дополнительно усиливающими проемы вентиляционных отверстий. Общая система приточно-вытяжной вентиляции интегрируется в систему пожаротушения для согласованных автоматических действий в случае пожара.

Стоит обращать внимание на решетки вентиляционных клапанов, выполненные из алюминия. Они не обеспечивают антивандальность, легко повреждаются при такелажных работах, а также часто становятся жертвой воров. Некачественные приводы вентиляционных клапанов могут стать причиной отказа всей системы вентиляции, влекущего за собой нарушение внутреннего климата контейнера и сбой в работе оборудования. Из-за отсутствия дополнительного вытяжного





вентилятора происходит перегрев внутри контейнера и может сработать система пожаротушения. При реальном возникновении пожара, если системы вентиляции и пожаротушения не согласованы, клапаны не переключаются автоматически и доступ кислорода извне только усилит возгорание.

Утепление контейнера

В суровых климатических условиях России очень важно качественное утепление контейнера, ведь в некоторых регионах температура может падать до -65°C . Компания «ГрандМоторс» всегда учитывает особенности климата и использует 100% негорючий утеплитель (минеральную вату или базальт) толщиной 100 миллиметров. Очень важно, что утепляются все стороны контейнера, как стены, так и пол, потолок, двери и другие монтажные проемы. Толстый слой утеплителя позволяет не только поддерживать благоприятную температуру, но и дополнительно создавать эффект шумоглушения от работы двигателя.

Очень часто компании-производители контейнеров не используют утеплитель вообще или прокладывают тонкий слой (50-60 миллиметров) пенополистирола. Опыт компании «ГрандМоторс» показывает, что этого слоя не достаточно для российских климатических условий и более того, пенополистирол – не просто горючий материал, он поддерживает горение, выделяя опасные для здоровья вещества. Зачастую бывает и так, что утеплены только стены и потолок контейнера, что способствует выпадению конденсата на внутренних стенках и гниению контейнера.

Система внутреннего обогрева

Поддержание внутреннего микроклимата контейнера выполняется не только благодаря утеплению и вентиляции, но и с помощью системы обогрева. В инженеринговом центре компании «ГрандМоторс» используют конвекторы европейского

производства с датчиками температуры и автоматическим терморегулированием. Расчет системы обогрева производится конструкторским бюро в соответствие с объемом контейнера. В результате обогревается рубашка охлаждения двигателя и воздух в отсеках, отсутствует конденсат, экономится электроэнергия.

На рынке можно встретить и другие способы обогрева контейнера, например, тепловые электропушки с открытыми спиралями или конвекторы без терморегуляции. Такие устройства могут стать причиной возгорания, неэкономичны в использовании, вызывают перегрев внутреннего пространства. В результате нарушается внутренний климат контейнера и в зимний период электростанция может не запуститься.

Устройство заземления

Функцией устройства заземления является снижение напряжения до безопасного уровня для того, чтобы обслуживание оборудования было безопасным для жизни оператора. Компания «ГрандМоторс» с полным осознанием своей ответственности перед заказчиками выполняет заземление по всему периметру контейнера в полном соответствии с требованиями ПУЭ. Контур заземления оснащается двумя и более точками для болтового подключения внешнего контура. К контуру заземления мы подключаем щит собственных нужд, силовые щиты, все подвижные металлические элементы (двери и ворота). Перед сдачей в эксплуатацию проводится обязательная лабораторная проверка сопротивления контура заземления.



Недобросовестные производители контейнеров зачастую вовсе не оснащают свою продукцию заземлением. Будьте очень внимательны к этому пункту! Короткая полоса металла и болт на внешней стороне контейнера – не являются заземлением. Важно помнить, что несоответствующие ПУЭ элементы невозможно будет легально зарегистрировать в госорганах и получить разрешение этого оборудования на эксплуатацию, а главное – незаземленное оборудование опасно для жизни ваших сотрудников!

Система выпуска отработанных газов

Для обеспечения максимальных мощностных характеристик генераторной установки необходимо выполнение всех требований завода-изготовителя к системе выпуска отработанных газов. Компания «ГрандМоторс» индивидуально для каждой модели оборудования просчитывает оптимальную конфигурацию выпускного тракта с подходящим сечением труб и радиусами поворотов. Мы выполняем термоизоляцию выпускного тракта по всем требованиям евростандарта, предусматриваем систему слива конденсата, герметизируем проходы через



стены и потолок через специальные гильзы.

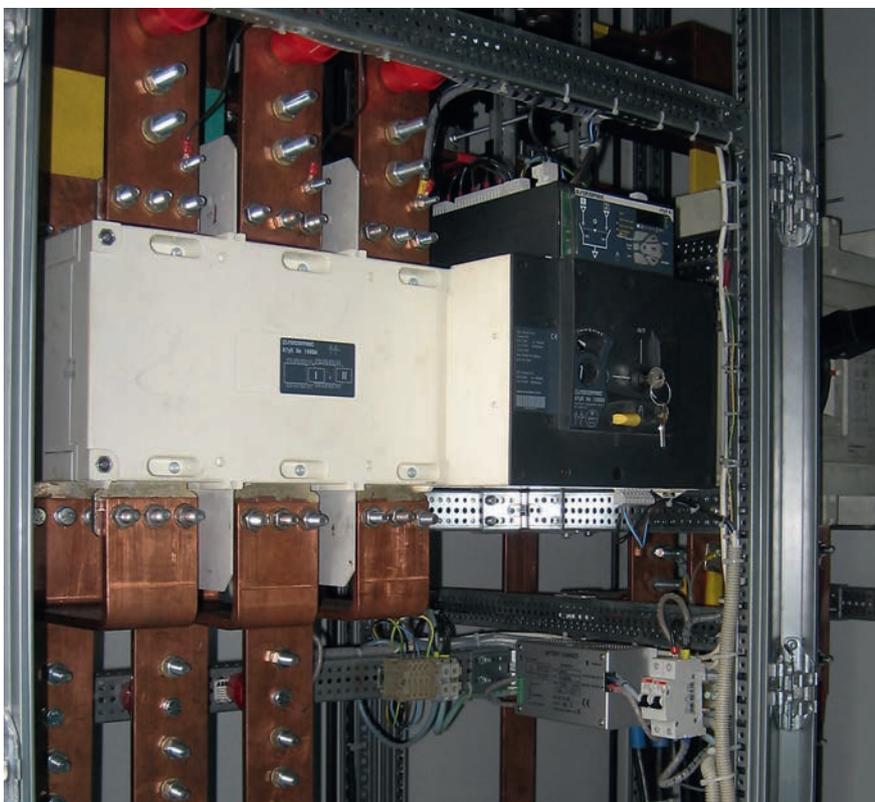
При выборе контейнера обращайте внимание на наличие термоизоляции выпускного тракта, так как без неё усиливается тепловая нагрузка внутри контейнера. Отсутствие системы слива конденсата ведет к попаданию жидкости в двигатель, поломке оборудования и коррозии выхлопной системы. Если герметизация выходов из отверстия выполнена сваркой, то корпус контейнера будет нагреваться и гнить из-за отсутствия термоизоляции. Неправильно

подобранная конфигурация тракта и сечения трубопроводов влечет за собой снижение мощности самого оборудования.

Система обеспечения топливом

Обеспечение непрерывной подачи топлива к двигателю, а также надежное хранение запаса топлива является немаловажной задачей. Производственный цех компании «ГрандМоторс» использует только стальные трубопроводы с прокладкой в специальных каналах для защиты от повреждений. В местах подключений мы используем масло- и бензостойкие гибкие шланги для защиты от вибрации. Также на нашем производстве изготавливают сертифицированные металлические топливные баки любого объема и формы для наиболее оптимального размещения в контейнере. Топливные баки в компании «ГрандМоторс» оснащаются байпасом, дыхательным клапаном и системой аварийного слива топлива для надежной и пожаробезопасной эксплуатации.

Некачественное исполнение топливного бака и трубопроводов может послужить причиной пожара, взрыва и потери дорогостоящего оборудования. Обращайте внимание на материал исполнения: пластиковые баки являются пожароопасным решением. Отсутствие аварийной сливной магистрали при пожаре грозит тем, что пластиковый бак расплавляется, топливо растекается внутри контейнера, усиливая возгорание.





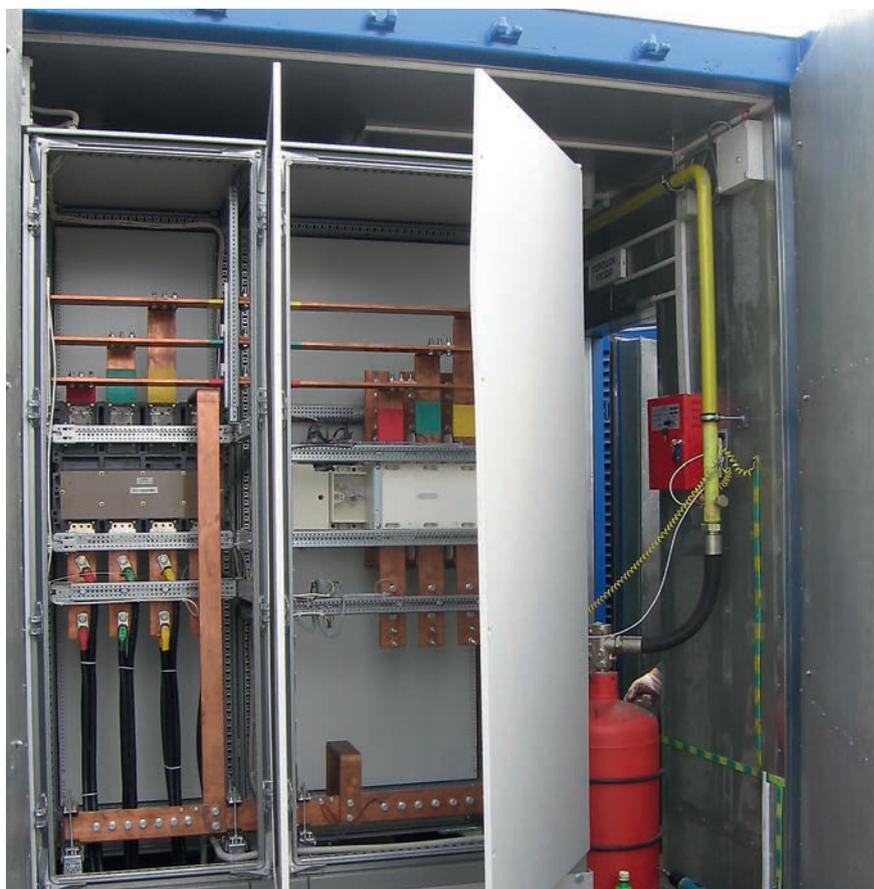
Непродуманное конструкторское решение не обеспечивает необходимое давление и стабильность подачи топлива к двигателю.

Система охраны и пожаротушения

Своевременного реагирования автоматических систем на взлом или пожар в контейнере является одной из основных функций обеспечения безопасности при эксплуатации оборудования. В зависимости от типа и назначения контейнера компания «ГрандМоторс» устанавливает автоматические колбы типа «Буря», порошковое, аэрозольное или газовое пожаротушение. У компании имеется лицензия и сертификат МЧС на монтаж пожарной системы. Мы всегда интегрируем системы пожаротушения в общую систему управления, а также с приточно-вытяжной вентиляцией, аварийной сигнализацией и системой мониторинга.

Применение устройств тушения пожара не интегрированных в систему вентиляции и управления приводит к срабатыванию пожаротушения при работающем двигателе и открытых клапанах, в результате чего может быть взрыв и потеря оборудования. Ложные срабатывания системы пожаротушения вредят работе двигателя.

Мы перечислили самые важные системы, которые должны работать совместно в автоматическом режиме в контейнере с любым оборудованием. Усиленный корпус,



утепление, вентиляция и обогрев, выхлопная и пожарная системы, заземление и подача топлива – все эти опции необходимы, чтобы контейнер выполнял свою задачу: обеспечение гарантированной, надежной, безопасной и долговечной работы оборудования. Контейнеры производства «ГрандМоторс» – это не просто жестяные будки, это высокотехнологичные инкубаторы для самой чувствительной техники.

Контейнеры «Север» от «ГрандМоторс» представляют собой изолированную камеру, в которой

поддерживается оптимальный температурный режим для безотказного функционирования оборудования при внешних климатических условиях от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Проектирование контейнеров выполняется на основании детальных расчетов и самых высоких требований. Жесткая конструкция позволяет пакетировать в контейнер оборудование любой массы без риска деформации пола, стен и крыши контейнера, допускает многократные перемещения любым видом транспорта, а также защищает оборудование от механических повреждений, вандализма и нарушения внутреннего микроклимата. ●



ГрандМоторс

**Инжиниринговые
Энергетические Решения**

ЗАО «ГрандМоторс»

Инжиниринговый
энергетический центр

www.grandmotors.ru

Тел.: +7 (495) 411-94-60

ЛАБОРАТОРИЯ В КАРМАНЕ

МОБИЛЬНЫЕ МОДУЛИ СБОРА ДАННЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сегодня без АСУ не обходится ни одно промышленное предприятие и автоматизация рабочего места – привычное явление, не вызывающее особенного удивления. Но далеко не все производственные процессы происходят в стационарных условиях, а работа «в поле» требует не меньше вычислительных операций, систематизации и действий с графическими программами. Для выполнения всех необходимых операций требуется специальное мобильное оборудование и приборы. Какие возможности в области мобильных модулей сбора данных предлагают компании с мировым именем?



Олег Гайдаенко
Руководитель департамента
мобильных решений для бизнеса
Panasonic



Андрей Исаев
Главный инженер
ООО «Технопром»

Panasonic и ООО «Технопром» создали совместное решение на базе защищенных планшетов Toughbook CF-U1 и FZ-M1, которое помогает реализовать задачи экологического контроля нефти и газопроводов (защита от коррозии, обнаружение утечек). Компания ООО «Технопром» занимается разработкой универсальных многофункциональных мобильных автоматизированных рабочих мест (АРМ) – мобильных модулей сбора данных (ММСД), предназначенных для использования на предприятиях нефтегазовой промышленности и объектах, связанных с трубопроводным транспортом.

Специалистам этих отраслей зачастую приходится работать вне производственных площадок, в сложных климатических и географических условиях. Сегодня

на объектах трубопроводного транспорта начинается широко-масштабное внедрение средств дистанционного мониторинга. И если установка и подключение средств телемеханики на крановых узлах и подобных объектах идет полным ходом, то создание всеобъемлющего мониторинга средств электрохимической защиты стоит в ближайших планах.

Основными задачами коррозионного мониторинга являются:

- повышение производительности труда эксплуатационного персонала служб защиты от коррозии;
- улучшение информированности о состоянии системы противокоррозионной защиты и коррозионном состоянии объектов;
- обоснованное принятие решений по управлению средствами противокоррозионной защиты;
- сокращение время простоев средств противокоррозионной защиты;

- формирование предложений в планы ТОиТР и обследования коррозионного состояния объектов;
- информирование руководства службы о состоянии оборудования и средств противокоррозионной защиты, исполнения текущих планов.

Компания «Технопром» создала линейку продуктов, обеспечивающих мониторинг параметров работы оборудования ЭХЗ. Программно-аппаратные комплексы ориентированы на использование на самом нижнем и самом ответственном уровне работы подразделений защиты от коррозии. Этот уровень характеризуется огромной протяженностью зоны контроля, отсутствием гарантированного электроснабжения, сложными климатическими условиями, проблема с каналами связи, недостатком персонала с IT-квалификацией. Специалисты компании видят свою задачу в разработке и предложении заказчикам таких решений,

Характеристики полностью защищенного планшета FZ-M1 от Panasonic:

- Процессор Intel® Core™ i5-4302Y vPro
 - Windows 8.1 Pro
 - Графика Intel HD 4200
 - Безвентиляторный
 - 7" дюймовый дисплей предназначен для использования вне помещения WXGA (1200x800) (до 500кд/м²)
 - Емкостный сенсорный дисплей с поддержкой 10 одновременных касаний
 - 150 см, ударопрочный
 - Водо- и влагозащищенный (IP65)
 - До 8 часов работы от батареи, батарея может быть заменена пользователем в полевых условиях
 - Порт, поддерживающий гибкую конфигурацию (последовательный, LAN, сканер штрих-кода 2D, NFC)
 - Интегрированный модуль расширения деятельности (замена батареи в процессе работы, RFID, UHF RFID, устройство чтения смарт-карты)
 - Легкий, небольшой размер: вес приблизительно 540 г
- Стандартная гарантия 3 года



которые бы безотказно работали в реальных, далеких от идеальных условиях с минимальным участием персонала.

До полного оснащения мониторингом всех трасс трубопроводов еще далеко, а, следовательно, без проведения ручного измерения параметров не обойтись.

Но специалисты компании «Технопром» разработали решение, значительно облегчающее работу персонала служб. Учитывая специфику деятельности специалистов отрасли в компании Panasonic был разработан планшет Toughpad FZ-M1.

Это карманный, безвентиляторный, ультралегкий, компактный, полностью защищенный планшет устанавливает новый стандарт для планшетов, предназначенных для использования вне дома, и идеально подходит для работы в суровых условиях окружающей среды.

Благодаря своему емкостному сенсорному дисплею, поддерживающему до 10 одновременных касаний, а также гибкой конфигурации (интегрированный модуль расширения производительности), этот планшет на базе Windows 8.1 Pro способен оптимизировать деятельность выездных работников.

Планшет оснащен различными опциями связи, что позволяет постоянно поддерживать обмен данными именно тогда, когда это необходимо, а также предоставляет корпоративным пользователям

ХАРАКТЕРИСТИКИ НОВОГО ЗАЩИЩЕННОГО ПЛАНШЕТА FZ-M1



Уже более 15 лет нефтяные и газовые компании разных стран используют ноутбуки и планшеты Panasonic для контроля процессов бурения, подключения к промышленному оборудованию, снятию показаний с датчиков, диагностики.

возможность использовать устаревшие опции связи, которые им могут потребоваться. Работник берет с собой на выезд специализированный защищенный электронный планшет Panasonic с предустановленным программным обеспечением (такие планшеты работают при низких температурах, не боятся дождя, снега и грязи, а их сенсорными экранами можно управлять даже в перчатках). В комплекте с планшетом идут

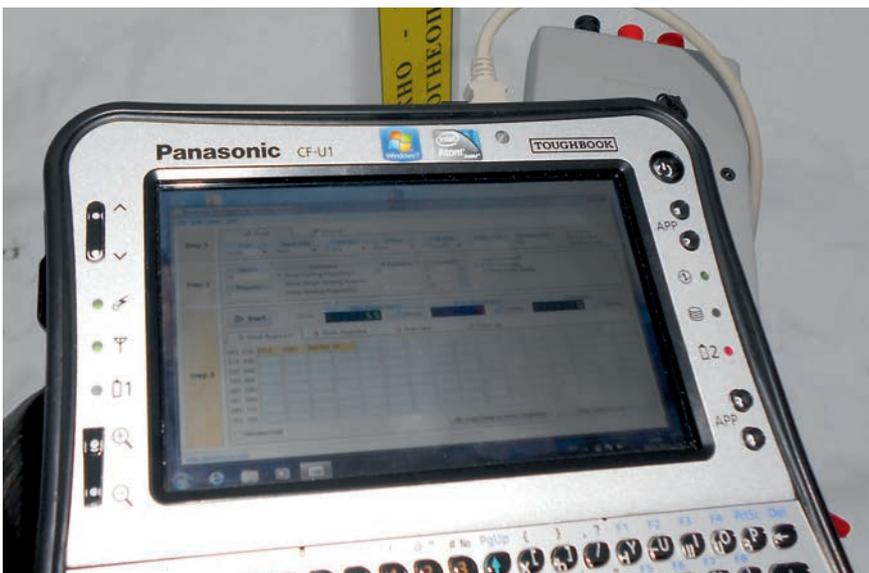
измерительные приборы-гаджеты. Они подключаются к планшету, получают от него электропитание и передают данные измерений на планшет. Отчеты об измерениях формируются одним «кликом». Защищенные планшеты Panasonic имеют Глонасс/GPS-приемник, что позволяет автоматически фиксировать дату, время и координаты проведенных измерений. Это является отличной дисциплинирующей мерой.

На данный программно-аппаратный комплекс можно смотреть гораздо шире. Планшет должен стать универсальным мобильным АРМ. Он может стать и удобным помощником – в нем могут быть размещены инструкции по работе с оборудованием, в том числе, и в интерактивной анимационной форме.

Среди ключевых функций этого планшета следует отметить следующие:

Высокая производительность. Многозадачный планшетный компьютер Windows на базе процессора Core i способен выполнять несколько задач одновременно.

Компактность и легкость. На сегодняшний день это самый тонкий (его толщина составляет 18 мм) и



ПРОМЫШЛЕННЫЙ ПЛАНШЕТ
С ПОДКЛЮЧЕННЫМ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ МОДУЛЕМ



Основные преимущества ММСД на базе защищенных планшетов от Panasonic:

- единый удобный программно-аппаратный интерфейс для всех измерительных приборов;
- автоматическая фиксация места, времени и координат (GPS/Глонасс) проведения измерений;
- автоматическое формирование отчетов в электронном виде с возможностью цифровой подписи;
- дистанционный прием данных от измерительного оборудования по радиоканалам;
- считывание/запись данных RFID-меток, установленных на контролируемых объектах (у планшета FZ-M1 есть такая функция).

легкий (540 грамм) планшет, в мире, который помещается в кармане.

Полная защита от внешнего воздействия. Планшет выдерживает падение с высот полутора метров.

Гибкая настройка для корпоративного использования (планшет оснащен устройством считывания штрих-кодов, последовательным портом, устройством считывания смарт-карт и др.)

Планшет незаменим при работе в условиях низких температур. В отличие от других устройств с сенсорными дисплеями, он реагирует не только на тепло руки, но и на касание в перчатках, а также позволяет работать посредством пера. Не помеха для него и прямые солнечные лучи, которые на других мониторах делают изображение «невидимым». Все эти преимущества не идут в разрез с возможностями продолжительной работы, время его автономного функционирования рассчитано на 8 часов с возможностью продления до 16 часов.

Развитие функциональных возможностей такого мобильного АРМ будет сводиться к рассылке новых версий программного обеспечения. Количество требуемых приборов-гаджетов может оказаться существенно меньше по сравнению с нынешней ситуацией, а единая структура пользовательских интерфейсов облегчит освоение техники работниками.

«Дружелюбный» интерфейс планшетов позволяет легко освоить их использование даже неподготовленным пользователям.

Новшество уже прошло испытание на практике. ММСД протестировали на трассе одного из магистральных газопроводов в зоне обслуживания ООО «Газпром Трансгаз Югорск» (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра).

К промышленному планшету Panasonic CF-U1 был подключен блок коррозионного мониторинга (БКМ). Измерительные щупы БКМ подключались к клеммным колодкам контрольно-измерительных пунктов.

Подключение производилось к USB-порту. Питание БКМ осуществлялось также по данному интерфейсу. На планшет была установлена ПО измерений параметров электрохимзащиты.

Температура окружающего воздуха составляла минус 10 градусов. Работы проводились в течение двух часов. Планшет показал стабильную работу и удобство использования.

Эта новинка, как и вся продукция компании прошла сертификацию в системе ГОСТ Р, так же высокое качество подтверждается соответствующими «Разрешениями Ростехнадзора на применение технических устройств на опасных производственных объектах» и сертификатами соответствия системы добровольной сертификации «Газпромсерт».

Все поставляемое оборудование прошло отраслевые приемочные испытания и внесено в Реестр оборудования ЭХЗ, разрешенного к применению на объектах ОАО «Газпром». ●



Panasonic

TOUGHPAD

ТЕХНОПРОМ

www.toughbook.ru

тел: +7 495 6654227

FLUKE®



Работа или простой ОТ ЭТОГО ЗАВИСИТ РЕЗУЛЬТАТ

Только в новых тепловизорах
Fluke есть автоматическая
фокусировка LaserSharp™
для постоянной фокусировки.
Каждый раз. Всегда.



www.fluke.ru/autofocus

+7(495)664-75-12

СЕРВИС ПО-ВЕРХТАРСКИ: «МЫ ПРИШЛИ ВСЕРЬЕЗ И НАДОЛГО!»

Верх-Тарское нефтяное месторождение (далее ВТНМ) — крупнейшее нефтяное месторождение Северного района Новосибирской области. Труднодоступное, со сложными климатическими условиями, месторождение долгое время не разрабатывалось, несмотря на наличие в его недрах редкого вида нефти, близкой по свойствам к эталонной марке Brent. Активное освоение началось только в конце 90-х годов ОАО «Новосибирскнефтегаз» («ННГ»).



Олег Данилов
Руководитель отдела
маркетинговых коммуникаций
ROLT group

Промышленная добыча потребовала развития соответствующей инфраструктуры, создания единой системы электроснабжения, строительства магистрального нефтепровода «ВТНМ – Барабинск», железнодорожного нефтеналивного терминала для транспортировки углеводородов на НПЗ в Омск и Новосибирск. Большое количество погружного и наземного оборудования, электрических сетей, да и сам нефтепровод, нужно было обслуживать, своевременно производить предупредительный и капитальный ремонты.

Первоначально все работы по эксплуатации выполняло сервисное подразделение «ННГ». Вскоре в соответствии с бизнес-стратегией большинства ВИНК собственная сервисная компания была отнесена к непрофильным активам. Эксплуатация и обслуживание электротехническое оборудование ВТНМ стали осуществлять внешние энергосервисные компании. А в 2013 году непростую задачу по обслуживанию взяла на себя компания **ROLT energy service**, сервисное предприятие в составе производственно-инжинирингового объединения **ROLT group**.

Производственно-инжиниринговая группа **ROLT group** — многопрофильное объединение, в состав которого входят следующие дочерние предприятия: **ROLT power systems, ROLT boiler systems, ROLT gas systems, ROLT energy service, ROLT trans, ROLT rent, ROLT construction** и **ROLT green energy**. Стратегическое планирование и управление активами группы осуществляет управляющая компания **ROLT holding**. Первое предприятие было создано в 2003 году и специализировалось на реализации проектов по энергоснабжению. На сегодняшний день общая численность сотрудников составляет более 350 человек. Центральный офис **ROLT group** располагается в Москве. Региональная сеть охватывает всю территорию РФ — от Сибири до Калининграда. Открыты офисы в Великобритании и странах СНГ.



Первый этап

Отправной точкой для развития сотрудничества между **ROLT energy service** и «ННГ» стал капитальный ремонт ГПГУ Jenbacher J620, успешно проведенный сервисными инженерами **ROLT energy service** в 2008 году. За ним последовали еще 12 капитальных ремонтов ГПГУ и ДГУ, которые также продемонстрировали высокую квалификацию инженеров. Успешный опыт взаимодействия послужил основанием для заключения долговременного контракта – **ROLT energy service** было выбрано «ННГ», сменив на этом посту энергосервисную компанию из Нижневартовска.

Предметом договора стали круглосуточная эксплуатация и техническое обслуживание оборудования и электрических сетей, проведение текущих и капитальных ремонтов для обеспечения бесперебойного энергоснабжения промышленных и административных объектов ВТНМ, а также соседних, гораздо меньших по размеру, Восточно-Тарского, Малоичского и ряда других месторождений, разрабатываемых «ННГ». Объекты сервисования – 32 единицы генерирующих установок (ГПГУ, ДГУ, ГТУ) суммарной мощностью 40 МВт, около 100 единиц электрокоммутационного оборудования (КТП, РЗА), 500 электродвигателей разной мощности, 366 км ЛЭП, включая 180 км линий ЭХЗ. На месторождении было представлено генерирующее оборудование практически всех мировых производителей ГПГУ марок Caterpillar, Jenbacher и Waukesha, ДГУ Cummins и ЯМЗ, ГТУ

Centrax, воздушных компрессорных станций и установок подготовки топливного газа.

«Мы были готовы к такому объему работ! – отмечает генеральный директор **ROLT energy service** Владимир Литвинов. – На момент заключения соглашения у нас уже был опыт сервисования энергоцентров большой мощности: несколько лет мы успешно обслуживали 30 МВт на месторождениях «Петроказахстан Кумколь ресорсез». Хотя каждый новый проект для нас – это не только возможность использовать накопленный опыт, но и получить новые знания».

начинало свою деятельность. Новую команду возглавил опытнейший специалист Игорь Старцев, знающий «нефтянку» изнутри.

Старцев так вспоминает о первых рабочих месяцах: «Сначала нас воспринимали несерьезно, предполагая, что мы просто опустим



Игорь Старцев – руководитель обособленного подразделения «Верх-Тарский цех производственно-энергетической службы собственной генерации». Закончил Саратовский геологоразведочный техникум (Специальность «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов») и Уральскую государственную сельскохозяйственную академию (Квалификация – инженер-механик). Общий стаж работы – 42 года, стаж работы в нефтегазовой отрасли в энергетической сфере – 35 лет.

Кадры решают все

Для оптимизации работы специалистов и рабочих на ВТНМ руководство **ROLT energy service** приняло решение о создании обособленного подразделения в г. Куйбышеве. Так на свет появился «Верх-Тарский цех производственно-энергетической службы и сетей генерации». Подразделение, названное в честь самого большого месторождения, количеством персонала более 110 человек практически с нуля

руки, увидев положение вещей на тот момент. И действительно было сложно. Предыдущие эксплуатирующая организация забрала с собой все. Даже жить было негде. Но мы сразу сказали – «Мы пришли всерьез и надолго!». Сделав ставку на местных специалистов, мы построили жилье для вахтового персонала, организовали рабочие места, четко распределили границы ответственности, прописали обязанности и регламентировали основные процессы. Пришлось налаживать взаимоотношения в коллективе, направив их в русло командного взаимодействия».

Структурно Верх-Тарское подразделение разбито на четыре части: производственно-диспетчерскую службу (5 человек), аппарат управления (7 человек), сотрудники сетевого района №1 (48 человек) и сетевого района №2 (44 человека).

Аппарат управления (АУП) отвечает за организацию всей производственной и административно-хозяйственной деятельности подразделения и взаимодействие с заказчиком. Договорные работы, контроль за расходованием средств, работа



с контрагентами и многое другое находится в сфере компетенции сотрудников офиса в Куйбышеве.

Производственно-диспетчерская служба (ПДС), в отличие от АУП, располагается непосредственно на ВТНМ и курирует оперативное взаимодействие между сетевыми районами, организывает ликвидацию аварийных ситуаций, согласовывает с заказчиком проведение планово-предупредительных ремонтов электрооборудования и включение в работу новых электроустановок. Работа по вахте обычно длится от 15 дней до одного месяца.

В авангарде всех технологических процессов – рабочие и специалисты сетевых районов. В их задачи входит обеспечение бесперебойной работы генерирующего оборудования, сетей и подстанций месторождения, своевременное техническое обслуживание и ремонт, соблюдение правил и норм технической эксплуатации.

Территориальные границы сетевого района № 1 – Верх-Тарское месторождение (участок релейной защиты и автоматики и электролаборатория), Малоичское месторождение, 180 км ВЛ 6 кВ ЭХЗ, база управления технологического транспорта в с. Северное, узел учета нефти и нефтеналивной терминал в г. Барабинск, участок в г. Куйбышев.

Территориальные границы сетевого района № 2 – Верх-Тарское, Малоичское, Межевское, Ракитинское месторождения и участок в г. Куйбышев.

Больше чем сервис

Первым этапом работ стала диагностика всего генерирующего и сетевого оборудования. Энергохозяйство, доставшееся Верх-Тарскому подразделению в наследство от предыдущей компании, требовало немедленного реагирования. Из 32 агрегатов в работе находилось чуть больше половины – 17. Семь машин находились в ожидании капитального ремонта. Следующим этапом была подготовка плана-графика производственных работ до середины 2014 года.

Сотрудники выполняли большой комплекс работ, начиная с обустройства территории вахтового поселка и заканчивая вводом в эксплуатацию выведенного их

Случаи из практики.

В первые месяцы работы обособленного подразделения возникало много сложных ситуаций. Одним из таких случаев стал выход из строя дорогостоящих приборов – высоковольтных тиристоров, входящих в состав фазеров. Каждый фазер (устройство для обеспечения плавного запуска мощных синхронных двигателей, служащих приводом погружных насосов) имел в своем составе десять таких элементов. После проведения диагностики специалисты выяснили, что главными причинами поломки приборов были недостаток мощности высоковольтных тиристоров и плохая работа системы охлаждения фазеров. В итоге существующие тиристоры были заменены на более мощные, а проблему локального перегрева фазеров инженеры решили за счет установки дополнительной системы вентиляции. Проблема была решена!

Из-за жаркой погоды вывести энергетические установки на номинальную мощность не было возможности – машины перегревались. Для решения этой проблемы инженеры обратили внимание на системы охлаждения генерирующих установок. Как оказалось, трубопроводы и радиаторы системы охлаждения ни разу не подвергались процедуре очистки. Проведенные работы по промывке систем охлаждения позволили вывести все рабочие агрегаты на номинальную мощность.

эксплуатации оборудования. По мере необходимости проводили профилактический осмотр и технический инструктаж, заменяли детали в зависимости от состояния и наработки оборудования, снабжали запасными частями, оказывали услуги по текущему и капитальному ремонтам энергетического оборудования.

С самого начала менеджмент Верх-Тарского цеха ввел четкие и регламентированные бизнес-процессы с понятными инструкциями и зонами ответственности каждого специалиста. «Работа была систематизирована. Каждый участок функционировал по плану, – рассказывает Игорь Старцев. – В итоге все запланированные мероприятия проводились быстро, четко и с прогнозируемым качеством».

Такой подход позволил в короткие сроки и максимально хорошо зарекомендовать себя перед менеджментом «ННГ», регулярно проводившим инспекцию и высоко оценивающим уровень и качество проводимых работ.

Приведем лишь только один факт, подтверждающий эффективность работы новой команды: за период

работы **ROLT energy service** количество аварийных отключений сократилось в десятки раз!

Все под контролем

Помимо оговоренных в контракте работ, инженеры также разрабатывали для «ННГ» специальные технологические решения. Причем инициатором последних зачастую выступали специалисты **ROLT energy service**.

Одним из таких проектов стала модернизация автоматической системы управления всего генерирующего оборудования ВТНМ. Специалисты планировали интегрировать в единую систему системы мониторинга и управления трех типов агрегатов – ГПЭС, ДЭС и ГТЭС. Надо сказать, что подобные задачи в России пока не решал никто!

Данная разработка позволит устранить целый ряд недостатков, а именно отсутствие возможности дистанционно осуществлять мониторинг и управлять энергокомплексом, автоматически распределять нагрузку между ГУ, оперативно реагировать на нестандартные ситуации.

Проанализировав имеющиеся недостатки, специалисты **ROLT energy**



service предложили следующее решение: на базе программного обеспечения «IntelliMonitor» марки ComAp создать надежную, открытую, функциональную систему централизованного управления, позволяющую в режиме реального времени с единого диспетчерского пульта автоматически запускать требуемое число генераторных установок, управлять мощностью, разделяя на активную и реактивную, планомерно нагружать и разгружать газопоршневые, дизельные и газотурбинные генераторные установки.

Новая система в случаях аварийной остановки, выводе установки на регламентное обслуживание, при нехватке запаса мощности основного источника позволяет в качестве резервного источника питания использовать ДГУ, распределяя генераторные установки на группы: газопоршневые и газотурбинные – как основной источник питания, дизельные – как резервный.

Несомненные преимущества разработанного технологического решения – существенная экономия дизельного топлива, возможность прогнозирования наработки каждой из машин месторождения, а, следовательно, низкая стоимость кВт*ч и удобство обслуживания с точки зрения расчетных сроков вывода оборудования на плановый ремонт и наличия ЗИП на складе.

Амбициозный проект модернизации АСУ ВТНМ уже можно считать завершенным – на момент написания статьи шла отладка работы компонентов, подходили к концу тестовые испытания.

Перспективы развития

«До недавнего времени мы считали свое производство и сервисную базу в Коломне нашей главной

гордостью, – рассказывает генеральный директор **ROLT energy service** Владимир Литвинов. – Сейчас мы смело можем назвать сервисное подразделение в г. Куйбышеве нашим вторым большим достижением, и в этом заслуга, прежде всего, отличного менеджмента. Самое главное, что эта оценка объективна. Подтверждение этому – дважды пролонгированный «ННГ» договор».

Несколько дней назад **ROLT energy service** открыл новую веху в своей истории на ВТНМ. С середины апреля 2014 г. в связи с растущими объемами добычи и дефицитом мощности парк оборудования энергоцентра Верх-Тарского месторождения пополнился еще одним энергомодулем – ГПЭС на базе GE Janbacher J320. Обычный факт? Да, но нужно сказать, что поставка нового оборудования произведена на условиях ВОО – «ННГ» оплачивает только выработанное этой ГПЭС электричество! **ROLT** осуществил изготовление, поставку, ШМР и ПНР, в настоящий момент ведет эксплуатацию ГПЭС и ее сервисное обслуживание.

На момент верстки материала пришла еще одна новость: **ROLT energy service** заключил соглашение об эксплуатации, сервисном обслуживании и ремонте всего энергетического оборудования «Русской медной компании» – третьим производителем рафинированной меди в России.

«Примененная на ВТНМ схема организации показала свою эффективность! – добавляет г-н Литвинов. – Заказчику важно быть уверенным в безаварийном энергоснабжении, потому что это неразрывно связано с эффективностью его основного бизнеса. А, значит,

он сделает ставку на проверенных и надежных поставщиков!»

Из интервью с главным энергетиком ОАО «Новосибирскнефтегаз» г-ном Федосеевым А.В.

– Почему изначально ОАО «ННГ» отказалось от содержания собственной структуры для эксплуатации и технического обслуживания своих энергетических активов?

– Данное решение продиктовано желанием сфокусировать все собственные ресурсы на основном виде деятельности – добыче и транспортировке нефти. Аутсорсинг позволяет прогнозировать затраты на сторонние виды деятельности и ведет к оптимизации расходов.

– Какие основные проблемы предполагалось закрыть силами ROLT energy service?

– Эксплуатация всего энергохозяйства. Критерий один – обеспечить безаварийность работы оборудования.

– Что собой представляет "идеальная энергосервисная компания" на Ваш взгляд? Соответствует ли ROLT energy service этому представлению?

– Идеальная энергосервисная компания в моем понимании – компания, при работе которой заказчик забывает, что имеет собственную генерацию со сложнейшим оборудованием. **ROLT energy service** успешно удалось решить большинство существующих проблем. В целом оцениваем их работу на «хорошо».

– Каковы дальнейшие планы ОАО «ННГ» по развитию/модернизации энергохозяйств разрабатываемых промыслов?

– На самом деле планы действительно серьезные: увеличение генерации за счет ввода в эксплуатацию новых ГПГУ (все дизельные станции планируем перевести в резерв), настройка и оптимизация новой АСУ, ввод дополнительной установки по подготовке газа, а также 2-й подготовки топливного газа для ГТУ, строительство ВЛ 35 кВ на Малоичском месторождении, комплексный ремонт ЭХЗ, перерасчет уставок РЗА и т.д. Одним словом, в ближайшее время **ROLT** скучать не дадим! ●

ОЧЕРСКИЙ МАШИНО- СТРОИТЕЛЬНЫЙ: ОТ ОРЛЕНОВОГО ЖЕЛЕЗА ДО 25-МИЛЛИОННОЙ ШТАНГИ



Герб семьи Строгановых



А.С. Строганов



**Виктор Смердин,
генеральный директор
ОАО «Очерский
машиностроительный
завод»**

В марте 2014 года на ОАО «Очерский машиностроительный завод» была выпущена 25-миллионная штанга с начала процесса изготовления нефтепромыслового оборудования. К такому результату завод пришёл благодаря внедрению целого комплекса мероприятий, направленных на развитие технической и технологической базы предприятия, а также благодаря высокой самоотдаче работников. ОАО «Очерский машиностроительный завод» сегодня – это современное производство, которое на протяжении последних более чем десяти лет выпускает ежегодно свыше полумиллиона штанг в год. При этом завод не останавливается на достигнутом: руководство предприятия при поддержке высококвалифицированных специалистов завода ведет активную инновационную политику, внедряет современные технологии в производстве.

«Очерский машиностроительный завод» – одно из старейших предприятий Западного Урала. История завода насчитывает более 250 лет существования и ведет свое начало с 1759 года, когда по указу императрицы Елизаветы Петровны от 7 июня 1759 года было принято решение о строительстве железоделательного завода.

Основателем Очерского машиностроительного завода является А.С.Строганов.

**Основные вехи в истории
завода:**

1761 год – завод начинает выпускать продукцию. С этой даты и ведёт свой отсчет история завода. Талантливые мастера Очерского завода были знамениты на весь Урал. И уже в то время продукция завода высоко ценилась и соответствовала мировым стандартам качества, которое гарантировалось клеймом с государственным гербом и именовалось «орленым железом».

1835 год – открытие новой фабрики для изготовления листового железа.

С 1 октября 1922 года – завод становится «Государственным заводом №5» и выполняет государственные заказы по выпуску сельхозтехники.

1930-1940 годы – начат выпуск первой продукции для добычи нефти.

1930-1990 годы – предприятие выпускает продукцию военно-промышленного комплекса.

1950 – 1990 годы – завод расширяет ассортимент машиностроительной продукции для нефтяников. В этот же период, а именно в 1969 году, на заводе был налажен выпуск насосных штанг. С первой выпущенной штанги завод уделяет самое пристальное внимание качеству продукции, постоянно совершенствует систему контроля качества.

По предложениям нефтедобывающих предприятий вводит мероприятия по повышению надежности продукции, по увеличению периода межремонтных профилактических работ.

«Очерский машиностроительный завод» также сотрудничает и с ОАО «МЗ» – основным своим конкурентом, – по поиску новых технологических решений, позволяющих выпускать продукцию, уровня мировых стандартов и удовлетворяющую запросы российских нефтяников. Сегодня завод выпускает насосные штанги мирового уровня качества, что отмечено Американским нефтяным институтом (подтверждается ежегодной сертификацией) и осуществляет поставки как по России, так и в страны ближнего и дальнего зарубежья.

«Очерский машиностроительный завод» – является одним из крупнейших производителей в России и Европе, специализирующихся на изготовлении насосных штанг и способен выпускать до миллиона штанг в год.



Штанга



20 ЛЕТ ПОБЕД



Анатолий Киреев,
генеральный директор
ООО «Югсон-Сервис»

Современная экономика постоянно требует от нефтяных и сервисных компаний снижения себестоимости нефти, повышения эффективности производства и выполняемых работ. Сокращение затрат производимых на скважинах работ, повышение их эффективности и качества – это основные задачи, которые ставят перед собой инженеры ООО «Югсон-Сервис» при проектировании, производстве и внедрении пакерно-якорного оборудования.



За 20 лет успешной работы на рынке сервисных услуг компания приобрела огромный практический и теоретический опыт в области создания высокоэффективного и высокотехнологичного оборудования. Благодаря этому мы имеем возможность оперировать технологиями и техническими средствами зачастую не имеющих аналогов в России.

Одними из самых частых технологических операций производимых на скважинах сегодня являются операции по ППД, РИР и ГРП. Для данных операции ООО «Югсон-Сервис» имеет ряд механических пакеров осевого действия, посадка которых происходит по принципу автоматической ручки, для посадки пакера не требуется точный замер величины подрыва инструмента. Среди данных пакеров: ЗПМС с механическим якорем, ЗПМС-

ЯГ с гидравлическим якорем (до 70 МПа), 4 ПМС-ЯМ с верхним механическим якорем, ПОЗ-М с опорой на забой и многие другие. Данные пакера и их модификации уже многие годы успешно применяются на нефтяных месторождениях Западной Сибири, Белоруссии, Казахстана.

Отдельное внимание необходимо уделить разбуриваемым мостовым пакер-пробкам ПМ, ПМЗ, 2ПМЗ. Пробки мостовые (ПМ) используются для отключения нижележащего пласта без установки цементного моста, при подготовке скважины к РИР или ГРП, отключения интервалов обсадной колонны на разведочных скважинах при переходе на вышележащий пласт, а также могут применяться в качестве опоры для клина-отклонителя при резке боковых стволов. Пробки мостовые выдерживают перепад давления до 100 МПа.

Преимущество их использования заключается в следующем: в отличие от обычных цементных мостов за счет отсутствия дополнительных СПО и отсутствия ОЗЦ-24 часа, ПМ позволяют в разы сократить продолжительность и стоимость ремонта. Использование мостовых пробок позволяет устанавливать их с очень высокой точностью, в отличие от цементного моста, который в нередких случаях приходится дополнительно подбуривать, неся затраты на дополнительные СПО. При отсечении продуктивного пласта не происходит его загрязнение, что особенно важно при работе с пластами с низкими фильтрационными свойствами.

Пробки мостовые заливочные (ПМЗ) рекомендуется применять для изоляции продуктивного пласта, ликвидации негерметичности колонны или заколонного перетока. Их применение так же позволяет



повысить качество изоляционных работ. Благодаря наличию обратного клапана в конструкции пакера ПМЗ спуско-подъемные операции можно производить сразу после цементировочных работ, что в свою очередь сокращает время ремонта и ускоряет ввод скважины в эксплуатацию. За счет качественного ремонта увеличивается продолжительность межремонтного периода.

Еще одним немаловажным преимуществом мостовых пробок является то, что они изготавливаются из легко разбираемых материалов, защищены от эффекта подшипника при бурении, благодаря чему среднее время разбиравания на сегодняшний день составляет 1-4 часа.

Таким образом, использование пробок серии ПМ и ПМЗ позволяет значительно снизить трудозатраты при проведении РИР, значительно сократить время операций и повысить их качество.

Актуален и вопрос нормализации процессов добычи с использованием УЭЦН, за счет применения пакерно-якорного оборудования. Одним из самых востребованных компоновок, в данном сегменте, является однопакерная компоновка, включающая уникальный пакер с кабельным вводом 4ПМС-КВБ (ГТ) для эксплуатации УЭЦН. Уникальность данного пакера заключается в технологии герметизации кабеля специальным компаундом без нарушения целостности брони (оплетки)

кабеля и возможностью проведения опрессовки места герметизации давлением до 300 атм., непосредственно перед спуском в скважину.

Еще одной насущной проблемой на сегодняшний день является повышение эффективности использования действующих месторождений за счет обеспечения потенциальных возможностей каждой скважины вне зависимости от срока эксплуатации. Решение этой задачи без значительных материальных затрат возможно. Например, методами освоения и интенсификации. Именно разработки технологий интенсификации добычи нефти и являются на сегодняшний день одним из основных видов деятельности компании «Югсон-Сервис».

Для решения данной задачи был разработан струйный насос УСН-СН с вымываемыми вставками.

Струйный насос УСН-СН, производства «Югсон-Сервис», обладает следующими преимуществами:

- движущиеся части отсутствуют;
- простота регулирования отбора продукции скважины;
- доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
- высокая надежность работы и большой межремонтный период работы скважины (5-6 лет);
- создание требуемых депрессий на пласт;
- проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
- минимальные затраты на подъем жидкости при дебитах до 150 т/сут.
- добыча жидкости из низкодебитных скважин (до 5 т/сут).

Таким образом, оборудование и технологии, разрабатываемые и производимые компанией ООО «Югсон-Сервис», способны существенно сократить затраты на выполнение работ на скважине, повысить их качество, успешность и уровень производства. ●

ALL INCLUSIVE

СЕРВИС ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Вопрос технического обслуживания всегда является актуальным для нефтяных компаний. Особенно много вопросов возникает при внедрении новой техники, в частности: обучение персонала, формирование гарантийного запаса материалов, разработка новых регламентов технического обслуживания и т.д. С этими вопросами приходится сталкиваться службам механиков, энергетиков, КИПиА и непосредственно операторам и мастерам на местах. Совокупная работа этих служб, в конечном итоге, отражается на затратах предприятия и суммарном времени простоя.

Максим Попов,
Главный технолог-начальник
производственного отдела,
ОАО «РН-Няганьнефтегаз»

Александр Ан,
Технический директор,
ООО «НПП «ПСМ-Импэкс»

Руслан Харисов,
руководитель сервисной службы,
ООО «НПП «ПСМ-Импэкс»

На сегодняшний день, распространены три наиболее часто встречающиеся схемы обслуживания:

- обслуживание собственными силами;
- привлечение подрядной организации;
- сервис завода-изготовителя.

О том, с какими особенностями сопряжена эксплуатация и сервисное обслуживание, а также какова специфика нового оборудования, рассказывают специалисты ОАО «РН-Няганьнефтегаз» на примере эксплуатации гидравлических приводов штанговых скважинных насосов (далее ГПШСН) «Гейзер».

Внедрение ГПШСН «Гейзер» началось в РН-Няганьнефтегаз в 2012 г. Первоначально было закуплено 10 приводов. К началу 2014 г. парк приводов «Гейзер» составил 30 штук, которые размещены на месторождениях «Север-Талинка» и «Юг-Талинка».

Первоначально техническое обслуживание оборудования осуществляла подрядная организация, которая прошла обучение на заводе-изготовителе и принимала участие в монтажных



и пуско-наладочных работах. Тем не менее, при обслуживании возникало значительное количество вопросов в адрес этой подрядной организации, которые были связаны с рядом причин:

- смена вахт и текучесть кадров, как следствие, выполнение работ персоналом, не обладающим достаточным опытом и квалификацией;
- недостаток обратной связи с заводом-изготовителем;
- отсутствие склада запасных частей вблизи мест эксплуатации и специализированного инструмента.

Более того, при обслуживании принципиально новых приводов в ряде нефтяных компаний нередко приходится сталкиваться с ретроградным отношением к новой технике: «мы привыкли работать с традиционными станками-

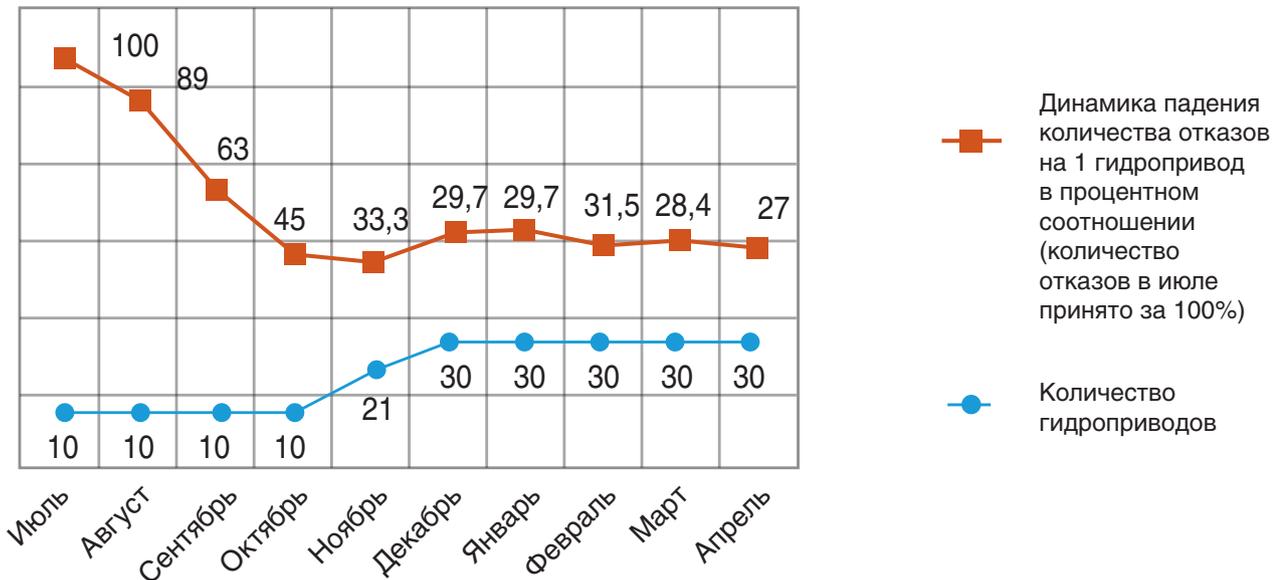
качалками, их все знают, зачем нам этот гидропривод...»

На определенном этапе, накопилось значительное количество проблем, связанных с некорректной эксплуатацией и обслуживанием

нового оборудования, из-за которых возник вопрос о целесообразности дальнейшего внедрения данных установок.



ПЕРЕХОД НА СЕРВИС ЗАВОДА-ИЗГОТОВИТЕЛЯ



Полученный результат достигнут за счет следующих мероприятий:

- 1 Организации сервисной базы в г. Нягань со складом запасных частей и специализированным инструментом;
- 2 Формирование мобильных бригад в составе двух специалистов и оснащенного сервисного автомобиля;
- 3 Выполнение работ квалифицированным персоналом, который проходит обучение на производстве и у конструкторов;
- 4 Конструкторского сопровождения, в частности обновление программного обеспечения;
- 5 Проведения авторского надзора;
- 6 Постоянное обучение персонала эксплуатирующей организации (заказчика) на местах.

В августе 2013 г. со стороны РН-Няганьнефтегаз (на тот момент ТНК-Нягань) принято решение заключить договор на сервисное обслуживание с заводом-изготовителем ООО «НПП «ПСМ-Импэкс».

Данное решение позволило кардинально изменить ситуацию в лучшую сторону. При сохранении регламента технического обслуживания и стоимости выполняемых работ количество отказов и простоев оборудования начало сокращаться.

На графике приведена динамика снижения количества отказов по месяцам при одновременном увеличении количества приводов, введенных в эксплуатацию.

За 100% взят июль 2013 г., а переломным моментом в статистике стал август. За три месяца количество отказов и простоев оборудования удалось сократить в среднем на 70%. В последующие месяцы статистика стабилизировалась в районе 30% относительно первоначальной величины. При этом, следует отметить тот факт, что количество введенных в эксплуатацию установок увеличилось в 3

раза, а часть установок начала выходить за гарантийный период эксплуатации.

Следует также отметить и заинтересованность завода-изготовителя в качестве выполняемых работ его собственной сервисной службой в части формирования имиджа бренда компании и продвижения продукции на рынке.

В настоящее время, активно ведутся работы с заводом-изготовителем по расширению функционала системы удаленного мониторинга оборудования, которая позволяет

не только отслеживать текущее состояние, но и анализировать причины отказов.

Таким образом, опыт внедрения и эксплуатации нового оборудования – гидравлических приводов «Гейзер» в РН-Няганьнефтегаз показал, что вариант перехода на сервисное обслуживание компании производителя оборудования является наиболее предпочтительным как с точки зрения минимизации количества отказов наземного оборудования, так и с точки зрения снижения затрат на обслуживание. ●

McCOY GLOBAL: ПРОФИЛЬ КОМПАНИИ

Компания McCoy Global – ведущий мировой производитель гидравлического силового оборудования, включая гидравлические ключи, стационарные устройства навинчивания и устройства навинчивания-развинчивания непрерывного вращения – консолидировала свою деятельность по преобразованию торгового имиджа для создания отличительной торговой марки. В результате этой консолидации компании Superior Manufacturing & Hydraulics, Inc. и Farr Canada Corp. теперь называются соответственно McCoy Global USA, Inc. и McCoy Global Canada Corp.



Рон Ролинг
Вице-президент
по разработке и
развитию продукции

В настоящее время McCoy Global обеспечивает более 50% гидравлических ключей для свинчивания обсадных, бурильных труб и УБТ в Западном мире. McCoy предлагает комплексные продуктовые линии, покрывающие любые потребности заказчиков в свинчивании и развинчивании трубных соединений.

Теперь McCoy называется McCoy Global.

Миссия McCoy Global в том, чтобы быть надежным поставщиком инновационных продуктов и услуг для глобальной энергетики.

С этой целью мы постоянно развивались, продвигаясь от свинчивания соединений до полной продуктовой линии для работы с трубной продукцией. В 2014 году мы переименовали себя, чтобы отразить нашу стратегию и позицию на рынке, являясь теперь мировым лидером.

McCoy Global – больше, чем просто заявление о стратегическом позиционировании или декларации о том, кем мы хотим быть. Это – подтверждение того, кто мы есть.

Будучи основанной как кузница в Эдмонтоне, штат Альберта, Канада, в 1914 году, McCoy Global активно воспринимала изменения с целью поддержки наших уважаемых клиентов, превосходя их потребности и обеспечивая конкурентные преимущества с помощью нашей новой программы разработки продукции.

Наша инновационная Продуктовая линия «мы» («we» Products) свидетельствует о McCoy Global как поставщике оборудования для спуска труб в скважину, выходя за рамки свинчивания соединений, вплоть до полной продуктовой линии для работы с трубной продукцией.

Наше новое имя McCoy Global более точно отражает нашу стратегию, положение на рынке и географию. Являясь ведущим поставщиком инновационных продуктов и услуг для мировой энергетики, мы осуществляем поставки в более чем 50 стран. Мы продолжаем расширять наше глобальное присутствие на ключевых рынках по всему миру для поддержки наших клиентов, где бы они ни оказались в мире. В прошлом году мы открыли два центра продаж и сервисного обслуживания: в Абердине и в Сингапуре. В этом году мы планируем открыть еще два: на Ближнем Востоке и в Латинской Америке. Имея эти региональные центры, теперь мы можем удовлетворять потребности наших клиентов в обслуживании и технической экспертизе быстрее, чем это было в McCoy Global в течение последних 100 лет.

Наше новое имя также отражает наше стремление

к постоянному развитию. Мы всегда стараемся выйти за рамки возможной эффективности, производительности, долговечности и скорости без ущерба простоте и безопасности. Наши клиенты привыкли ожидать высокое качество инновационных продуктов и услуг для удовлетворения своих постоянно меняющихся потребностей в отрасли, и мы прилагаем все усилия, чтобы оправдать эти ожидания.

Мы будем продолжать наш путь глобального развития, чтобы стать ближе к нашим клиентам, где бы они ни находились в мире. Мир становится все меньше, и мы в McCoy Global будем продолжать раздвигать границы возможного, чтобы повысить свою конкурентоспособность и поддерживать наше окно возможностей широко открытым для обслуживания наших клиентов на высшем уровне.

Для получения дополнительной информации посетите сайт www.mccoyglobal.com или обратитесь по электронной почте dcsales@mccoyglobal.com.



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОСТОЯННО ИЗМЕНЯЮЩЕГОСЯ МИРА

Прислушиваясь к растущим потребностям как наших клиентов, так и отрасли, мы отвечаем интенсивной программой исследований и разработок и удовлетворяем эти потребности, развивая революционное семейство продукции с возможностями, которые превышают ожидания в производительности, эффективности, долговечности и скорости без ущерба простоте и безопасности.



СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА | ЕВРОПА | БЛИЖНИЙ ВОСТОК | ЮЖНАЯ АМЕРИКА | ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ

Listening to growing demands of both our customers and the industry, we are responding with an intensive Research and Development program. We are meeting the needs by developing a revolutionary product family with solutions that exceed expectation in productivity, performance, durability and speed—without sacrificing simplicity or safety.

/// WWW.MCCOYGLOBAL.COM

НОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ФИЛЬТРОВ, УСТАНОВОК И УСТРОЙСТВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ОТ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ И ДРУГИХ ВРЕДНЫХ ПРИМЕСЕЙ



Владислав Буренин,
Кафедра транспортных установок
МАДИ
К.т.н., профессор

С развитием добычи, транспортировки, переработки и использования нефти и нефтепродуктов проблема защиты окружающей среды от нефтяных углеводородов и других загрязнений становится все актуальнее.

Нефть и нефтепродукты относятся к наиболее распространенным из опасных веществ, загрязняющих окружающую среду. Поступая в водные объекты: океаны, моря, озёры, реки, пруды, болота, подземные воды и т.д. при перевозках морским, водным, железнодорожным и автомобильным транспортом, со сточными водами предприятий нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и других отраслей промышленности, нефть и нефтепродукты оказывают неблагоприятное воздействие на организм человека, животный и растительный мир, изменяют физическое, химическое и биологическое состояние водоёмов.

Кардинальное решение защиты водоёмов от загрязнений, ухудшающих качество воды, в настоящее время состоит в разработке и внедрении экологически безопасных,

безотходных технологических процессов и производств, а также модернизация действующих предприятий, замена устаревших производственных процессов новыми более совершенными, использование замкнутых систем водоснабжения, применение для качественной очистки и обезвреживания производственных сточных вод, содержащих нефть, нефтепродукты и другие вредные примеси, гидравлических фильтров, установок и устройств, отличающихся улучшенными показателями.

Для очистки и обезвреживания производственных сточных вод от нефти, нефтепродуктов, взвешенных твёрдых и пластичных частиц и других загрязнений применяют механическую, силовую, физико-химическую, химическую, термическую, ионообменную, биологическую и другие виды очисток.

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 загрязнениями устройств и сооружений, устанавливаемых за ними.

Силовая очистка, как и механическая, удаляет из сточных вод грубодисперсные взвеси за счет действия силовых полей: гравитационного, инерционного, магнитного, электрического и других.

Механическая и силовая очистки, как правило, обеспечивают предварительное удаление взвешенных твердых и пластичных

частиц загрязнений для нормального проведения дальнейших операций окончательной очистки и обезвреживания производственных сточных вод.

К физико-химическим видам 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.

Сорбционная (адсорбционная, абсорбционная) очистка применяется для удаления из сточных вод растворенных органических и неорганических веществ. Погложительные твердые пористые материалы (адсорбенты) или поглощательные жидкости или растворы (абсорбенты) выбирают в основном исходя из химических свойств адсорбента или абсорбента и поглощаемых из сточных вод вредных примесей. Сорбционная очистка сточных вод не является универсальной и используется, как правило, в системах локальной очистки.

Химическая очистка применяется в тех случаях, когда выделение из сточных вод загрязнений возможно только в результате химических реакций между загрязнениями и вводимыми реагентами с образованием новых веществ, легче удаляемых из очищаемых сточных вод. Эта очистка требует расхода, иногда значительного, реагентов, кроме того, образующиеся новые,



даже нетоксичные, соединения всё же загрязняют водоём.

Термическая очистка сточных вод заключается в полном окислении при высокой температуре (сжигании) органических примесей с получением газообразных продуктов сгорания и твердого осадка. При этом необходимо испарение громадного количества воды, что связано с большим расходом топлива, пара или электроэнергии.

Ионообменная очистка осно-вана 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 иониты. В практике очистки сточных вод используются только синтетические ионообменные смолы, обладающие максимальной способностью обмена, возможностью многократного использования ионитов с утилизацией содержащихся в стоках ценных веществ.

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

Биологическая очистка наиболее универсальна для очистки сточных вод от органических загрязнений заключающаяся 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. Биологическую очистку нефтесодержащих производственных сточных вод ведут в аэро-, биофильтрах, азротенках и биологических реакторах и прудах.

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

Для качественной очистки сточных вод от механических примесей (взвешенных твердых и пластичных частиц загрязнений), нефтепродуктов и различных токсинов предназначена фильтрационная станция, в которой в качестве фильтрующей зернистой загрузки используются гранулы гравия, щебня, крупнозернистого песка и фунгита. В состав фильтрационной станции входит металлическая емкость объемом 4м³, внутренняя полость которой поделена на ряд секций, а в качестве перегородок выступают сита с диаметром отверстий 1мм, а в секции, разделяющей крупнозернистый песок от других фильтров, отверстия имеют диаметр отверстий 0,5мм. Каждой секции соответствует свой фильтрат: 6-гравий (рис. 1), 5-щебень, 4-крупнозернистый песок, 3-фунгит.

Толщина зернистых слоев составляет 30см. Сточные воды на очистку поступают по трубопроводу 9 в отстойник 10, где происходит оседание грубодисперсных веществ, которые при максимальном накоплении утилизируются по специальному трубопроводу 7, затем очищаемые сточные воды проходят непосредственно через фильтраты 6,5,4,3, очищаясь как от крупнодисперсных частиц, так и от некоторых органических соединений, находящихся в сточных водах. В последней стадии очистки сточные воды проходят через фунгит 3, в котором находятся фуллерены, высокомолекулярные соединения углерода, напоминающие собой микросетки, из которых построены сферические образования. Внутри фуллеренов, как в лечебных капсулах находятся другие атомы-представители почти всей периодической системы элементов.

Благодаря фуллеренам фунгит 3 приобретает адсорбирующие свойства, которые так хорошо очищают сточные воды. Благодаря зернистым фильтрам происходит очистка сточных вод от тонкодисперсных веществ до максимального значения 0,2 мг/л, снижение количества нефтепродуктов, фенолов, соединений азота. Таким образом, при довольно незначительных затратах удается уменьшить количество взвешенных веществ в сточных водах в 10 и более раз. В каждой секции фильтрационной станции предусмотрена крышка (на рис. 1 не показано) для утилизации и замены фильтрующей зернистой загрузки. В секции 2 происходит окончательная очистка и обезвреживание сточных вод от незначительного содержания нефтепродуктов и химических примесей, а затем очищенные сточные воды выводятся из фильтрационной установки по трубопроводу 1.

Для автоматического слежения за количеством накопленных загрязняющих веществ в отстойнике 10 фильтрационной установки предусмотрен сигнализатор 8. При минимальном и среднем количестве накопленных загрязняющих веществ в отстойнике 10 сточные воды поднимаются до уровня, при котором поплавок сигнализатора 8 находится на минимальном уровне. При переполнении отстойника 10 увеличивается уровень сточных вод и происходит поднятие поплавка до запрограммированного уровня, оповещающая с помощью световой и звуковой сигнализации о необходимости очистки отстойника 10.

Механический дисковый фильтр марки HSF 2600, выпускаемый фирмой Kruger

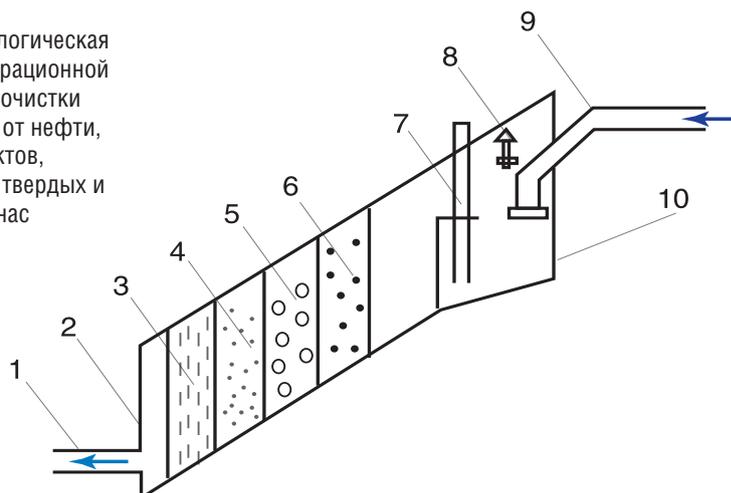


Рис. 1 Технологическая схема фильтрационной станции для очистки сточных вод от нефти, нефтепродуктов, взвешенных твердых и пластичных час

WABAG GmbH (Германия), имеет производительность до 2200м³/ч и предназначен для очистки сточных вод от твердых частиц загрязнений с размерами свыше 10мкм. Фильтр работает непрерывно даже при обратной промывке, отличается низкими эксплуатационными расходами и длительным сроком службы.

Экономичностью и большим сроком службы отличается механический фильтр, улавливающий взвешенные частицы загрязнений размером свыше 5мкм из потока очищаемых сточных вод. Фильтр выпускается фирмой Vomat GmbH (Германия). Регенерация фильтра осуществляется обратной промывкой, которая включается автоматически при достижении определенного перепада давления на фильтре.

Трубчатые керамические микрофильтрационные мембраны используются в качестве фильтрующих элементов механического фильтра, обеспечивают степень очистки сточных вод от нефтяных загрязнений до 93,8%. Пористый материал получен из каолина и порошкообразного глинозёма.

Удобно в эксплуатации, имеет высокую производительность и технологично в изготовлении устройство для силовой очистки нефтесодержащих сточных вод, включающие гидроциклоны, цилиндрические камеры на сливах гидроциклонов, отстойник разделенный вертикальными перегородками на секции, в которых расположены перфорированные распределительные устройства, а в нижней части отстойника размещены трубчатый дырчатый сборный коллектор системы удаления осадка и выше коллектора с двух его сторон расположена система смыва осадка. Вторая вертикальная перегородка закреплена по всему периметру внутренней стенки отстойника. В ее верхней части выполнены отверстия, в которых закреплены трубчатые дырчатые телескопические коллекторы-распределители, имеющие отверстия вдоль верхней части в шахматном порядке и под углом 45° к вертикальной оси коллекторов. Коллекторы-распределители верхней плоскостью размещены на уровне границы фаз "нефть, высококонцентрированная эмульсия". В верхней части отстойника в пространстве между

первой вертикальной перегородкой, не доходящей до нижней части отстойника, и второй вертикальной перегородкой установлен нефтесборник с патрубком отвода нефти.

Эффективна в работе обеспечивает высокое качество очистки нефтесодержащих сточных вод очистительная установка, разработанная в МГТУ им. Н.Э.Баумана и в ОАО «Гос НИИ синтезбелок».

Сточные воды, проходя через приемную решетку, собираются в заглубленной емкости-отстойнике 2 (рис.2). Из емкости-отстойника 2 сточные воды откачиваются насосом 1 и подаются в пневматическую флотационную машину 4 типа ПФМ-0,5 с тонкослойным блоком осветления.

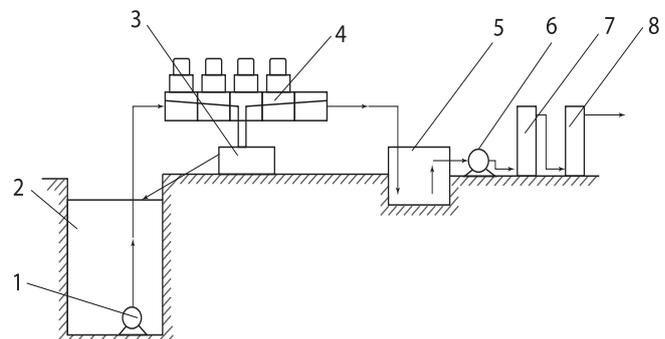
В флотационной машине 4 происходит извлечение тонкодисперсных капель нефтепродуктов при всплывании их вместе с пузырьками воздуха, образующимися при диспергировании воздуха путем подачи его под давлением через пористые аэраторы, выполненные из специальной резины. Аэраторы в количестве 12 штук устанавливаются по три штуки в каждой из четырех камер машины 4. В дополнительной пятой камере машины 4 установлен блок тонкослойного осветления для доизвлечения тонкодисперсных капель нефтепродукта. Очищаемая сточная вода последовательно проходит все пять камер, при этом улавливаемые нефтезагрязнения в виде пенного продукта собираются в верхней части слоя очищаемых сточных вод. Всплывающие нефтепродукты вместе с пузырьками воздуха создают пенный слой, который самотеком поступает в сборник пенного продукта 3. После отстоя пенного продукта, представляющего собой смесь сточных вод и уловленных нефтепродуктов, декантированная вода сливается в заглубленную емкость 2. Предварительно

очищенные сточные воды вывозятся из флотационной машины 4 путем последовательного прохождения через блок тонкослойного осветления и устройство поддержания заданного уровня очищаемых сточных вод во флотационной машине 4 и самотеком поступают в промежуточный резервуар-сборник 5, выполненный из монолитного или сборного железобетона, с рабочим объемом не менее 3 м³.

С помощью насоса 6 предварительно очищенные сточные воды из резервуара-сборника 5 подаются на доочистку в сорбционные фильтры 7 и 8. Первый по ходу движения предварительно очищенных сточных вод фильтр 7 имеет комбинированную загрузку, включающую слой керамзита (нижний слой) и слой активированного угля, а второй фильтр 8 полностью загружен активированным углем. Это позволяет проводить глубокою доочистку сточных вод до остаточного содержания нефтепродуктов не более 0,05мг/л. С учетом сезонной специфики работы очистной установки угольная загрузка используется только в течение одного сезона и не регенерируется. Обработанную загрузку ликвидируют сжиганием в котельных или в специальной печи, где в качестве топлива используется каменный уголь. Очищенные полностью сточные воды с содержанием нефтепродуктов не более 0,05мг/л сбрасываются на рельеф местности или в расположенный рядом водоем.

Для быстрой и качественной очистки сточных вод от нефти и твердых взвесей применяют фильтры, работающие по принципу безнапорной флотации. На рисунке 3 приведена конструктивная схема одноступенчатого безнапорного фильтра-флотатора, состоящего из корпуса 1 с патрубком ввода сточных вод на очистку (исходная жидкость), патрубком

Рис. 2
Технологическая схема установки для качественной очистки нефтесодержащих сточных вод.



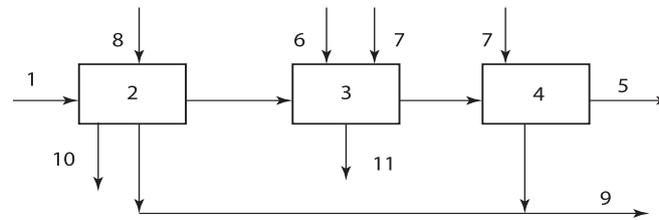


отвода очищенных сточных вод (осветленная жидкость), патрубками входа и выхода сжатого воздуха (газ), патрубком отвода шламового осадка (осадок); горизонтальной перегородки 4 с установленными в ней переточными трубами 2; дополнительной переточной трубой 5, верхний торец которой расположен выше горизонтальной перегородки 4, а нижний - ниже патрубка отвода пены (шлам). Эффективность работы фильтра-флотатора повышена благодаря выполнению верхних концов переточных труб 2 в виде конфузоров и установке в каждой переточной трубе 2 под конфузором 3 винтовой лопасти 6, что усиливает эффект вращения потока очищаемых сточных вод.

Повышенной производительностью очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов отличается устройство, содержащие герметичный бак, снабженный средством вакуумирования, канал отвода сфлотированного материала и емкость для его сбора, нагреватель, размещенный над дном бака, и средство ввода очищаемой жидкости. Полость бака разделена на накопительную и флотационную зоны, сообщающиеся в верхней части. Флотационная зона разделена на вертикальные щелевые каналы по-средствам стенок, каждая из которых сформирована из расположенных друг над другом плоскоовальных нагревательных элементов, сообщенных с источником греющего теплоносителя. Между ними размещены вставки, выполненные из фторопласта, ширина которых равна ширине плоскоовальных нагревательных элементов. Вдоль центральной части верхней и нижней впадин вставки выполнен продольный желобок, а остальная поверхность впадин плотно прилегает к обращенным к ним поверхностям плоскоовальных нагревательных элементов. Полость продольного желобка сообщена с вертикальным щелевым каналом канавками.

В установке фирмы Ashbrook Simon-Hartley Operations, LP (США) эффективная очистка нефтесодержащих сточных вод способом пневматической флотации включает следующие стадии: неочищенные сточные воды подаются во флотатор, одновременно через диспергаторы, расположенные в донной зоне флотатора, подается воздух в виде

Рис. 3 Конструктивная схема одноступенчатого безнапорного фильтра-флотатора для очистки нефтесодержащих сточных вод.



мельчайших пузырьков равномерно по сечению флотатора, производится обволакивание пузырьками воздуха и всплывание 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. Установка предусматривает изменение уровня очищаемых сточных вод во флотаторе.

Для очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, взвешенными частицами и другими загрязнениями, разработана технология высокоэффективной напорной флотации VODACO-DAF, основным преимуществом которой является оптимизированная система насыщения воздухом очищаемых сточных вод, что приводит к снижению энергозатрат на рецикл напорной воды.

Технологическая схема глубокой очистки нефтесодержащих сточных вод от широкого спектра загрязнений до оборотной технической воде, с использованием метода напорной флотации на завершающем этапе механической очистки сточных вод в нефтеловушках перед подачей их на сооружения биологической очистки показана на рисунке 4. Такое применение метода напорной флотации в технологической схеме очистки нефтесодержащих сточных вод не только повышает эффективность выделения мелкодисперсных взвешенных веществ, эмульгированных нефтепродуктов, коллоидных органических загрязнений и частично растворенных органических соединений из сточных вод на завершающем этапе механической очистки, но и сокращает время пребывания очищаемых сточных вод с 1,5÷2 ч при отстаивании до 30-40 мин.

Технологическая схема глубокой очистки нефтесодержащих сточных

вод включает: 1-трубопровод подачи нефтесодержащих сточных вод на очистку (рис.4), 2-блок механохимической очистки, 3-блок биологической очистки, 4-установку напорной флотации, 5-трубопровод подачи очищенных сточных вод в оборотную систему водоснабжения, 6-трубопровод подачи биогенной добавки, 7-трубопровод подачи воздуха, 8-трубопровод подачи флокулянта, 9-трубопровод подачи нефтепродуктов на утилизацию, 10-трубопровод подачи осадка на обезвоживание, 11-трубопровод подачи избыточного активного ила на обезвоживание и компостирование.

Для повышения эффективности работы установки напорной флотации 4 в очищаемые нефтесодержащие сточные воды вводят реагенты (коагулянты, флокулянты).

Применение напорной флотации в технологической схеме глубокой очистки нефтесодержащих сточных вод определяется главным образом количеством и качественным составом сточных вод, подлежащих очистке, требованиями, предъявляемыми к очищенной оборотной технической воде, а также экономическими показателями (капитальными затратами, эксплуатационными расходами).

Для глубокой очистки сточных вод от нефтепродуктов, ионов тяжелых металлов, органических соединений, взвешенных веществ и радионуклидов применяются тонкослойные отстойники – флокуляторы, имеющие экологически безопасную закрытую конструкцию, исключаящую выброс из аппарата паров воды и нефтепродуктов. В качестве реагентов используется реагент «Экозоль 401» и катионоактивный флокулянт серии «Праестол». Реагент «Экозоль 401», флокулирующий сорбент – соосадитель, представляет собой продукт механохимической реакции высокодисперсного природного алюмосиликата с органическими

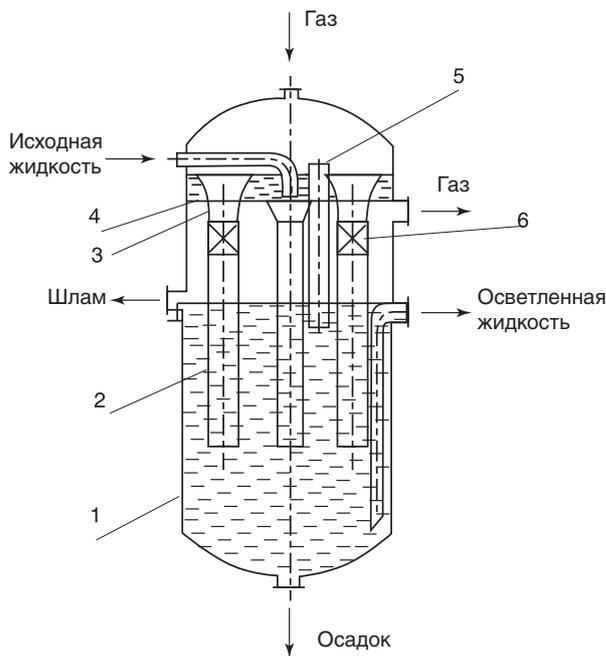


Рис. 4 Технологическая схема глубокой очистки нефтесодержащих сточных вод с применением метода напорной флотации.

соединениями. Он производится в России по отечественной технологии и используется в процессах очистки промышленных и ливневых сточных вод, предводоподготовки для нужд паросилового хозяйства тепловых электростанций и т.д. Кроме того, реагент «Экозоль 401» обладает ионообменными свойствами и в водной среде происходит его диспергация с образованием наночастиц. Применение реагента «Экозоль 401» и катионоактивного флокулянта серии «Праестол», как показала практика, позволяет снизить концентрацию нефтепродуктов и ионов тяжелых металлов в очищенной сточной воде до нормативных требований.

Для реагентной обработки очищаемых нефтесодержащих сточных вод ЗАО «Баромембранная технология» (Россия) подобран флокулянт, химическая природа и структура которого кроме стабилизирующего и флокулирующего оказывает гидрофобизирующее действие на присутствующие в сточной воде суспендированные и дисперсные частицы, в результате чего увеличивается их олеофильность (способность сорбировать и накапливать нефтепродукты), тем самым снижается нагрузка на нефтесорбирующие загрузки и увеличивается срок их службы. После реагентной обработки

очищаемые сточные воды последовательно проходят через слои комбинированной фильтрующей и сорбирующей загрузки для поэтапного удаления взвешенных частиц загрязнений и нефтепродуктов.

Качество очищенных сточных вод соответствует нормам предельно допустимых концентраций вредных веществ на сброс в водоемы рыбохозяйственного назначения, на рельеф местности или в систему канализации.

Для очистки сточных вод от тонкодиспергированных и растворенных нефтепродуктов разработан электрофлотокоагуляционный метод, который позволяет достичь значения концентраций нефтепродуктов в очищенных сточных водах в пределах 0,01-0,5 мг/л.

Очищенные сточные воды

с помощью этого метода могут быть использованы в замкнутых системах водоснабжения, что приводит к сокращению потребления свежей пресной технической воды. Эффективность извлечения нефтепродуктов и сточных вод электрофлотокоагуляционной обработкой составляет более 96-99%.

Высокой эффективностью очистки нефтесодержащих сточных вод в широком диапазоне концентраций нефтепродуктов и других органических загрязнений обладает нефтесборное устройство, принцип действия которого основан на различиях в величинах плотности и поверхностного натяжения органических компонентов и воды. За счет этого при контакте очищаемой сточной воды с движущейся лентой устройства происходит адгезия органических загрязнений на ее поверхности. Затем с помощью специальных устройств адгезированные загрязнения снимаются с ленты и отводятся в шламособорник. Таким образом, очистка нефтесодержащей сточной воды и регенерация ленты нефтесборного устройства производятся в непрерывном режиме.

Выбор размеров адгезионных лент и скоростей движения позволяет расширить диапазон

производительности по обрабатываемым загрязненным сточным водам.

Много ступенчатая схема комплексной очистки нефтесодержащих производственных сточных вод запатентована в США. На первой ступени очистного сооружения производится механическая очистка поступающих загрязненных сточных вод и вводится дозированно флокулянт. После этого на второй ступени осуществляется осветление сточных вод тонкослойном модуле отстаивания. Выделившийся осадок после центрифугирования и отстаивания обезвоживается, 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.

Для высококачественной биологической очистки сточных вод с очень широкими отклонениями по составу загрязняющих примесей разработан комбинированный саморегулирующийся способ с устройством для его осуществления. Устройство содержит корпус с герметичной крышкой, уравнивающий резервуар с активным илом мелкопузырчатый аэратор, активационный резервуар с мелкопузырчатыми аэраторами, трубчатый колодец с фильтром, главным насосом и внутренним аэратором, аэротенк, вторичный отстойник, выходной фильтр, аэратор-разбиватель биопленки, насос-удалитель биопленки, камеру стабилизации ила с системой обеззараживания воды.

Требования к защите водных объектов: океанов, морей, озер, рек, прудов, болот, подземных вод и т.д. постоянно растут. В связи с этим необходимо целенаправленно разрабатывать и внедрять более совершенные фильтры, устройства и установки для качественной очистки и обезвреживания производственных сточных вод от нефти, нефтепродуктов, взвешенных твердых и пластичных частиц и других загрязняющих примесей перед сбросом их в канализацию, водоемы или на рельеф местности. ●



Научно-производственное предприятие « НЕФТЕСЕРВИСПРИБОР » -

ведущий российский производитель влагомеров нефти,
опыт разработки – 40 лет
опыт производства – 20 лет,
предлагает:

Влагомеры сырой нефти ВСН-2.

Влагомерами ВСН-2 оснащаются АГЗУ, СИКНС и ИУ, ДНС, узлы оперативного и коммерческого учёта нефти, установки подготовки нефти.

Контролируемые среды: нефть, мазут. Выпускается 40 модификаций типо-размерного ряда и диапазонов измерения.

Основные технические характеристики

диапазоны измерения влагосодержания (об. доля,%)	0-60	0-100
Основная абсолютная погрешность (об. доля,%) в поддиапазонах измерения	0-20 ±0,4 свыше 20 до 50 ±0,8	50-70 ±1,0 свыше 70 до 100 ±1,5
Условные проходные диаметры ПИП, мм:	50/ 80/ 100/ 150/ 200/	



Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 (для товарной нефти)

Предназначены для работы в составе коммерческих узлов учёта нефти и нефтепродуктов, а также для контроля влагосодержания на установках подготовки нефти.

Метод, реализуемый во влагомерах, обеспечивает их высокую чувствительность к воде и точность её измерения, а также практическое отсутствие влияния изменения состава нефти на результат измерения.

Основные технические характеристики

диапазоны измерения влагосодержания, об. доля, %:	МВН-1.1 0,01-3,0	МВН-1.2 0,01-6,0	МВН-1.3 0,01-10,0
Основная абс. погрешность, об. доля, %	± 0,05	± 0,08	± 0,15

Контролируемые среды: нефть, мазут, газовый конденсат, ШФЛУ

Заявлено и произведено более трёх тысяч влагомеров нефти

Влагомеры отличает высокая точность и простота в эксплуатации.



Лабораторные приборы

Влагомеры сырой нефти лабораторные ВСН-Л

Солемеры нефти автоматические лабораторные САН-Л

Переносные солемеры воды САН-ЛВ

Предназначены для контроля параметров проб нефти, отобранных со скважин, на сборных пунктах, на АГЗУ, на объектах подготовки нефти и из резервуаров.

Преимущества – высокая экспрессность анализа, значительно более высокая достоверность результатов измерений за счёт анализа всей отобранной пробы.

Выпускаемые приборы имеют сертификаты СИ, сертификаты признания Республикой Казахстан, соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.615-2005. Поточные влагомеры имеют сертификаты соответствия и разрешения на применение Ростехнадзора.

Заказчики: Башнефть, Газпромнефть, Казмунайгаз, ЛУКОЙЛ, Роснефть, Татнефть, Руснефть, Самотлорнефтегаз, ТНК-ВР, и другие.

Для учебных центров, образовательных учреждений и музеев предприятий НПП «Нефтесервисприбор» изготавливает макеты нефтегазового оборудования типовые и по индивидуальным проектам заказчиков.



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

Экспорт российской нефти в дальнее зарубежье увеличился

Экспорт нефти из России в дальнее зарубежье за январь-март 2004г. составил 48 млн 390 тыс. т, что на 21% выше, чем за аналогичный период 2003г.

Отгрузка российских ресурсов в I квартале составила 42,507 млн т (+23,4%).

Экспорт из России в дальнее зарубежье в марте 2004г. составил 17,468 млн т (+21% к марту 2003г.), в том числе российской нефти – 15,628 млн т. По системе АК «Транснефть» в марте было экспортировано 17,294 млн т нефти.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня эти цифры выглядят несколько иначе. Экспорт российской нефти в страны дальнего зарубежья в январе-феврале 2014 г. составил 32,779 млн тонн (4,072 млн баррелей в сутки), что на 1,3% ниже аналогичного показателя 2013 года. Такие данные содержатся в оперативной сводке ГП «ЦДУ ТЭК». В феврале из РФ было вывезено 15,573 млн тонн нефти (4,077 млн баррелей в сутки).

По системе АК «Транснефть» в дальнее зарубежье за 2 месяца текущего года всего было экспортировано 32,356 млн тонн сырья (из них 28,992 млн тонн российских ресурсов), минуя «Транснефть» – около 3,787 млн тонн.



Китайские планы на российскую нефть

Китайская нефтегазовая корпорация «Синопек» в ближайшие четыре года планирует закупить в России 17 млн. тонн нефти. В соответствии с подписанным контрактом, нефть будет закуплена у российской компании «ЮКОС» и доставлена в Китай по железной дороге.

В первом квартале 2004 года Китай импортировал 30,1 млн. тонн нефти, что на 35,6% больше, чем в тот же период прошлого года. Объем импорта сырой нефти составил в марте 9,3 млн. тонн, что на 28,1% превысило показатель за тот же месяц прошлого года.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня сотрудничество с «Синопек» с российской стороны развивает компания «Роснефть». Осуществляется совместная деятельность в рамках проекта «Сахалин-3». и нефть и нефтепродукты в Китай поставляет «ЛУКОЙЛ». Между Россией и Китаем создан ряд СП, что будет способствовать взаимопроникновению капиталов обеих стран в нефтяную отрасль (апстрим и даунстрим) друг друга.



Норвежцы рвутся на Арктику

Норвежская нефтяная компания «Гидро» рассчитывает на сотрудничество с Россией при освоении месторождений на шельфе арктических морей. На встрече с губернатором Н.Киселевым норвежские бизнесмены рассказали о своих планах и выразили надежду на поддержку администрации области. В свою очередь Н. Киселев предложил норвежской компании максимально использовать потенциал предприятий Архангельской области при освоении месторождений, и в первую очередь, мощностей оборонных верфей Северодвинска. В ближайшие годы компания рассчитывает увеличить объемы работ на территории России.

• Комментарий Neftegaz.RU

В апреле 2010 г. после 40-летних переговоров Россия и Норвегия завилировали соглашение о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море. Спорной считалась территория в 175 тысяч квадратных километров, а это 12% всего Баренцева моря. Страны поделили эту область поровну. Соглашение позволит отменить мораторий на разработку нефтегазовых месторождений арктического континентального шельфа. Это сотрудничество сулит новые возможности для развития российских производителей, поставщиков и подрядчиков нефтегазового сектора.



СОВРЕМЕННЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



КРАСНЫЙ ЯР
Производственная компания

630533, Новосибирская область
Новосибирский р-н, п. Красный Яр
Тел.: +7 (383) 230-40-61
+7 (383) 230-40-60
+7 (383) 230-40-65



День открытых дверей. МГИМО. За трибуной В. Салыгин



N. Erel



А. Колотова



Участники конференции Безопасность критически важных объектов ТЭК 20 марта 2014 г



V. Blackman, R. Leick



П. Алексеев



Снабжение в нефтегазовом комплексе



И. Магомадов



М. Леончик



A. Uzdanasius



И. Павлов



В. Витоженц



Г. Грицай



А. Книжников



Ю. Малинин, Ю. Хамчичев, С. Суворцев



Ю. Столбов



И. Сосунов,
А. Коновалов



Т. Сох



В. Лавров



М. Пручние, А.Таркин



С. Константинов,
Е. Ефременко



Г. Иванов



А. Гатунок



С. Смецкой



Г. Налимов



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПРЕССОРА

Номинальная мощность

5814 кВт

Ход поршня

171 мм

Максимальная скорость

1000 об/мин

Макс. нагрузка на шток при растяжении

334 кН

Макс. нагрузка на шток при сжатии

171 мм

Суммарная макс. нагрузка на шток

667 кН

Диаметр штока

73 мм





Линейка продукции Ariel

	2 ряда	4 ряда	6 рядов	Ход поршня	Максимальная частота вращения
KBV		5000 кВт	8000 кВт	216 мм	900
KBB		5000 кВт	8000 кВт	184 мм	750
KBZ	1939 кВт	3878 кВт	5817 кВт	172 мм	1200
KBU	1939 кВт	3878 кВт	5817 кВт	146 мм	1000
JGF	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	127 мм	1200/1400
JGD	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	140 мм	1200
JGC	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	165 мм	1000
JGT	969 кВт	1939 кВт	2908 кВт	114 мм	1500
JGK	947 кВт	1894 кВт	2841 кВт	140 мм	1200
JGE	798 кВт	1596 кВт	2394 кВт	114 мм	1500
JGH	507 кВт	1014 кВт		114 мм	1200
JGJ	462 кВт	925 кВт	1387 кВт	89 мм	1800
JGR	321 кВт	641 кВт		108 мм	1200
JGA	209 кВт	418 кВт	626 кВт	76 мм	1800
JG	188 кВт	376 кВт		89 мм	1500
JGQ	209 кВт			76 мм	1800
JGN	188 кВт			89 мм	1500
JGP	127 кВт			76 мм	1800
JGM	125 кВт			89 мм	1500



«Мы начали системную работу по улучшению делового климата в России. Результаты, прямо скажу, есть и хорошие. Нужно идти дальше»

В. Путин



«Почему только Украина должна нести затраты? Может, законсервировать 2 нитки этого газопровода? Нам 50 млрд м³ газа хватит»

Н. Азаров



«Альтернативная энергетика субсидируется от государства, в отличие от высокоэффективной традиционной – и это несправедливо»

В. Язев



«Перспектива развития рынка СПГ в мире огромна. Мы должны успеть занять нашу нишу на этом рынке... Не важно Газпром, Роснефть или НОВАТЭК это будет. Важно, что это будет российский газ»

Г. Тимченко



«Подписанный в 2009 г правительством Ю.Тимошенко контракт с Газпромом на поставку в Украину природного газа приносит стране ежегодные убытки в размере 6 млрд долл США»

В. Янукович

ООО «СЦ Металл Маркет»

(495) 956-62-31
(495) 268-01-65
info@eccentrik.ru
www.eccentrik.ru

**Промышленный
Инжиниринг**

Тройники:

- сварные
- бесшовные
- сварные с накладками
- штампосварные
- точеные

Отводы:

- сварные
- крутоизогнутые
- гнутые

Переходы:

- сварные
- бесшовные

Трубопроводная арматура:

- краны
- задвижки



Приглашаем Вас посетить стенд
ООО «СЦ Металл Маркет»

на выставке НЕФТЕГАЗ-2014,
которая пройдет 26-29 мая в Экспоцентре!
Наш стенд № 83С75 находится в 8 Павильоне, Зал №3.

Каждого посетителя ожидает Ценный Подарок!

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ