



ЗОЛОТОЙ
КВАДРАТ

ОПТИМИЗАЦИЯ
ПРОЦЕССОВ
РАЗДЕЛЕНИЯ



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[11–12] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ТРАНСПОРТИРОВКА:
РЕГУЛИРОВАНИЕ
КАЧЕСТВА ТРУБ





50 ЛЕТ

От всей души поздравляю коллектив ОАО «Белтрубопроводстрой» с 50-летним юбилеем!

Трубопроводный транспорт для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является наиболее экономичным и эффективным видом транспорта. Его развитие обусловлено модернизацией нефтяной, нефтеперерабатывающей и газовой промышленности.

Последние десятилетия трубопроводный транспорт, как слагаемое будущего экономического роста ТЭК, развивается наиболее быстрыми темпами.

Таким образом, Мы занимаемся делом, сохраняющим стратегические интересы, энергетическую безопасность и обеспечиваем динамичное социально-экономическое развитие государств.

Значителен вклад коллектива в создание трубопроводных систем Российской Федерации, Республики Беларусь, Западной Украины, Прибалтики.

С Нашим непосредственным участием построены и введены в эксплуатацию тысячи километров газонефтепродуктопроводов, сотни компрессорных, насосных и газораспределительных станций, подземных хранилищ газа.

Многие государственные награды, полученные работниками организации, подтверждают правильность выбранного жизненного пути.

Убежден, что профессионализм сотрудников нашей компании позволит и в будущем добиваться высоких производственных результатов.

Желаю всем работникам ОАО «Белтрубопроводстрой» семейного благополучия, сил и упорства в работе для реализации всех намеченных планов!

*Кравцов Владимир Александрович,
Председатель Совета директоров
ОАО «Белтрубопроводстрой»*

О КОМПАНИИ

ОАО «Белтрубопроводстрой» – ведущая нефтегазостроительная организация Республики Беларусь, которая может ежегодно сооружать до 300 км трубопроводов различного диаметра в комплексе с надземными сооружениями и объектами инфраструктуры.

За полвека работы специалистами предприятия построено более 4000 км трубопроводов, 27 компрессорных станций общей мощностью около 1100 МВт, 28 нефтеперекачивающих станций, резервуарных парков общим объемом более 1 360 000 м³, более 60 газораспределительных станций различной производительности

**МЫ СТРОИМ ВСЕ, ЧТО ДОБЫВАЕТ,
ТРАНСПОРТИРУЕТ, ХРАНИТ
НЕФТЬ И ГАЗ**

ОАО «БЕЛТРУБОПРОВОДОСТРОЙ»

МЫ СТРОИМ:

- магистральные газопроводы, нефтепродуктопроводы;
- газопроводы и отводы к населенным пунктам;
- инженерные коммуникации, сети ВиК, ВОЛС;
- компрессорные и газораспределительные станции;
- нефтеперекачивающие станции;
- подземные хранилища газа;
- насосные станции и резервуарные парки



Нет дорог? Нет проблем

Величайший quattro® в истории. Новый Audi Q7

Не уступайте дорогу погоде за рулем нового Audi Q7. Возьмите контроль в свои руки с технологией постоянного полного привода quattro® последнего поколения — устройте льду и снегу теплый прием.



Реклама

Ауди Центр Север

Ленинградское шоссе, 63Б
(495) 785 27 27
www.audi-sever.ru



Регулирование качества труб



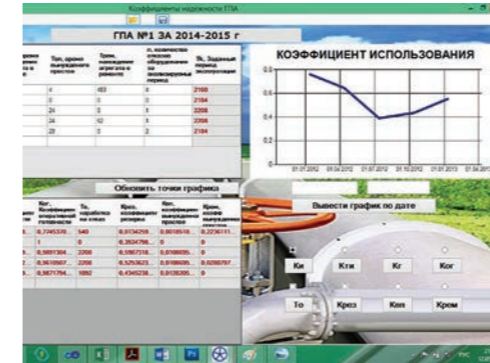
14

Досье на импортозамещение



22

Мониторинг надежности



64

Магистральный путь



62

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
Анамнез	8
Обязали к госзакупкам	10
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	12
Влияние усадочной силы остаточных сварочных деформаций и напряжений на листовые резервуарные конструкции	24
Особенности проектирования, строительства и технической эксплуатации вахтовых городков	28
Лизинговая отрасль адаптируется к реалиям рынка	34
Оптимизация процессов разделения	36
Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в Западной Сибири	44

Всесезонное строительство трубопроводов



30

Спецтехника особого назначения



42

Анализ условий реализации организационных и технологических процессов при управлении ремонтно-строительными предприятиями

56

Расчет собственных частот колебаний РВС-3000

78

Резервуары повышенной надежности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов

82

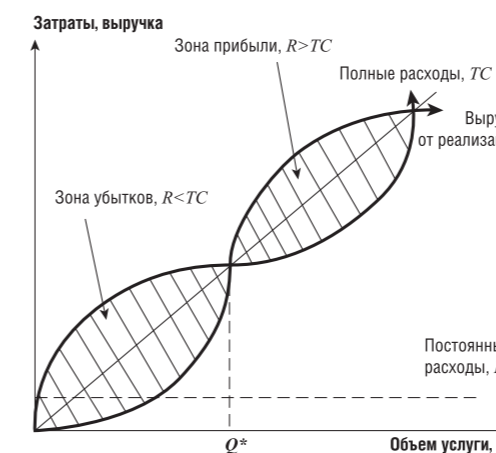
Россия-Швейцария: опыт рациональных решений для энергоэффективности

84

Электроимпульсное удаление льда с поверхности купольных крыш из алюминиевых сплавов

90

Золотой квадрат



72

Один из лучших стал нашим

102

Шельф под контролем

104

Петербург по-дальневосточному: выбирайте свое будущее сегодня

106

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

108

Россия в заголовках

110

Календарь событий

111

НЕФТЕГАЗ *Life*

112

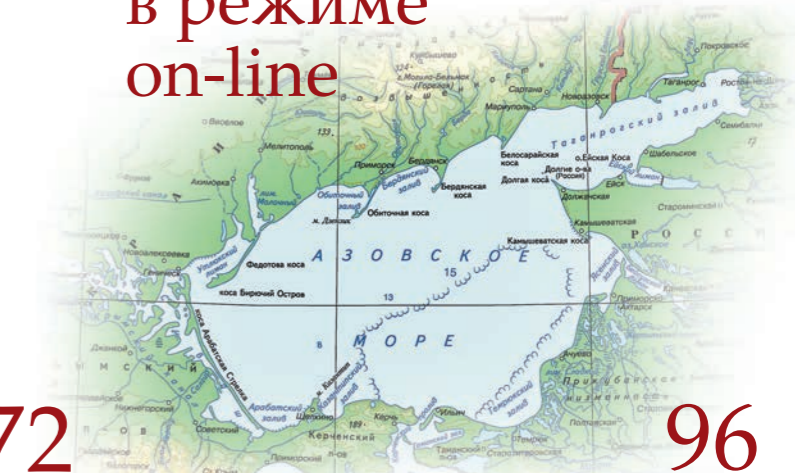
Специальная секция
Классификатор продукции и услуг в НГК

114

Цитаты

120

Скифская плита в режиме on-line



96

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Сергей Степанов,
Татьяна Абрамова

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Сальгин В.И.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Сергей Григорьев
Валентина Горбунова

reklama@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджеры по работе с клиентами
Людмила Сергеева
Ксения Волкова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

Переписка 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
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

ISSN 2410-3837



9 772410 383004

4 тыс. лет назад

Во 2 тысячелетии до н.э. в Египте использовали нефть для бальзамирования умерших.

2205 лет назад

В 190 году до н.э. в Греции использовали нефть в качестве зажигательной смеси и топлива для морского маяка греческой колонии Танаиса (неподалеку найдены амфоры с остатками нефти).

204 года назад

В 1811 году П. Соболевский создал первую «термолампу» – первую отечественную установку для получения искусственного газа.

203 года назад

В 1812 году Александр I утвердил проект освещения водотворным газом Адмиралтейского бульвара.

180 лет назад

В 1835 году осуществлен переход от освещения помещений с помощью индивидуальных установок к организации централизованного газового освещения с созданием необходимой городской инфраструктуры. 27 февраля был утвержден устав первой российской акционерной газовой компании, получившей название «Общество для освещения Санкт-Петербурга газом».

156 лет назад

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

151 год назад

28 октября 1864 года в Москве впервые были проведены торги на сооружение системы уличного газового освещения. Победителем торгов стала компания «Букье и Компания», предложившая «...годовую плату за уличный рожок 14 руб. 50 коп.»

150 лет назад

В 1865 году за Садовым кольцом, в Нижне-Сусальном тупике был построен завод по производству светильного газа, и первые 500 газовых фонарей зажгли на улицах Москвы.

147 лет назад

В 1868 году в Российской империи действовало 310 газовых заводов, четыре из них находились в Санкт-Петербурге.

ПОБЕДЫ, 5 ДОМ ПРЕМИУМ-КЛАССА



7 КОЛЛЕКЦИОННЫХ КВАРТИР



LEGENDA
INTELLIGENT
DEVELOPMENT

(812) 677-00-00
WWW.LEGENDA-DOM.RU

Легенда. Умный девелопмент. ООО «ЛЕГЕНДА». Адрес: ул. Победы, дом 5.



Среди событий года запуск Д. Медведевым месторождения им. Шпильмана



Эрдоган думал, что сбитый самолет не российский



Введены санкции на турецкие продукты



Крупные компании заморозили шельфовые проекты

АНАМНЕЗ

Анна Павлихина

Оглядываясь на уходящий год, хочется вспомнить его яркие моменты. Хочется, но не вспоминается. Как-то так произошло, что подводя итоги жизни нефтегазовой отрасли в 2015 году и выискивая самые значимые и яркие события, обнаружилось наличие отсутствия таковых. Практически.

Среди заметных моментов отметим начало строительства 2-й очереди нефтепровода с Новопортовского месторождения, стартовавшую стройку ГТЭС на Восточно-Мессояхском месторождении, получена первая промышленная нефть на Аркутун-Даги проекта Сахалин-1 и первая сланцевая нефть на Южно-Приобском месторождении, пробурены первые скважины на Чаяндинском месторождении, запущено месторождение им. Шпильмана, причем, самим Д. Медведевым. Приятной статистической погрешностью на этом фоне выглядит начало строительства Силы Сибири. Пожалуй, всё. Список достижений года мог бы оказаться более внушительным, если бы ряд запланированных проектов не нивелировался экономической турбулентностью.

В числе несостоявшихся значимых событий – переход на Евро-5 во всероссийском масштабе. Ряд компаний не успели прокачать свои НПЗ, как предполагалось четырехсторонним соглашением, и обратились в соответствующие министерства с заявлением об отсрочке, которую и получили на неопределенное время.

Вторыми в списке можно поставить неосвоенные шельфовые месторождения. Роснефть, Газпром и НОВАТЭК пожаловались на возросшие затраты на добычу и попросили Роснедра актуализировать лицензии на другие сроки, т.е. на 2023 и 2024 гг.

А в конце года список антисобытий пополнил «Турецкий поток», на котором поставили жирный знак вопроса. И не только на нем. Одновременно под этот же знак попали и другие, связанные с Турцией проекты. Всеобщий бактун пока не наступил, но кейс никак не разряжается.

Аналитики начали подсчитывать возможные убытки, связанные с консервированием русско-турецких

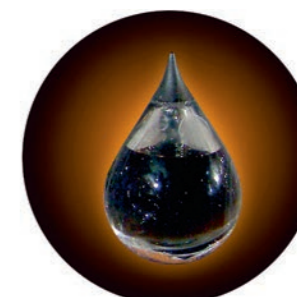


отношений. Вспомнили и возможный запрет снабжения нашей военной базы в Сирии через Босфор, и возможный отказ Турции от строительства атомной станции в Аккую, в которую уже вложили несколько миллиардов долларов, и отказ от Турецкого потока, что поставит Россию в зависимость от украинской ГТС и многое другое.

С тех пор, как Россия перестала претендовать на турецкие проливы, между странами нашлось столько точек взаимно интересного соприкосновения, что ссориться ни нам, ни им совершенно не выгодно.

Эрдоган оправдывался, будто «Турция не знала, что сбитый ею самолет принадлежал России и отметил, что Анкара поступила бы по-иному, если бы знала, чей это самолет». А Лавров заявлял, что «воевать с Турцией мы не собираемся, отношение к турецкому народу не изменилось». Слукавил. Введение санкций на турецкие продукты, отмена безвизового режима и заморозка «Турецкого потока», – что это, как не начало экономической войны? Да и отношение к народу изменилось. Причем молниеносно. В тот же вечер, когда был сбит российский самолет, на центральных телеканалах появились сюжеты о средневековых турках, отрубавших головы младенцам. Он-лайн активисты предлагали штурмовать Стамбул.

Конечно, трудно представить, что у турецких военных заклинило тумблер в голове, в результате чего они перепутали свою территорию с сирийской. И за устроенную провокацию следует потребовать компенсацию. Главное, чтобы она была разумной. Потому что ссора двух бизнес-партнеров всегда выгодна третьим силам. А количество недружественных «третьих сил» вокруг России стремительно растет. Такие недружественные отношения с Европой уже привели к тому, что нефтегазовые компании заморозили свои проекты, а перерабатывающие – просят отсрочки в реализации намеченных показателей. ●



ОБЯЗАЛИ К ГОСЗАКУПКАМ

Сергей Степанов

Газпром, Роснефть, Транснефть, РЖД и Аэрофлот попали под импортозамещающий контроль госзакупок. Соответствующий перечень определило правительство России из 35 компаний.

По словам Д. Медведева, это крупнейшие заказчики, в т.ч. Атомстройэкспорт, Уралвагонзавод, Главное управление обустройства войск, Газпром, Роснефть, Транснефть, РЖД, Аэрофлот, Ростелеком, АЛРОСА, ФСК и их дочки.

Общий объем закупок у них исчисляется триллионами рублей, и теперь, как минимум, десятая часть этой суммы будет выделяться для работ с малым и средним бизнесом, что позволит в определенной степени компенсировать влияние негативного внешнеэкономического фона.

Компании ТЭК не очень обрадовались введению закона о госзакупках.

Представители Роснефти, ЛУКОЙЛа, Газпром нефти, Зарубежнефти, Башнефти, Сургутнефтегаза и НОВАТЭКа были недовольны законопроектом, который направлен на введение особого контроля отрасли.

Компании указывали на то, что импортозамещения никакого не получится.

Просто в открытый доступ попадут данные, которые завистники и враги родины смогут использовать для усиления санкций. А между тем, бурить на шельфе в скором времени и без того будет нечем.

США и ЕС активно стараются задушить отечественный нефтегаз, дающий солидную долю доходов госбюджета, именно через технологии. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

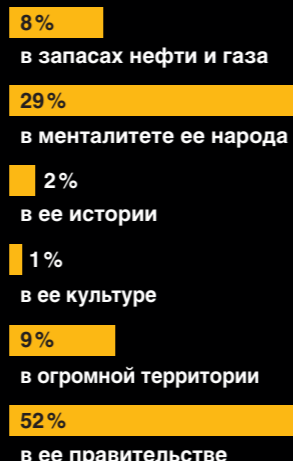
Что является главным достоянием России?

Вряд ли кто-то возьмется оспаривать тот факт, что Россия является одной из богатейших стран мира. К богатствам, данным ей провидением и умелой политикой предшествующих правителей, можно отнести не только углеводороды, но также и ее историю, и ее культуру, и огромную территорию... Но что из этих сокровищ нации является главным достоянием?



В чем главная беда России?

Дураки и дороги – так считали 100 лет назад. В нынешнем веке многое поменялось (или нет?), во всяком случае, беды прибавились и ранжируются по-другому. Как? Показал наш очередной опрос



Метод Магнитной Томографии (МТМ)

Диагностирование
и ЭПБ трубопроводов
(Ди 100–2500 мм),
не подлежащих
внутритрубному
инспектированию:

Дистанционно – под землей



и под водой!

События

Выборы президента

Продажа квот

События

Запуск нового производства

Обвал рынка акций

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Отмена пошлин

Цены на нефть

Газовые войны

Юзевский поток

Торги на бирже

Северный поток

Сливающие капиталов

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Новый глава Роснефти

Северный поток достроили



Даешь газификацию регионов!

В Свердловской области заработал комплекс регазификации сжиженного природного газа (СПГ). Использование СПГ позволит решить проблему обеспечения объектов, не имеющих централизованного газоснабжения, бытовым газом и теплом. Главное условие для автономной газификации СПГ – наличие подъездных автомобильных дорог. Транспортировка СПГ метановозами не приведет к удорожанию ресурса для потребителя.

Комплекс по регазификации СПГ находится в пос. Староуткинск, который находится в 70 км от магистрального газопровода. Поселок расположен в горно-лесистой местности, окружен природным парком Река Чусовая и технической возможности строительства газопровода попросту не было.

Четыре года назад правительством Свердловской области было принято решение о газификации населенного пункта с помощью СПГ. Для реализации пилотного

проекта альтернативной газификации в поселке было проложено 5 км газопроводов высокого и низкого давления и реконструированы тепловые сети. Две убыточные и малопроизводительные угольные котельные городского округа были заменены на высокопроизводительные, экологичные газовые блочно-модульные котельные мощностью 1,6 и 3,2 МВт. Сегодня поселок обеспечен качественным теплом и горячим водоснабжением. Как считают чиновники в Свердловской области, по аналогичному принципу можно газифицировать большое количество поселков и деревень в России.

Первый локомотив

В России создан первый в мире локомотив с газопоршневым СПГ-двигателем.

17 ноября 2015 г. компания начала поставку РЖД новейшего локомотива ТЭМ19.

Разработка локомотива с СПГ-двигателем является

частью программы РЖД по замене дизельного топлива на газомоторное.

Создание локомотива ТЭМ19 с 6 осями и газопоршневым двигателем началась в 2012 г.

Внедрение таких ГПД на GMT снизит затраты на энергоресурсы на 24% в год.

ТЭМ19 на 90% изготовлен из комплектующих российского производства.

Конструкция ТЭМ-19 включает криогенный бак с системой газовой подготовки и подачи сжиженного газа, моторную генераторную установку, систему охлаждения, а также электродинамический модуль тормозного оборудования и компрессор.

СПГ хранится в съемной цистерно-контейнере, расположенном перед двигательной установкой.

Такое решение сокращает время экипировки ТЭМ-19, снижает затраты на инфраструктуру, повышает безопасность эксплуатации и обслуживания тепловоза. ●

На шельфе Крыма нашли месторождения газа

На Одесском месторождении в Черном море обнаружены новые залежи природного газа.

Северо-западная часть шельфа Черного моря, куда входит Одесское газовое месторождение, ныне является основным регионом добычи углеводородов для Черноморнефтегаза.

В ходе работ по интенсификации добычи на скважине №13 Одесского газового месторождения на шельфе Черного моря было произведено вскрытие продуктивного горизонта с высоким пластовым давлением. Это говорит о перспективности газонасыщенных отложений верхнего палеоцена.

Для приема газа из вскрытой залежи добыча на скважине была приостановлена. В настоящий момент производится подготовка к подаче дополнительных объемов газа на берег в газотранспортную систему (ГТС) Крыма. Скважина №13 на БК-2 работает в газопровод с 29 января 2015 г.

Ранее предполагалось, что запуск скважин №13 и №43 увеличит добычу на 200 млн м³/год в сравнении с 2014 г., но сейчас, вероятно, эти цифры будут пересмотрены.

Хотя Одесское газовое месторождение было открыто еще в 1988 г., активная фаза его освоения началась лишь в 2012 г.

В сентябре 2012 г., находясь в ОДУ Укртрансгаза, президент Украины В. Янукович в режиме видеоконференции дал команду на запуск Одесского ГКМ.

Уже в 2014 г., после вхождения Крыма в состав России все имущество было национализировано. Это был и Черноморнефтегаз, который занимается добычей нефти и газа на российском континентальном шельфе Черного и Азовского морей, и осваивает Одесское месторождение, с которого в 2015 г. планируется добыть 1,17 млрд м³ природного газа.

Новая Классификация запасов

С 1 января 2016 г. вступает в силу новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Проекты федеральных законов (ФЗ) «О внесении изменений в Налоговый кодекс РФ» и «О внесении изменения в статью 31 Закона РФ Федерации «О таможенном тарифе» подготовлены Минфином РФ во исполнение поручения Правительства.

Классификация утверждена Минприроды России. Комиссия по законопроектной деятельности при правительстве РФ одобрила законопроекты, направленные на приведение ФЗ в соответствие с новой Классификацией.

Классификация устанавливает единые для России принципы

подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворимого в нефти) и газового конденсата, используемых при исчислении налога на добычу полезных ископаемых и ставок вывозной таможенной пошлины на сырую нефть с особыми физико-химическими характеристиками.

Классификация позволит улучшить систему учета и мониторинга запасов и ресурсов нефти и горючих газов по степени промышленного освоения, позволит повысить достоверность учета запасов, совершенствовать механизм госрегулирования для вовлечения в разработку неэффективных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), привести Классификации к международным стандартам.

В целях приведения категорий запасов углеводородного сырья, используемых при подсчете и учете запасов полезных ископаемых, в соответствие с Классификацией законопроектами предлагается внести соответствующие изменения в Налоговый кодекс и в статью 31 ФЗ «О таможенном тарифе».

Классификация запасов уже неоднократно пересматривалась. ●



РЕГУЛИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ТРУБ

Принципы разработки федеральных нормативных документов, регламентирующих свойства трубной продукции для магистральных трубопроводов в условиях импортозамещения



Макаров Георгий Иванович,
доктор технических наук,
профессор
Кафедра сварки
и мониторинга
нефтегазовых сооружений
РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина

НОРМИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ИНСТРУМЕНТОМ, ВЛИЯЮЩИМ НА СИСТЕМНУЮ НАДЕЖНОСТЬ И СТОИМОСТЬ ВСЕГО ОБЪЕКТА ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В ОТРАСЛИ ДЕЙСТВУЮТ ДВА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СТАНДАРТА НА ТРУБЫ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, РАЗЛИЧАЮЩИЕСЯ ПРИНЦИПАМИ КЛАССИФИКАЦИИ ТРУБ ПО КЛАССАМ ПРОЧНОСТИ И КАТЕГОРИЯМ КАЧЕСТВА: ГОСТ 31447-2012, ОСНОВАННЫЙ НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРИНЦИПАХ КЛАССИФИКАЦИИ, И ГОСТ ИСО 3183-2012, ИДЕНТИЧНЫЙ ЗАРУБЕЖНОМУ СТАНДАРТУ ISO 3183:2007. ПРИМЕРОМ НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА ФЕДЕРАЛЬНОГО УРОВНЯ, ЧАСТИЧНО УСТРАНЯЮЩЕГО ЭТИ ПРОТИВОРЕЧИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ НОВЫЙ ГОСТ Р 56403-2015, ОТНОСЯЩИЙСЯ К МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ГОСТ Р 56403-2015 РАЗРАБОТАН НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ ПРОЧНОСТИ И ПРИНЦИПАХ КЛАССИФИКАЦИИ ТРУБ, ЧТО ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО В УСЛОВИЯХ РЕАЛИЗУЕМОЙ В СТРАНЕ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

RATIONING OF QUALITY OF PIPES FOR MAIN PIPELINES IS A KEY TOOL, AFFECTING SYSTEM RELIABILITY AND THE COST OF THE ENTIRE FACILITY PIPELINE TRANSPORT. TO DATE, THE INDUSTRY HAS TWO ALTERNATIVE STANDARD FOR PIPES FOR PIPELINES, DIFFERENT PRINCIPLES OF CLASSIFICATION OF PIPES ACCORDING TO STRENGTH CLASS AND CATEGORIES OF QUALITY: GOST 31447-2012 BASED ON DOMESTIC PRINCIPLES OF CLASSIFICATION, AND GOST ISO 3183-2012 IDENTICAL FOREIGN STANDARD ISO 3183:2007. AN EXAMPLE OF THE NORMATIVE DOCUMENT OF THE FEDERAL LEVEL, PARTIALLY RESOLVES THESE CONTRADICTIONS, IS THE NEW GOST R 56403-2015 RELATED TO THE LONG-DISTANCE TRANSPORT OF OIL AND OIL PRODUCTS. GOST R 56403-2015 IS DEVELOPED ON THE BASE OF THE DOMESTIC THAT APPROACHES TO THE ASSESSMENT OF THE STRENGTH AND PRINCIPLES OF CLASSIFICATION OF PIPES, WHICH IS ESPECIALLY IMPORTANT IN THE CONDITIONS IMPLEMENTED IN THE COUNTRY'S POLICY OF IMPORT SUBSTITUTION

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, сварные трубы, классы прочности, категории качества, нормативные документы.

Сварные трубы большого диаметра для магистральных трубопроводов являются базовым элементом системы объектов трубопроводного транспорта углеводородов. От качества труб и трубной продукции зависит системная надежность магистрального трубопровода. Стоимость строительства объекта трубопроводного транспорта в значительной степени определяется

стоимостью используемых труб, которая, в свою очередь, зависит от количества нормируемых параметров трубной продукции и уровня требований, определяющих качество изготовления. Таким образом, нормирование в области производства труб для магистральных трубопроводов должно основываться не только на классификации труб по



УДК 621.633

классам прочности, но и включать классификационные признаки по категориям качества.

Дифференциация труб для магистральных трубопроводов по категориям качества впервые была представлена в СНИП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». В зависимости от технологии изготовления, способа сварки и методов неразрушающего контроля все используемые трубы были разделены на четыре группы качества, для каждой из которых был установлен свой коэффициент надежности по материалу k_1 . Коэффициент надежности по материалу k_1 входит в группу коэффициентов запаса при расчете требуемой толщины стенки труб при проектировании трубопровода. Чем выше номер группы по качеству труб, тем меньше значение k_1 , тем больше расчетное сопротивление трубной стали и, соответственно, меньше расчетная толщина стенки трубы. С другой стороны, чем выше категория качества, тем больше стоимость труб. Однако за счет уменьшения коэффициента запаса k_1 для высших категорий качества и, соответственно, уменьшения расчетной толщины стенки труб снижается металлоемкость всего трубопровода, что в конечном итоге снижает общую стоимость объекта. При этом системная надежность магистрального трубопровода повышается.

Национальный стандарт ГОСТ Р 52079-2003 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия» ввел понятия двух категорий качества

изготовления труб: обычного и хладостойкого исполнения, отличающихся уровнем требований по ударной вязкости (KCU и KCV) и проценту волокна в изломе (DWTT) при нулевой и отрицательных температурах. 1 января 2015 года действие национального стандарта ГОСТ Р 52079-2003 на территории Российской Федерации было прекращено.

Взамен в качестве национального стандарта Российской Федерации 1 января 2015 года был введен в действие межгосударственный стандарт ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия», сохранивший преемственность предыдущего стандарта ГОСТ Р 52079-2003. Однако за год до этого 1 января 2014 года также в качестве национального стандарта Российской Федерации был введен в действие другой межгосударственный стандарт ГОСТ ИСО 3183-2012 «Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», представляющий собой копию зарубежного стандарта ISO 3183:2007 «Petroleum and Natural Gas Industries – Steel Pipes for Pipeline Transportation Systems».

По принципам классификации труб, оценке прочности и качества изготовления отечественный

и зарубежный стандарты принципиально различаются. В отечественной практике расчета труб на статическую прочность традиционно сложился подход, основанный на предельном состоянии достижения максимальными расчетными напряжениями значения расчетного сопротивления, определяемого величиной временного сопротивления трубной стали.

Этот метод расчета применяется преимущественно в строительной отрасли и называется методом расчета по расчетным сопротивлениям. В трубопроводном транспорте метод расчета по расчетным сопротивлениям регламентирован в СНИП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». На сегодняшний день действует актуализированная версия, имеющая федеральный статус свода правил СП 36.13330.2012 (СНИП 2.05.06-85*) «Магистральные трубопроводы».

В большинстве зарубежных стандартов (включая ISO 3183:2007) использован метод расчета по допускаемым напряжениям, где в качестве предельного состояния принимается момент возникновения текучести в опасных точках, а в качестве критерия – величина предела текучести. В отечественной практике расчетов стальных конструкций на прочность метод расчета по допускаемым напряжениям применяется преимущественно в машиностроительной отрасли.

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов по ГОСТ 31447-2012

Класс прочности	Временное сопротивление σ_B , МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²)	Относительное удлинение δ , %
	Не менее		
K34	335 (34)	205 (21)	24
K38	375 (38)	235 (24)	22
K42	410 (42)	245 (25)	21
K48	471 (48)	265 (27)	21
K50	490 (50)	345 (35)	20
K52	510 (52)	355 (36)	20
K54	530 (54)	380 (39)	20
K55	540 (55)	390 (40)	20
K56	550 (56)	410 (42)	20
K60	590 (60)	460 (47)	20

ТАБЛИЦА 2. Механические характеристики и классификация труб по зарубежному стандарту ISO 3183:2007 (ГОСТ ИСО 3183-2012)

Группа прочности	σ_T , МПа	σ_B , МПа	σ_T / σ_B
	Не менее		Не более
L175	175	310	–
L210	210	335	–
L245	245	415	0,93
L290	290	415	0,93
L320	320	435	0,93
L360	360	460	0,93
L390	390	490	0,93
L415	415	520	0,93
L450	450	535	0,93
L485	485	570	0,93
L555	555	625	0,93
L625	625	695	0,95
L690	690	760	0,97
L830	830	915	0,99

Различие прочностных подходов в отечественных и зарубежных стандартах на трубы приводит к различным принципам классификации труб по классам прочности, что делает невозможным совмещение требований по всем характеристикам трубной продукции и номенклатуре труб отечественной и импортной поставки. В табл. 1 представлена отечественная классификация труб для магистральных трубопроводов по классам прочности К34 ... К60 в соответствии с ГОСТ 31447-2012.

Цифры в обозначении класса прочности соответствуют нормативному значению временного сопротивления трубной стали в кгс/мм². В табл. 2 приведены значения механических характеристик и классификация труб по зарубежному стандарту ГОСТ ИСО 3183-2007 (ISO 3183:2007).

Стандарт классифицирует трубы по группам прочности: L175 ... L830. Цифры в обозначении группы прочности соответствуют нормативному значению предела текучести в МПа, величину которого определяют по величине полной деформации 0,5%. В отечественных же нормативных документах значение предела текучести всегда задается как условный (технический) предел текучести $\sigma_{0,2}$, определяемый по величине остаточной деформации 0,2%.

Таким образом, корректное сопоставление значений механических характеристик труб по стандартам ГОСТ 31447-2012 и ГОСТ ИСО 3183-2007 (ISO 3183:2007) возможно только по параметру временное сопротивление σ_B . Как видно из сравнения соответствующих значений табл. 1–2, зарубежный стандарт регламентирует применение труб в более широком диапазоне классов прочности. Отечественный стандарт ГОСТ 31447-2012 устанавливает ограничение на применение

труб классов прочности не выше К60 (временное сопротивление 590 МПа). Зарубежный стандарт ГОСТ ИСО 3183-2007 (ISO 3183:2007) допускает использование высокопрочных труб групп прочности до L830 включительно (временное сопротивление 915 МПа). Последнее обстоятельство делает стандарт ISO 3183:2007 более прогрессивным в этой части, так как в отечественной нефтегазовой отрасли давно уже используют трубы классов прочности выше К60 (высокопрочные трубы К65 и К70). В качестве примера можно указать на использование этих труб при прокладке на участках с повышенным рабочим давлением магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)».

В последние десятилетия многие отечественные нефтегазовые компании в соответствии с Федеральным законом РФ № 184-ФЗ «О техническом регулировании» разрабатывали собственные нормативные документы по трубам на основе классификации, принятой в стандарте Американского нефтяного института API Specification 5L. В табл. 3 приведены значения механических характеристик и классификация труб по стандарту API Specification 5L: 2012.

Стандарт классифицирует трубы по маркам: X42 ... X120. Цифры в обозначении марки трубы соответствуют значению

ТАБЛИЦА 3. Механические характеристики и классификация труб по стандарту Американского нефтяного института API Specification 5L: 2012

Марка	Предел текучести		Временное сопротивление	
	Фунт / кв. дюйм	МПа	Фунт / кв. дюйм	МПа
X42	42000	290	60000	415
X46	46000	320	63000	435
X52	52000	360	67000	460
X56	56000	390	71000	490
X60	60000	415	75000	520
X65	65000	450	78000	535
X70	70000	485	83000	570
X80	80000	555	91000	625
X90	90000	625	101000	695
X100	100000	690	110000	760
X120	120000	830	133000	915

предела текучести в Фунтах на кв. дюйм $\times 10^{-3}$. Причем значение предела текучести также как и в Европейском стандарте ISO 3183:2007 определяют по величине полной деформации 0,5%.

Как видно из табл. 3, Американский стандарт API Specification 5L: 2012 устанавливает предельную прочность используемых труб по аналогии с Европейским стандартом на уровне значения временного сопротивления 915 МПа (марка трубы X120).

Подытоживая анализ различных систем классификации труб для магистральных трубопроводов (табл. 1–3) можно сформулировать следующие выводы.

- Актуализация и разработка новых федеральных нормативных документов на трубы для магистральных трубопроводов должна осуществляться на основе принципов отечественной классификации труб по классам прочности в развитие ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия»
 - Необходимо расширить перечень разрешенных к применению труб в части использования высокопрочных труб классов прочности К65 и К70, а также предусмотреть применение труб нового поколения класса прочности К80 с целью гармонизации федеральных нормативных документов по трубам с зарубежными стандартами с учетом мирового опыта
 - При дальнейшей актуализации ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия» следует расширить классификацию труб по категориям качества, основываясь на отечественном опыте применения труб с повышенными эксплуатационными характеристиками
- В качестве примера успешного решения последней из указанных задач рассмотрим новый национальный стандарт РФ ГОСТ Р 56403-2015 «Магистральный трубопроводный транспорт

ТАБЛИЦА 4. Соответствие классов прочности и категорий качества труб по ГОСТ Р 56403-2015

Класс прочности труб	Уровень качества		
	I	II	III
K34	+	Не применяются	
K38	+		
K42	+		
K48	+		
K50	+	+	
K52	+	+	
K54	+	+	
K55	+	+	
K56	+	+	+
K60	+	+	+

нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия», который вводится в действие 1 января 2016 г. Стандарт распространяется на трубы стальные сварные прямошовные наружным диаметром от 114 мм до 1220 мм, предназначенные для строительства, ремонта и реконструкции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, транспортирующих некоррозионноактивную нефть и нефтепродукты при рабочем давлении до 9,8 МПа.

Стандарт основан на отечественных принципах классификации труб по классам прочности и в этой

части идентичен действующему межгосударственному стандарту ГОСТ 31447-2012 (табл. 1). Однако по сравнению с ГОСТ 31447-2012, новый национальный стандарт ГОСТ Р 56403-2015 расширяет перечень категорий качества труб по уровню исполнения и устанавливает три уровня качества:

- уровень качества I – трубы в обычном исполнении;
- уровень качества II – трубы в хладостойком исполнении;
- уровень качества III – трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками.



ТАБЛИЦА 5. Химический состав и свариваемость металла труб по ГОСТ Р 56403-2015

Уровень качества труб	Массовая доля химических элементов, %, не более															С _{экв}	P _{ст}
	C	Mn	Si	S	P	N	Al	Nb	V	Ti	Mo	Ni	Cu	Cr	B		
I	0,20	1,70	0,60	0,020	0,020	0,012	0,05	0,08	0,08	0,04	0,25	0,35	0,35	0,20	0,001	0,43	0,24
II	0,12	1,85	0,60	0,010	0,015	0,010	0,05	0,08	0,08	0,04	0,25	0,35	0,35	0,20	0,001	0,42	0,23
III	0,08	1,65	0,60	0,005	0,012	0,009	0,05	0,08	0,08	0,04	0,25	0,35	0,35	0,20	0,001	0,41	0,21

Новый национальный стандарт ГОСТ Р 56403-2015 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия» впервые устанавливает соответствие между классами качества труб (табл. 4). Данная классификация была опробована в ряде отраслевых нормативных документах – технических требованиях на трубы большого диаметра, в том числе на трубы для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)».

Аналогично действующему межгосударственному стандарту ГОСТ 31447-2012, новый ГОСТ Р 56403-2015 по способу изготовления подразделяет трубы на два типа:

- тип 1 – трубы диаметром от 114 мм до 630 мм, сваренные высокочастотной сваркой, с одним продольным швом;
- тип 2 – трубы диаметром от 530 мм до 1220 мм, сваренные дуговой сваркой под флюсом, с одним или двумя продольными швами.

Трубы высшей категории качества III – с повышенными эксплуатационными характеристиками относятся к типу 2 и свариваются только дуговой сваркой под флюсом.

Как следует из табл. 4, высшие категории качества соответствуют трубам более высоких классов прочности: уровень качества III соответствует трубам классов прочности K56 ... K60, уровень качества II – трубам классов прочности K50 ... K60.

Новый национальный стандарт РФ ГОСТ Р 56403-2015 впервые вводит дифференцированные требования по химическому составу и свариваемости в зависимости от уровня качества труб (табл. 5).

Показатели свариваемости: эквивалент углерода $S_{экв}$ и параметр стойкости против растрескивания $P_{ст}$, вычисляются по формулам:

$$S_{экв} = C + Mn/6 + (Cr + Mo + V)/5 + (Cu + Ni)/15; \quad (1)$$

$$P_{ст} = C + (Mn + Cr + Cu)/20 + Si/30 + Ni/60 + Mo/15 + V/10 + 5B, \quad (2)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Cu, Ni, Si и B – массовые доли, соответственно, углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, меди, никеля, кремния и бора, %.

Как известно, традиционные способы повышения прочности стали за счет увеличения процентного содержания углерода не позволяют существенно повысить прочностные характеристики без заметного снижения запаса пластичности и вязкости разрушения. В последние годы в металлургической отрасли были освоены другие способы достижения высокой прочности листового проката трубных сталей, в частности за счет применения упрочняющей термообработки листа в процессе прокатки (так называемые, стали контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением). Для того чтобы увеличить «лимит» на легирующие добавки, необходимые для достижения эффекта упрочняющей термообработки, и

при этом не ухудшить показатели свариваемости (которые регламентируются ограничением значений эквивалента углерода $S_{экв}$ и параметра стойкости против растрескивания $P_{ст}$), процентное содержание углерода пришлось понизить до 0,08–0,12 %.

Ограничение процентного содержания углерода обеспечивает сохранение запаса пластичности и вязкости разрушения, а термообработка – достижение высокой прочности листового проката. Такой подход позволяет получить сочетание высоких значений характеристик прочности, пластичности и вязкости разрушения, как основного металла труб, так и сварных соединений.

Многолетний опыт проведения научно-исследовательских работ в области материалообработки показал, что параметры микроструктуры напрямую влияют на характеристики прочности, пластичности и вязкости разрушения. Так, например, мелкозернистая структура низкоуглеродистой стали соответствует, как правило, высокой пластичности и высокой вязкости разрушения. Аналогичным образом на пластичность и вязкость разрушения влияет снижение загрязненности стали неметаллическими включениями. С другой стороны, такой параметр как полосчатость (а этот признак – суть проявления эффекта

ТАБЛИЦА 6. Требования по микроструктуре: полосчатость и зернистость ГОСТ Р 56403-2015

Параметр микроструктуры	Уровень качества труб		
	I	II	III
Полосчатость по ГОСТ 5640 (шкала 3 ряд А), не более	3 баллов	3 баллов	3 баллов
Величина действительного зерна феррита по ГОСТ 5639 (шкала 1), не крупнее	7 номера	8 номера	9 номера

ТАБЛИЦА 7. Загрязненность неметаллическими включениями металла труб уровней качества I и II по ГОСТ Р 56403-2015

Тип включений	Загрязненность	
	По среднему баллу	По максимальному баллу
Сульфиды	2,5/2,0	3,0
Оксиды	OC	3,0/2,5
	OT	3,0/2,5
Силикаты	CX	3,0/2,5
	CP	3,0/2,5
	CH	3,0/2,5

ПРИМЕЧАНИЕ: в числителе приведен средний балл для металла труб уровня качества I, в знаменателе – для металла труб уровня качества II

ТАБЛИЦА 8. Загрязненность неметаллическими включениями металла труб уровня качества III по ГОСТ Р 56403-2015

Тип включений	Загрязненность	
	По среднему баллу	По максимальному баллу
Сульфиды	1,0	1,5
Оксиды	OC	2,0
	OT	2,0
Силикаты	CX	2,0
	CP	2,0
	CH	2,5

раздавливания и удлинения зерен при прокатке), влияет на прочностные характеристики металла: предел текучести и временное сопротивление.

Новый национальный стандарт ГОСТ Р 56403-2015 впервые для труб диаметром 530 мм и более вводит дифференцированные требования по параметрам микроструктуры: полосчатости, зернистости и загрязненности стали неметаллическими включениями (табл. 6–8).

В табл. 7–8 использованы следующие обозначения: OC – оксиды строчечные; OT – оксиды точечные; CH – силикаты недеформирующиеся; CP – силикаты пластичные; CX – силикаты хрупкие. Регламентируемые значения параметров микроструктуры также были опробованы в ряде отраслевых нормативных документах на трубы большого диаметра.

Основным технологическим требованием, предъявляемым к

механическим свойствам металла труб и сварных соединений, является сохранение запаса пластичности металла после всех операций технологического передела при изготовлении труб на трубных заводах (после формовки, сварки, экспандирования,

ТАБЛИЦА 9. Требования по показателям, оценивающим запас пластичности основного металла и сварных соединений труб по ГОСТ Р 56403-2015

Показатели, оценивающие запас пластичности	Значение
Равномерное относительное удлинение (только уровня качества III), не менее	6 %
Относительное поперечное сужение (только уровня качества III), не менее	70 %
Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	0,90
Угол статического изгиба (для сварных соединений), не менее	120 град.
Пластическая деформация при экспандировании, не более	1,2 %
Твердость основного металла, не более	250 HV10
Твердость металла шва и зоны термического влияния (для труб типа 2), не более	260 HV10

гидроиспытаний и т.п.), а также при выполнении сварочно-монтажных работ при строительстве и ремонте. В табл. 9 представлены новые требования, оценивающие запас пластичности основного металла и сварных соединений труб после всех операций технологического передела, которые также впервые регламентированы в ГОСТ Р 56403-2015.

Впервые в отечественной практике технического регулирования новый стандарт ГОСТ Р 56403-2015 вводит дифференцированные требования по ударной вязкости и проценту волокна в изломе основного металла труб и сварных соединений (KCV и DWTT) в зависимости от диаметра труб и уровня качества. В табл. 10–11 представлены соответствующие требования для труб с толщиной стенки 6,0 мм и более.

Определение ударной вязкости и процента волокна в изломе основного металла и сварных соединений труб уровня качества I проводится при температуре минус 5°C, труб уровня качества II – при температуре минус 20°C, труб уровня качества III – при температуре минус 40°C.

К числу новых требований к качеству труб нового поколения – с повышенными эксплуатационными характеристиками относятся требования к вязкости разрушения металла труб и сварных соединений (трещиностойкости). Стандартные механические характеристики: ударная вязкость и процент волокна в изломе являются качественными показателями

и могут использоваться только для сравнительного анализа. Для количественной оценки сопротивляемости металла труб и сварных соединений развитию трещин от трещиноподобных дефектов используют критерии статической трещиностойкости: коэффициент интенсивности напряжений K_C или пластическое раскрытие у вершины трещины COD.

В новом национальном стандарте ГОСТ Р 56403-2015 принята консервативная оценка критерия статической трещиностойкости COD для основного металла и металла сварных соединений труб уровня качества III для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Величина пластического раскрытия у вершины трещины COD, определенная в соответствии с ГОСТ 25.506-85 «Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении» при температуре минус 20°С на компактных лабораторных образцах, изготовленных из основного металла и металла сварных соединений труб, должна быть: не менее 0,2 мм для основного металла и не менее 0,15 мм для сварного соединения.

Подводя итог рассмотрению особенностей нового национального стандарта ГОСТ Р 56403-2015 «Магистральный трубопроводный транспорт

ТАБЛИЦА 10. Ударная вязкость и процент волокна в изломе основного металла и сварных соединений труб уровней качества I и II по ГОСТ Р 56403-2015

Диаметр труб, мм	Ударная вязкость KCV, Дж/см ²		Процент волокна в изломе DWTT, %
	Основного металла	Сварного соединения	
	Не менее		
От 114 до 426 включ.	34	29	–
Св. 426 до 630 включ.	59	39	50
Св. 630 до 920 включ.	78	44	60
Св. 920 до 1220 включ.	88	49	80

ТАБЛИЦА 11. Ударная вязкость и процент волокна в изломе основного металла и сварных соединений труб уровня качества III по ГОСТ Р 56403-2015

Диаметр труб, мм	Ударная вязкость KCV, Дж/см ²		Процент волокна в изломе DWTT, %
	Основного металла	Сварного соединения	
	Не менее		
От 530 до 630 включ.	98	44	60
Св. 630 до 920 включ.	118	49	70
Св. 920 до 1220 включ.	137	54	90

нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия» следует отметить значительный прогресс в части совершенствования классификации труб по качеству изготовления. Использование труб повышенных категорий качества с большим

количеством нормируемых параметров обеспечивает повышение системной надежности трубопровода, в том числе при прокладке в сложных природно-геологических условиях. В дальнейшем при актуализации стандарта необходимо учесть мировой опыт использования высокопрочных и высоковязких труб и расширить классификацию труб по классам прочности.

При разработке стандартов на трубы расширенной области применения (включающей магистральные газопроводы, продуктопроводы и т.п.) необходимо ориентироваться на отечественные подходы к оценке прочности труб и использовать в качестве прототипов межгосударственный стандарт ГОСТ 31447-2012 и национальный стандарт РФ ГОСТ Р 56403-2015. ●

KEY WORDS: pipelines, welded pipes, classes, strength, quality, regulations.



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА
ВЫСОКИЙ КЛАСС БЕЗОПАСНОСТИ

Классификационное общество. Основано 31 декабря 1913 года. Мировой лидер в области классификации судов ледового плавания и гражданских судов с атомными энергетическими установками.

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений





ДОСЬЕ НА ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

С ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ «ТЕХЭКСПЕРТ» СПЕЦИАЛИСТАМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТЕПЕРЬ ДОСТУПНА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ПОДБОРКА НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, НОВОСТЕЙ, АНАЛИТИЧЕСКОЙ И СПРАВОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ О РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В РОССИИ

WITH THE HELP OF THE TECHEXPERT SYSTEM WHICH IS NOW AVAILABLE A SPECIALIZED COLLECTION OF REGULATORY DOCUMENTS, NEWS, ANALYSIS AND BACKGROUND INFORMATION ON THE PROGRAM OF IMPORT SUBSTITUTION IN RUSSIA IS OPENED TO EXPERTS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: справочная информация, нормативные документы, импортозамещение.

Еще в «Стратегии национальной безопасности РФ до 2020 года», утвержденной Указом Президента РФ от 12 мая 2009 года № 537, было прописано, что укреплению экономической безопасности страны будет способствовать проведение активной государственной политики, ориентированной на импортозамещение и поддержку реального сектора экономики. Спустя пять лет после принятия данного документа об импортозамещении заговорили во весь голос. Пospособствовали этому сложная внешнеполитическая обстановка, санкционный режим и принятые Россией ответные меры.

В нефтегазовой отрасли зависимость от импорта очень велика, особенно в части поставок добывающего оборудования и техники. Здесь открывается обширное поле деятельности для компаний, разрабатывающих отечественные аналоги на замену иностранным технологиям. Поэтому специалистам таких предприятий важно иметь под рукой весь объем информации по теме импортозамещения.

У пользователей профессиональной справочной системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» теперь есть доступ к такой специализированной подборке. В системе реализован новый справочный раздел, содержащий весь спектр информации. В нем представлены основополагающие нормативно-правовые акты, принятые в рамках курса на импортозамещение. Например, можно ознакомиться с текстом государственной программы РФ «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», одной из основных целей которой как раз и является обеспечение импортозамещения. Также представлены стратегии развития и дорожные карты в отдельных отраслях промышленности. Кроме того, в данном разделе содержится информация о финансовой и иных формах государственной поддержки импортозамещения, а также о программе по стандартизации в области импортозамещения, разработанной Росстандартом.

Для того чтобы быть в курсе новостей, касающихся импортозамещения в нефтегазовой отрасли, достаточно открыть соответствующий раздел с обзором наиболее заметных событий по данной тематике. Здесь же можно ознакомиться с аналитическими статьями из различных профильных журналов, подготовленными ведущими экспертами.

Справочный раздел «Импортозамещение» поможет специалистам нефтегазовых предприятий детально изучить происходящие в отрасли процессы по переходу от использования иностранной продукции в сторону отечественных аналогов. Вся информация собрана в одном месте, представлена в электронном виде и снабжена гиперссылками на нормативные документы, что делает работу с ней простой и удобной.

РЕКЛАМА



Это лишь один из множества сервисов, доступный пользователям профессиональной справочной системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» – уникального решения для специалистов предприятий нефтегазового сектора. Система содержит крупнейшую подборку из более чем 300 тысяч нормативно-правовых и нормативно-технических документов по нефтегазовой тематике, авторскую документацию от ведущих разработчиков, а также эксклюзивные сервисы и услуги для принятия верных решений в самых сложных рабочих ситуациях. Пользователи систем «Техэксперт» также имеют доступ к каталогу международных и зарубежных стандартов от наиболее востребованных мировых разработчиков документации (API, ASTM, DIN, IEC, ASME, ISO и др.). Также они могут заказать разработку персонального стандарта организации (СТО) на основе перевода зарубежных документов.

Более подробно узнать о возможностях системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» можно на сайте: www.cntd.ru.

KEY WORDS: background information, regulatory documents, substitution.

ТЕХЭКСПЕРТ

Информационная сеть
«Техэксперт»
8-800-555-90-25
CNTD.RU

ВЛИЯНИЕ УСАДОЧНОЙ СИЛЫ ОСТАТОЧНЫХ СВАРОЧНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ И НАПРЯЖЕНИЙ на листовые резервуарные конструкции

В РАБОТЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ВЛИЯНИЕ ОСТАТОЧНЫХ СВАРОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ЛИСТОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

THIS PAPER DESCRIBES THE INFLUENCE OF RESIDUAL WELDING STRESSES IN PLATE STRUCTURES VERTICAL STEEL TANKS

Ключевые слова: резервуар, вставка, сварка, околошовная зона, напряжение и деформация, промышленное рулонирование, «хлопун», конечно-элементная модель.

Тян Владимир Константинович,
научный руководитель,
Декан нефтетехнологического факультета,
Заведующий кафедрой «Трубопроводный транспорт»,
д. т. н., доцент
СамГТУ

Комаров Павел Андреевич,
Аспирант, руководитель
расчётной группы
«Самарагипротрубопровод»

Расширение и сокращение металла в процессе сварки сопровождается возникновением деформаций. В сварном шве и околошовной зоне образуются остаточные напряжения, которые в углеродистых и низколегированных сталях достигают предела текучести. В металле конструкции (околошовная зона) и сварных швах имеют место остаточные пластические деформации, которые приводят к появлению перемещений и, как следствие, нарушению формы сварной конструкции.

В данной работе проводится анализ влияния усадки сварных швов на напряжённо-деформированное состояние листов стенки резервуара при ремонте.

Расчёт остаточных сварных деформаций осуществляется решением термомеханической и деформационной задач. Термомеханическая задача определяет деформации непосредственно в сварном шве. Деформации в сварном шве разделяются на продольные $\epsilon_{x\text{ пласт}}$ и поперечные $\epsilon_{y\text{ пласт}}$ остаточные пластические деформации. Эти деформации создают продольную $\Delta_{пр}$ и поперечную $\Delta_{поп}$ усадки конструкции в районе сварного

шва. Деформационная задача в продольном направлении решается с использованием фиктивной продольной усадочной силы P_{yc} известным методом. В свою очередь, P_{yc} определяется решением термомеханической задачи, учитывающей влияние погонной энергии сварки, теплофизических и механических свойств свариваемого металла.

Эффективная тепловая мощность сварочной дуги определяется по формуле [2]:

$$q = \eta IU \quad (1)$$

η – эффективный КПД процесса сварки;

I – сварной ток;

U – напряжение на дуге.

Погонная энергия сварки определяется из выражения:

$$q_n = \frac{q}{v_c} \quad (2)$$

v_c – скорость сварки.

В случае, если режим сварки не известен, но задано поперечное сечение наплавленного за один проход металла шва, погонную энергию можно получить из уравнения:

$$q_n = Q_v F_{ш} \quad (3)$$

$F_{ш}$ – площадь поперечного сечения наплавленного металла шва,

Q_v – коэффициент, принимаемый в соответствии с рекомендациями [2].

Значения Q_v для полуавтоматической сварки в углекислом газе представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1

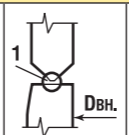
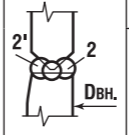
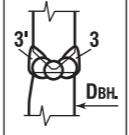
Способ сварки	Сварочные материалы	Q_v	
		Дж/мм ³	Кал/мм ³
Полуавтоматическая в CO ₂	Проволока Св-08ГС	38	9,1

УДК 622.692.23-034.14

ТАБЛИЦА 2

Слой шва	Род тока (полярность)	Скорость подачи проволоки (м/мин)	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Скорость сварки, см/мин	Вылет электрода
Корневой	Постоянный (обратная)	3,1–3,5	160–210	19–21	14–16	15–28
Заполняющие	Постоянный (обратная)	3,2–3,5	190–210	20–21	12–16	15–20
Облицовочный	Постоянный (обратная)	2,9–3,1	150–160	19–20	15–20	10–12

ТАБЛИЦА 3

Слой шва	Схема раскладки слоев	Диаметр проволоки, мм	Род тока (полярность)	Напряжение, В	Скорость подачи проволоки, дюйм/мин	Вылет электрода, мм
Режим сварки самозащитной порошковой проволокой						
Корневой		1,7	Постоянный (прямая)	18,5–19,5	110	15–25
Режим автоматической сварки под слоем керамического флюса						
Заполняющие (сварка одновременно с двух сторон)		2,4/2,5	350–500	25–29	45–75	30–35
		3,0/3,2	430–560	26–29	50–70	32–35
Облицовочные (сварка одновременно с двух сторон)		2,4 / 2,5	300–400	30–32	50–80	30–35

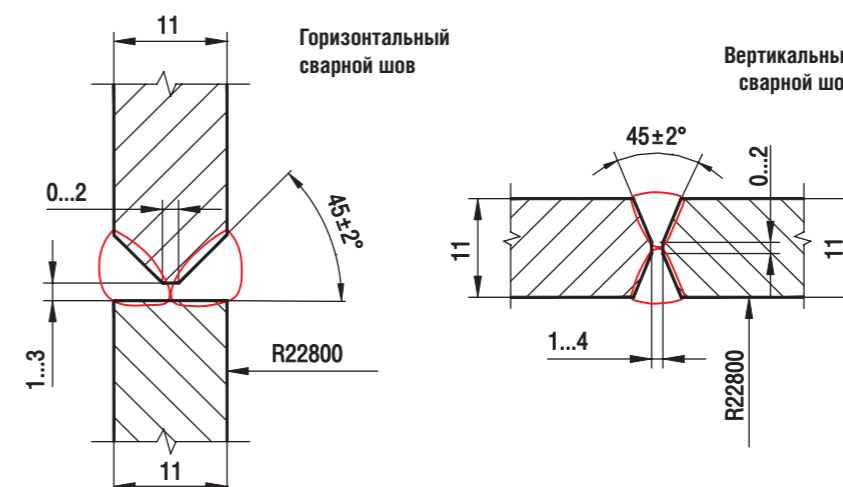
Режимы сварки вертикальных и горизонтальных стыков стенки проволокой сплошного сечения диаметром 1,2 мм в среде углекислого газа отражены в таблицах 2 и 3 соответственно [3].

Для исследования влияния сварки на напряжённо-деформированное

состояние ремонтных карт рассмотрим варку листа 1,49 м x 5,9 м толщиной 11 мм из стали 09Г2С в стенку резервуара РВС-20000 радиусом 22,8 м.

На рис.1 представлены конструкции горизонтального и вертикального сварных швов.

РИС. 1. Конструкция сварных швов ремонтной карты



В соответствии с [3] горизонтальные швы проходят в 5 слоёв, вертикальные швы в 2 слоя для толщины вставки 11 мм, см. рисунок 2.

Действие продольной усадки от продольных швов заменяется действием фиктивной продольной усадочной силы P_{yc} , рассчитываемой по следующему выражению [2]:

$$P_{yc} = B \frac{q}{v_c}, \quad (4)$$

которая определяется в соответствии с формулами (1), (2), (4) и данными таблиц 2, 3. Результаты расчета представлены в таблицах 4, 5 для горизонтального и вертикального швов соответственно.

Для проведения инженерных расчётов принято считать, что при многопроходных сварных соединениях добавочная сила от каждого прохода составляет ~15% от P_{yc} [2].

РИС. 2. Количество слоёв в сварных швах ремонтной карты толщиной 11 мм

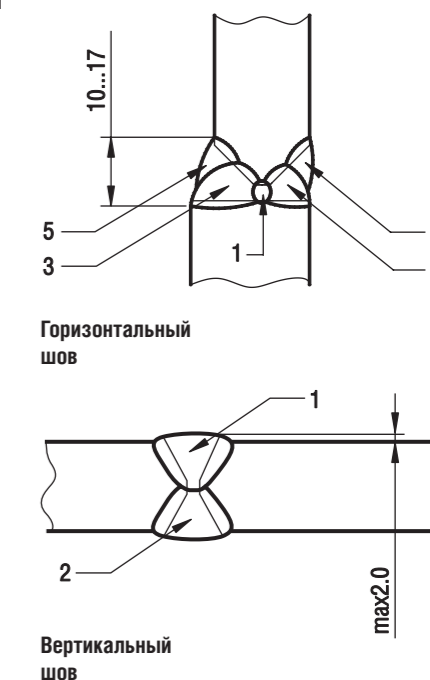


ТАБЛИЦА 4

№ слоя*	q_n , Дж/мм	q , Дж	v_c , мм/с	I , А	U , В	B	P_{yc} , МН
1	731,4	9750	13,33	500	19,5	170	0,124
2,3	1393	16240	11,66	560	29	170	0,237
5,4	960	12800	13,33	400	32	170	0,163

* – нумерация слоёв в соответствии с рисунком 2

ТАБЛИЦА 5

№ слоя*	q_n , Дж/мм	q , Дж	v_c , мм/с	I , А	U , В	B	P_{yc} , МН
1,2	1651	4410	2,67	210	21	170	0,281

* – нумерация слоёв в соответствии с рисунком 2

Следовательно, на основании данных таблиц 4 и 5 суммарная усадочная сила может быть вычислена следующим образом:

• для горизонтального шва:
 $0,124МН + 0,15 \cdot 2 \cdot 0,237МН + 0,15 \cdot 2 \cdot 0,163 = 0,244МН$

• для вертикального шва:
 $0,281МН + 0,15 \cdot 0,281 = 0,323МН$

Для моделирования рассмотренных процессов сварки в программном комплексе ANSYS необходимо предварительно определить зоны термического влияния, ширина которых в сварном соединении определяется по формуле [1]:

$$2b_n = 170 \frac{q}{\delta \cdot v_c \cdot \sigma_T} = \frac{P_{yc}}{\delta \cdot \sigma_T} \quad (5);$$

При этом учтено, что остаточные напряжения в зоне пластических

деформаций у низколегированных сталей равны пределу текучести σ_T [1].

Следовательно, ширина участка свариваемых деталей (зона термического влияния) для горизонтального и вертикального швов вычисляются следующим образом:

$$2b_n = \frac{0,244}{0,011 \cdot 325} = 0,068 м;$$

$$2b_n = \frac{0,323}{0,011 \cdot 325} = 0,090 м;$$

На основании полученных результатов в программном комплексе ANSYS создана конечно-элементная модель участка стенки резервуара РВС-20000.

На рисунке 3 изображена конечно-элементная модель участка стенки резервуара РВС-20000 с радиусом

стенки 22,8 м, в которую вварена ремонтная карта с габаритами 1,5 м x 6 м.

На рисунке 4 изображён фрагмент А конечно-элементной модели из рисунка 3, где указаны размеры зон термического влияния для вертикальных и горизонтальных швов.

Как уже было сказано выше, остаточные напряжения в зоне термического влияния у низколегированных сталей равны σ_T . В программном комплексе ANSYS данное напряженно-деформированное состояние зоны термического влияния описано с использованием модели Прандтля (см. рис. 5).

Проанализируем результаты моделирования в программном комплексе ANSYS.

РИС. 3. Конечно-элементная модель участка стенки резервуара РВС-20000 с вваренной ремонтной картой с габаритами 1,5 м x 6 м

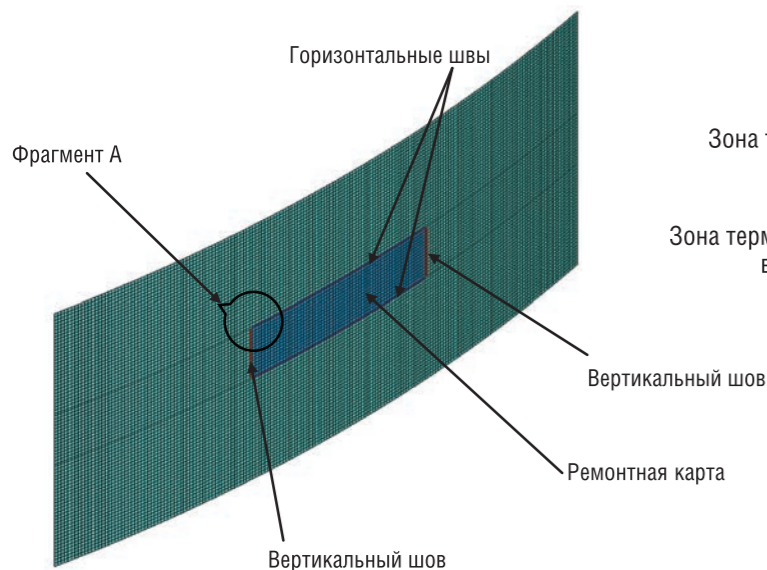


РИС. 4. Фрагмент А конечно-элементной модели участка стенки РВС-20000 с вваренной ремонтной картой с габаритами 1,5 м x 6 м

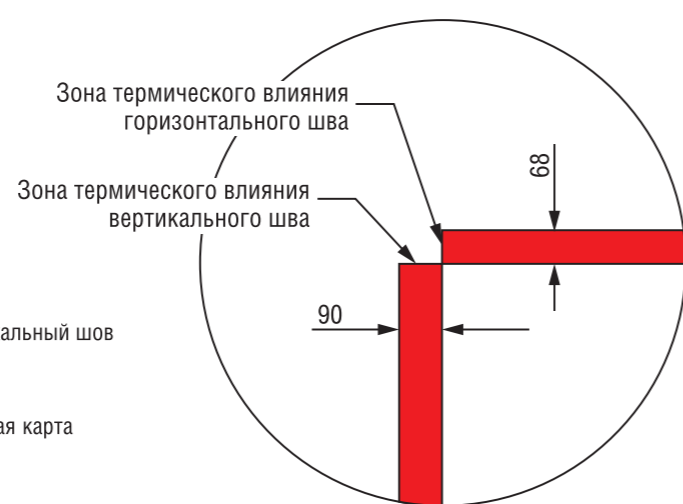


РИС. 5. Билинейная модель (модель Прандтля) материала низколегированной стали С345 (09Г2С)

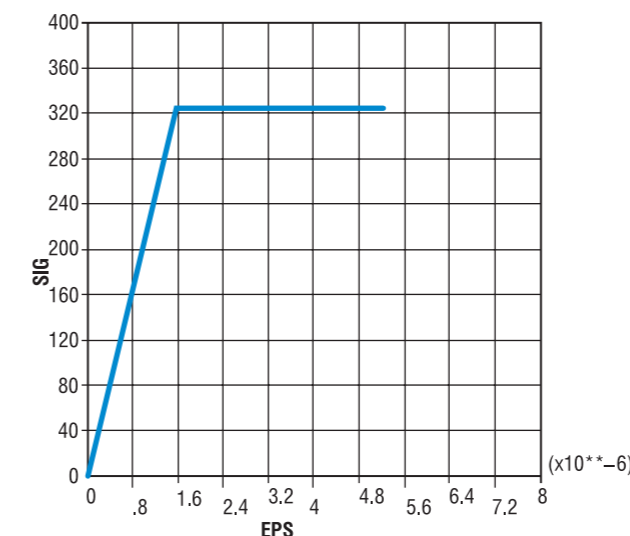


РИС. 6. Эквивалентные остаточные напряжения участков термического влияния швов стенки резервуара РВС-20000 с вваренной ремонтной картой с габаритом 1,5 м x 6 м (МПа)

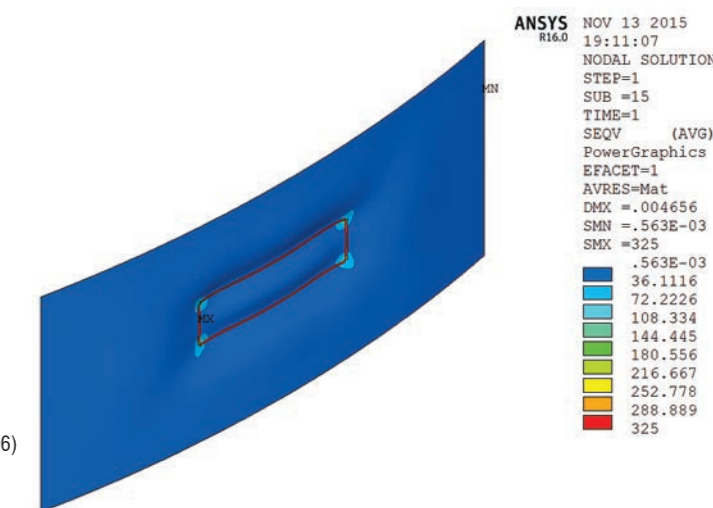
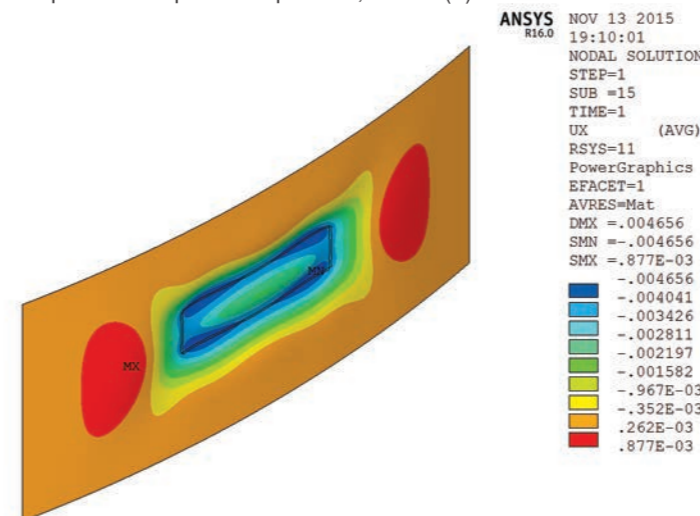


РИС. 7. Деформация в радиальном направлении участка стенки резервуара РВС-20000 с вваренной ремонтной картой с габаритами 1,5 м x 6 м (м)



На рис. 6 представлена относительная деформация материала, соответствующая напряжению растяжения (остаточные напряжения, растягивающие вдоль шва), которые в сочетании с моделью материала, дают остаточные напряжения в 325 МПа.

На рисунке 7 изображена деформация вваренной в стенку резервуара ремонтной карты под действием остаточных напряжений в зонах термического влияния вертикальных и горизонтальных швов.

Анализ результатов моделирования показывает, что влияние остаточных сварочных напряжений в зоне термического влияния шва имеется и деформация, т.е. отклонение стенки в радиальном направлении, равно 4,6 мм.

Однако исследования [5, 6, 7] показывают, что влияние остаточных напряжений на вставку в стенке резервуара, изготовленного методом промышленного рулонирования, существенно больше, и отклонение стенки в радиальном направлении, обусловленное технологией рулонирования, равно 167 мм [7].

Из вышеизложенного можно сделать несколько выводов:

- Во-первых, присутствует влияние усадки сварных швов на образование деформаций в ремонтных вставках,
- Во-вторых, влияние на образование «хлопунов» сварочных процессов пренебрежимо малы по сравнению с влиянием процесса рулонирования. ●

Литература

1. Винокуров В.А. «Сварочные деформации и напряжения» /Винокуров В.А. «Машиностроение», 1968, 236 с.
2. Малышев Б.Д. «Сварка и резка в промышленном строительстве» / Малышев Б.Д. «Стройиздат», М.
3. РД-25.160.10-КТН-015-15 «Инструкция по технологии сварки при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров».
4. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб. м»;
5. В.К. Тянь, П.А. Комаров, О.В. Худяков «Системный анализ и прогноз поведения металлоконструкций при ремонте стальных резервуаров, изготовленных методом рулонирования», Известия Самарского научного центра РАН, Том 14, № 1 (2), 2012 г.
6. П.А. Комаров «Определение радиуса вальцовки ремонтных вставок при ремонте стальных резервуаров, изготовленных методом рулонирования», «Вестник Самарского Государственного Технического Университета. Серия: технические науки. Добыча, транспорт и переработка нефти и газа», №4 (36), 2012 г.
7. П.А. Комаров, О.В. Худяков «Усовершенствованный метод ремонта стенки резервуаров, возведённых с применением метода промышленного рулонирования», «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов», №4 (12) 2013 г.
8. «ANSYS в руках инженера» А.Б. Каплун, Е.М. Морозов, М.А. Олферьева, Москва 2003;
9. «Стальные вертикальные резервуары низкого давления для нефти и нефтепродуктов» Н.В. Николаев, В.А. Иванов, В.В. Новосёлов, Тюменский Государственный нефтегазовый университет Институт транспорта.

KEY WORDS: tank, insert, weld, heat-affected zone, stress and deformation, industrial rolling, "Hlopok", finite element model.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВАХТОВЫХ ГОРОДКОВ

ДЛЯ КОМПАНИЙ, РАБОТАЮЩИХ ВАХТОВЫМ МЕТОДОМ, СОЗДАНИЕ ВАХТОВЫХ ГОРОДКОВ С РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ, ЯВЛЯЕТСЯ ОДИН ИЗ ЗНАЧИМЫХ ЭТАПОВ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. ВАХТОВЫЙ ГОРОДОК, КАК ПРАВИЛО, ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КОМПЛЕКС ЖИЛЫХ, АДМИНИСТРАТИВНЫХ, САНИТАРНЫХ, ХОЗЯЙСТВЕННЫХ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ И КОМФОРТНОЙ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОТРУДНИКОВ, РАБОТАЮЩИХ ВАХТОВЫМ МЕТОДОМ, В ПЕРИОД ИХ ПРЕБЫВАНИЯ НА ВАХТЕ

FOR COMPANIES OPERATING IN SHIFTS, CREATING A SHIFT TOWNSHIPS WITH DEVELOPED INFRASTRUCTURE, IS ONE OF THE SIGNIFICANT STAGES OF THE FIELD DEVELOPMENT AND PRODUCTION FACILITIES. AS A RULE RESIDENTIAL VILLAGE IS A COMPLEX OF RESIDENTIAL, ADMINISTRATIVE, SANITARY, COMMERCIAL AND SPECIAL BUILDINGS AND STRUCTURES DESIGNED TO ENSURE A SAFE AND COMFORTABLE LIFE OF THE EMPLOYEES WORKING IN SHIFTS IN THE PERIOD OF THEIR STAY ON THE WATCH

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: вахтовый городок, инфраструктура, строительный консалтинг.

Игнатенко Евгений, Директор по клинингу и эксплуатации Дивизиона RS, ОМС

В настоящее время этап проектирования вахтовых городков целиком возложен на проектные организации с минимальным участием Заказчика. К сожалению, проектные организации не обладают опытом обслуживания городков и, зачастую, их цели не направлены на оптимизацию эксплуатационных расходов, которые в дальнейшем возникают у Заказчика, т.к. данных о финансовых затратах на содержание поселков у них попросту нет.

В первую очередь это касается капитальных вложений, когда объемно-планировочные и конструктивные решения совершаются шаблонно, не принимая во внимание особенности того или иного Заказчика. Дополнительные затраты возникают и при запуске объектов в эксплуатацию. Следствием того или иного проектного решения может стать и «раздутый» штат обслуживающего персонала, что увеличивает операционные расходы Заказчика. Нельзя забывать и про обслуживание спецтехники, автотранспорта,

хранение продовольственных запасов и товарно-материальных ценностей. Итогом становится возникновение рисков в процессе технической эксплуатации вахтовых городков, связанных с непроработанными проектными решениями, применением морально устаревшего и не соответствующих природно-климатическим условиям оборудования и материалов, а также не качественно проведенными монтажными работами.

Как пример, принятие простого, на первый взгляд, но неоптимального решения по вывозу жидких бытовых отходов спецтехникой влечет за собой создание службы главного механика на объекте, вместо применения автономных очистных сооружений, требующих значительно меньших затрат на их содержание, что дает значительный отрицательный экономический эффект при длительных сроках реализации проектов.

Иностранными компаниями, такими как SHELL и TECHNIP, уже давно применяется практика привлечения обслуживающих компаний на этапах формирования технического задания, расчета эффективности капитальных вложений и проектирования для того, чтобы с максимальной выгодой для себя использовать накопленные ими знания, опыт и

аналитику в области управления инфраструктурой таких объектов. В процессе постоянно развивающихся технологий строительства, модернизации инженерного оборудования, возникновения новых способов возведения и монтажа в сложных природных условиях, обслуживающие компании оказываются экспертами в данной области, тогда как у Заказчика не всегда есть возможность отслеживать и осуществлять мониторинг данных изменений.

В последнее время и в России начинает зарождаться услуга строительного консалтинга (привлечение обслуживающих компаний) на этапе предпроектной проработки, основными целями которой являются оптимизация бизнес процессов, связанных с организацией проживания и обслуживания вахтовых городков, повышение показателей рентабельности основного бизнеса, реализация всех пожеланий Заказчика с соблюдением всех законодательно установленных норм и требований, предъявляемых к строящимся вахтовым городкам.

Обслуживающие компании привлекаются для проведения исследований, анализа, экспертизы, аудита всех этапов деятельности компании Заказчика, изыскательских работ, получения

необходимых разрешений и согласований, выбора строительных материалов и инженерного оборудования, контроль проведения строительно-монтажных и приемо-сдаточных работ, а также организацию надежного и безаварийного функционирования объекта в течение всего нормативного срока работы.

Оказать такую услугу способны только крупные аутсорсинговые компании, лидеры в своем сегменте рынка, имеющие многолетнюю практику выполнения работ по эксплуатации вахтовых городков, обслуживающие объекты нефтегазовых месторождений и прочие удаленные автономные объекты. Такие компании знают все тонкости и специфику работы вахтовых городков в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, обладают широкими профессиональными знаниями и большим практическим опытом в сфере обслуживания зданий, сооружений, инженерных систем и оборудования.

Преимуществом привлечения такой профессиональной компании к строительству вахтового городка, является знание и понимание данного вопроса, позволяющее в последующем избежать типовых ошибок, а также использование ими в своей работе практического опыта, новейших технологий и подходов, уже адаптированных ими ранее на схожих по условиям объектах. Накопленный опыт, собственные наработки и применение на практике современных технологий позволяет им быть профессионалами в области обслуживания и технической эксплуатации объектов и гарантировать высочайший уровень технических и проектных решений по организации и всех работ.

Такой комплексный подход на этапах принятия проектных решений, выбора оборудования, контроля проведения монтажных работ позволяет в полной мере создать безопасные и комфортные условия труда и проживания в вахтовых городках, и обеспечить значительную экономию ресурсов, как например:

- эффективное управление водными ресурсами на объекте. Проектирование и установка стабилизаторов давления, использование современной водоразборной арматуры, применение шаровых кранов в точках коллективного водоразбора,

применение неметаллических трубопроводов, применение двухкнопочных смывных бачков обеспечивает экономию вводных ресурсов;

- применение современных радиаторов отопления, установка термостатов и регуляторов температуры, эффективная теплоизоляция труб, использование современных (неметаллических) трубопроводов, применение регулируемого отпуска тепла (по времени суток, по погодным условиям, по температуре в помещениях), установка контроллеров в управлении работой теплового пункта обеспечивает экономию тепловой энергии;
- рациональное размещение приборов освещения, применение энергосберегающих ламп, использование светодиодных светильников с датчиками света, применение современных энергоэффективных радиаторов отопления и тепловых завес и кондиционеров воздуха, применение реле времени обеспечивает экономию электрической энергии;

- применение модульных зданий в соответствующем климатическом исполнении с использованием современных энергоэффективных теплоизоляционных материалов, устройство двойных тамбуров, монтаж автоматических доводчиков на входных дверях, герметизация помещений и стыков при модульной сборке, уплотнение притвора окон и дверей, установка современных многокамерных стеклопакетов, герметизация оконных рам и дверных проемов, оптимизация работы систем вентиляции обеспечивает высокую энергоэффективность зданий;
- знание рынка поставщиков зданий, сооружений, оборудования и инженерных систем позволяет выбрать правильное проектное решение при ограниченности ресурсов и предложить варианты технико-экономических моделей проектов.

Обращение к профессиональной компании оказывающей консалтинговые услуги на этапе проработки проектных решений позволит получить полный комплекс технических и организационно-управленческих решений, позволяющий провести строительство вахтового городка

в максимально сжатые сроки, использовать новейшие технологии, материалы и оборудование при минимальных затратах:

- позволит сделать выбор высокопрофессиональных подрядных организаций по проведению проектных работ, поставки оборудования и проведению монтажных работ;
- позволит избежать типовых ошибок на этапах проектирования, выбора современного энергоэффективного оборудования, материалов и проведения строительно-монтажных работ;
- позволит снизить затраты на энергоресурсы, потребляемые вахтовым городком в течение всего эксплуатационного периода.

Одним из удачных примеров применения в России услуги строительного консалтинга стало сотрудничество компании ОМС с крупным Заказчиком при проектировании вахтового городка на полуострове Ямал. Своевременное привлечение ОМС как обслуживающей организации позволило исключить технологические ошибки при проектировании предприятий питания, что значительно увеличило проходимость столовых при неизменности объемно-планировочного решения. Проектирование систем водоподготовки и очистных сооружений, благодаря проведенному аудиту проектного решения обслуживающей компанией, позволило избежать дополнительных затрат на этапе пуско-наладки и ввода в эксплуатацию оборудования. Организация вахтовых городков для буровых компаний уже имеет проработанные типовые решения, что позволило Заказчику сократить сроки производства работ.

Таким образом, привлечение одной и той же обслуживающей компании к этапам проектирования, расчету окупаемости капитальных вложений и к последующему обслуживанию позволяет увеличить безаварийный срок службы зданий, сооружений, инженерного оборудования и систем, снизив затраты на ремонт, модернизацию, санитарное и техническое обслуживание в среднем на 15–20%, что крайне актуально при реализации «длинных» проектов. ●

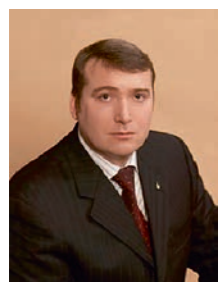
KEY WORDS: rotational village, infrastructure, construction consulting.

ВСЕСЕЗОННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ

на понтонных модулях в районах Сибири и Крайнего Севера



Рябков Антон Викторович, к.т.н., доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»



Шиповалов Антон Николаевич, начальник Лонг-Юганского ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Югорск»



Сероштанов Иван Витальевич, инженер, ООО «Газпром трансгаз Югорск», аспирант ТюмГНГУ

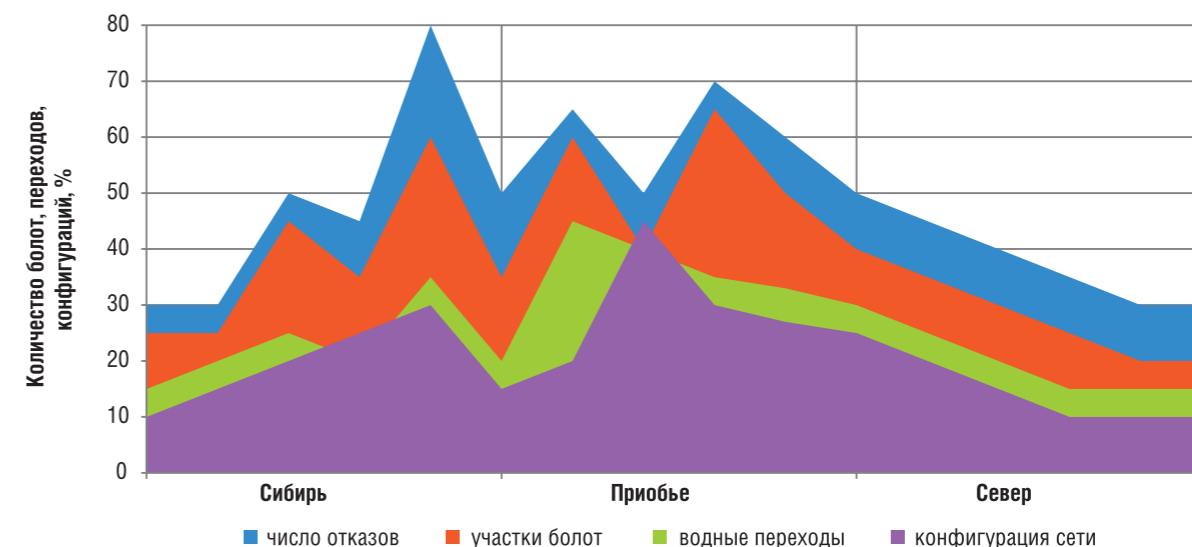
СЕГОДНЯ ИДУЩИЕ В МИРЕ ПРОЦЕССЫ ВЫДВИГАЮТ ПЕРЕД РОССИЕЙ СТРАТЕГИЧЕСКУЮ ЗАДАЧУ СТАНОВЛЕНИЯ ОДНИМ ИЗ ПОЛИЦЕНТРИЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ НАПРАВЛЕННОЕ НА РАЗУМНОЕ ОСВОЕНИЕ ТЕРРИТОРИЙ СИБИРИ, КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ, И ДРУГИХ, ПРИРАВНЕННЫХ К НИМ РОССИЙСКИХ ТЕРРИТОРИЙ НА СУШЕ И НА МОРЕ, КОНЦЕНТРИРУЮЩИЙ В СЕБЕ 2/3 ПЛАНЕТАРНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ, НЕ ТОЛЬКО В ВИДЕ УГЛЕВОДОРОДОВ, НО И ПОЛИМЕТАЛЛОВ. ПОЭТОМУ СОЗДАНИЕ И ПОДДЕРЖКА НАДЕЖНЫХ И УСТОЙЧИВЫХ, НО В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ГИБКИХ И ЛЕГКО ПРИСПОСАБЛИВАЮЩИХСЯ К ИЗМЕНЕНИЮ УСЛОВИЙ МИРОВЫХ ИЛИ РЕГИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ СНАБЖЕНИЯ РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ НЕФТЕГАЗОВОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ СТАНОВИТСЯ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОДНОЙ ИЗ НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫХ ПОЛИТИЧЕСКИХ, ЭКОНОМИЧЕСКИХ И НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ. ОНА ВКЛЮЧАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ НАУЧНО ОБОСНОВАННОГО РЕШЕНИЯ ТАКИХ ЗАДАЧ, КАК ДОСТИЖЕНИЕ РАВНОВЕСИЯ МЕЖДУ ПОТРЕБНОСТЯМИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ВОЗМОЖНОСТЯМИ ПРИРОДЫ ПОСТАВЛЯТЬ НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ЭТОГО РЕСУРСЫ, СПОСОБНОСТЬ ЭКОСИСТЕМ «ПЕРЕВАРИВАТЬ» ОТХОДЫ И ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ОБЕСПЕЧИВАТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ЧЕЛОВЕКА. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ ПОДЗЕМНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ, ОТ КОТОРОГО В ДАЛЬНЕЙШЕМ НЕОБХОДИМО ОТКАЗАТЬСЯ КАК НЕЭФФЕКТИВНОЙ, ЧТО ЭТА СИСТЕМА НАХОДИТСЯ В СОСТОЯНИИ БИФУРКАЦИИ (РАЗДВОЕНИЯ) ИМЕЕТ НЕОДНОЗНАЧНЫЙ ЭВОЛЮЦИОННЫЙ ПУТЬ РАЗВИТИЯ ДЛЯ ДАННОГО РЕГИОНА. В НАЙДЕННЫХ НЕСООТВЕТСТВИЯХ НЕОБХОДИМО НАХОДИТЬ НОВЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ, КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ, ЧТО СЕГОДНЯ МЫ НАБЛЮДАЕМ, СЛЕДУЕТ СТАГНАЦИЯ, РАЗРУШЕНИЕ И ГИБЕЛЬ ЭКОСИСТЕМЫ ПРИВОДЯЩЕЕ К ИЗМЕНЕНИЯМ СРЕДЫ ОБИТАНИЯ ЧЕЛОВЕКА

TODAY, THE GLOBAL PROCESSES HAVE PUT FORWARD THE STRATEGIC TASK OF BECOMING RUSSIA ONE OF THE POLYCENTRIC ENTITIES OF THE WORLD ECONOMY THAT AIMS THE REASONABLE DEVELOPMENT OF TERRITORIES OF SIBERIA, THE FAR NORTH AND THE ARCTIC, AND OTHER SIMILAR RUSSIAN TERRITORIES ON LAND AND SEA, CONCENTRATING 2/3 OF THE PLANETARY NATURAL RESOURCES AND NOT ONLY IN THE FORM OF HYDROCARBONS, BUT ALSO METALS. THEREFORE, THE CREATION AND SUPPORTING OF RELIABLE AND SUSTAINABLE, BUT AT THE SAME TIME FLEXIBLE AND ADAPTABLE TO THE CHANGING CONDITIONS OF THE WORLD OR REGIONAL SUPPLY VARIOUS KINDS OF OIL AND GAS MINERAL RAW MATERIALS, IS NOW ONE OF THE MOST PRESSING POLITICAL, ECONOMIC AND SCIENTIFIC-THEORETICAL PROBLEMS. IT INCLUDES THE NEED FOR SCIENCE-BASED TASKS SUCH AS THE ACHIEVEMENT OF A BALANCE BETWEEN THE DEMANDS OF ECONOMIC DEVELOPMENT AND THE CAPACITY OF NATURE TO SUPPLY THE NECESSARY RESOURCES, THE CAPACITY OF ECOSYSTEMS TO "DIGEST" THE WASTE AND POLLUTION AND TO ENSURE THE VITAL ACTIVITY OF MAN. THE RELIABILITY OF THE PIPELINE SYSTEM OF UNDERGROUND LOCATION, WHICH MUST BE ABANDONED AS INEFFICIENT ONE, IS IN A STATE OF BIFURCATION (SPLIT) THAT HAS AN AMBIGUOUS EVOLUTIONARY PATH OF DEVELOPMENT FOR THE REGION. IN THE FOUND INCONSISTENCIES IT IS NECESSARY TO ASSET THE NEW SCIENTIFIC AND PRACTICAL DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE SIBERIA, FAR NORTH AND THE ARCTIC CLIMATE CONDITIONS. OTHERWISE THE STAGNATION, DESTRUCTION AND DESTRUCTION OF ECOSYSTEMS LEADING TO CHANGES IN THE ENVIRONMENT IS SUCCEEDED THAT WE ARE WITNESSING NOWADAYS

Ключевые слова: трубопровод, понтон, понтонный модуль, композитный материал, автоматизированный колесный транспорт.

УДК 621.633

РИС. 1. Распределение отказов нефтегазопроводов в Сибири, Приобье и на Крайнем Севере



Подземная прокладка и эксплуатация трубопроводов в Западной Сибири и Крайнего Севера в сложнейших инженерно-геологических условиях, со структурными изменениями свойств болот и грунтов со множествами факторами, из-за цикличности деградационных и метаморфических процессов, обусловили высокие нагрузки на трубопроводы, влияющие на поддержание высоконадежной работы. Исследования, проведенные авторами в полевых условиях, а также анализ результатов космической диагностики территорий Западной Сибири и Крайнем Севере показали, что более 48% территории покрыто болотами 3-го типа, 23% водными переходами, остальные многолетнемерзлыми грунтами с глубокими сезонными промерзаниями (> 3,0 м).

В этих условиях при поиске оптимальной трассировки трубопроводов и вдольтрассовых дорог при обходе выше приведенных препятствий, завышают протяженность прохождения трасс на 43%, тем самым создаются сложные конфигурации сети нефтегазопроводов, что в свою очередь дополнительно факториально увеличивает отказ работы всей системы. На основе проведенных исследований диагностики отказов в магистральных нефтегазопроводах Западной Сибири и Крайнего Севера, построены диаграммы, где наглядно отражаются эти ситуации (рис. 1).

Анализ распределения отказов на магистральных нефтегазопроводах показал, что число аварий линейной части в значительной мере зависит от степени заболоченности территории, от водных переходов и конфигурации.

Поэтому при подземной прокладке трубопроводов с низкими несущими способностями болот 3-го типа с циклично меняющимися структурными свойствами (внешними и внутренними силовым, влажностным, химическим, коррозионным, биологическим и другими системными элементами), из-за неустановившихся деградационных и метаморфических процессов болот, в обводненных участках, вечномерзлых грунтах и в грунтах с глубоким сезонным промерзанием происходят значительные перемещения трубопроводов, с потерей продольной устойчивости и выходом их на поверхность, с образованием арок и их конфигурации (рис. 2).

Все это меняет напряженное состояние трубопроводов и приводит к завышению напряжений в 3–4 раза относительно нормативных. Эти системные параметры вызывают необходимость корректировки расчетных схем и прочностных расчетов для определения НДС, подбора соответствующих материалов, обусловленного нагрузками и воздействиями исходя из предельных.

Таким образом, высокая степень неопределенности факторов их нагружения, учет условия

эксплуатации всей конструкции, наукоёмкость моделирования происходящих процессов при подземной прокладке, а также технологическая сложность доставки используемых забивных свай, опор и пригрузов, предопределили выделение большого количества нерешенных научно-методологических, теоретических и конструкторско-технологических проблем.

На наш взгляд решение такой сложной комплексной, системной задачи без изменения принципа проектных решений, методологии строительства по новой конструктивно-технологической схеме без применения новейших материалов, изменении ГОСТа и ВСН невозможно эволюционизировать уровень эффективного, надежно управляемого, круглогодичного строительства трубопроводов различного назначения в условиях Сибири, Крайнего Севера и Арктики, Крайнего Севера и Арктики, это аксиома, на основе которой предлагается новый подход к решению ключевых проблем.

Предлагаемая новая технология, подчинена закону: «растеплять-вскрывать» мерзлоту нельзя, качать холодную замерзшую нефть также нельзя, переходить на перекачку сжиженного газа нужно, а строить трубопровод на опорах очень дорого. Но строить надо, поэтому данная научная проблема является новой, и остается как одной из важнейших приоритетных комплексных направлений оптимизации и механизации при организации круглогодичного

строительства трубопроводного транспорта в условиях Сибири, Крайнего Севера и Арктики, что приведет к уменьшению приведенных затрат, повышению надежности, обеспечению доступности к трассе круглый год. Такая новая технология на 95% позволяет поддерживать заданную технологическую температуру перекачиваемого продукта.

Следовательно, впервые создаются:

- условия доведения уровня автоматизации производства композиционных понтонов до степени компьютерных систем, а также укладки трубопроводов на теле универсальной дороги из понтонных модулей с использованием универсального автоукладчика без вскрышных работ;
- организацию комплекса подготовки производства для сварки трубопроводов в автоматизированном режиме при контролируемом качестве сварочного процесса в модульных помещениях.

Такой комплексный подход исключит варварское строительство вдольтрассовых дорог и обеспечит минимизацию экологических воздействий на окружающую хрупкую среду не на декларативном уровне, а реально. Поэтому комплексное решение проблемы круглогодичного строительства в заболоченной местности зависит, прежде всего, от оптимальных проектных решений, внедрения прогрессивных форм организации работ, применения новых средств механизации и внедрения новых специальных робототехнических средств технологий.

Решение задачи создания трубопроводостроительного комплекса полного цикла связано со значительными трудностями теоретического плана, технической и конструктивной сложностью разработок и отсутствием опыта в деле их практической реализации. Вследствие этого, теоретические разработки в данном направлении носили поэтапный характер.

Все вновь создаваемые варианты комплексов полного цикла для круглогодичного строительства на болотах, обводненных участках должны отвечать следующим основным требованиям: обеспечивать

работу в летний период на болотах всех типов и обводненных участках; иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее работу с существующими тяговыми средствами; обладать необходимой остойчивостью при выполнении технологических операций и запасом плавучести при номинальной нагрузке (для комплексов, базирующихся на платформах-волокушах и платформах с воздушной разгрузкой); обеспечить выполнение работ по полному технологическому циклу.

В связи с вышеизложенным, целью является сооружение принципиально новой комбинированной понтонной дороги, изготовленной из композитных материалов стандартных размеров, собранных в единую «дорожку» со свойствами понтона с установлением специальных металлических колеи по всей длине трассы, связанной тросами вдоль и поперек для постелирования трубопроводной системы.

Достоинством предлагаемого метода строительства и эксплуатации трубопроводной системы является:

1. Строительство плавающей, трубопроводно-транспортной системы может осуществляться в любое время года (используется схема наращивания понтонов);
2. Устойчивость системы в пространственном положении, т.е. обеспечение надежности по абсолютной величине;
3. Высокая экологичность, т.к. сведен к минимуму объем земляных работ и воздействие на экосистему;
4. Возможность создания вдольтрассовой ЛЭП и линий телекоммуникаций в кабельном варианте;
5. Свободный доступ к трубопроводу для проведения профилактических, диагностических и ремонтных работ;
6. Минимальные коррозионные воздействия на трубопроводную систему за счет использования композитных экранов.

Сооружение в целом, а также отдельные его элементы и сопряжения рассчитали на самое неблагоприятное сочетание

возможных нагрузок. Пролетные строения понтонных модульных дорог с трубопроводами должны быть устойчивыми против опрокидывающего действия ветра, сжатые элементы от льда должны быть прочными на продольный изгиб и выдерживать ледоход.

Требования к жесткости сооружения заключаются в том, чтобы деформации его под действием нагрузок не превышали допустимых величин. На практике иногда гибкие конструкции наземных трубопроводов подвергаются значительным вибрациям под действием ветра или пульсации транспортируемого продукта.

С точки зрения расчета на прочность и жесткость понтонных модульных дорог с трубопроводами любого назначения представляет собой стержневую систему, как правило, многократно статически неопределимую [1, 2]. Эта система может быть плоской или пространственной, состоящей из ряда участков, границами которых служат неподвижные опоры или колодцы.

В нашем случае через заданное расстояние будут установлены специальные технологические колодцы, которые предназначены для регулирования положения трубопровода при изменении уровня грунтовых вод. Тросы, проходящие сбоку и снизу понтонов, входят в колодец через специальные отверстия и наматываются на барабаны с помощью двигателя с редуктором (рис. 3 и 4).

РИС. 3. Технологический колодец с установленной автоматической системой регулирования тросов

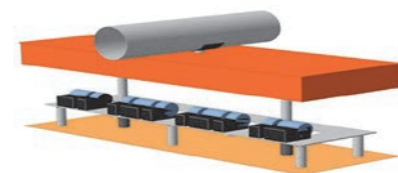
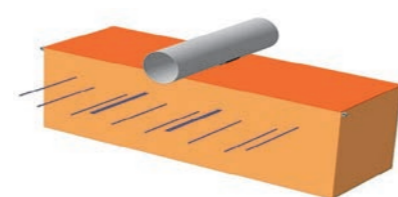


РИС. 4. Общий вид технологического колодца с входящими в него тросами



Технологический колодец доставляется на трассу в виде цельного, укомплектованного оборудованием блока модульного типа. При монтаже блока технологического колодца (БТК) необходимо обеспечить целостность конструкции, предотвратить попадание внутрь блока воды, грязи и пр.

Параллельно с работами по монтажу БТК в проектное положение произвести установку анкеров. Приняты в качестве анкеров выстреливаемые анкера, которые позволяют проводить их заглубление в подстилающий грунт до 5 м независимо от мощности торфяного слоя. Погружение анкеров в грунт осуществляется с помощью специальных установок на гусеничном ходу повышенной проходимости.

Далее представлен пример выполненного проекта по строительству дорожной постели понтонного типа из модулей с использованием «сороконожки», связанных в виде неразрезного ванта, для проезда техники и укладки трубопровода, как показана на рис. 5 а, б, в, г.

На понтоны, выполненные в виде модуля из композитных материалов, имеющих внутри силовой каркас, и собранных в виде ванта, монтируется две колееобразующие направляющие, типа «швеллера», обращенные полками вверх.

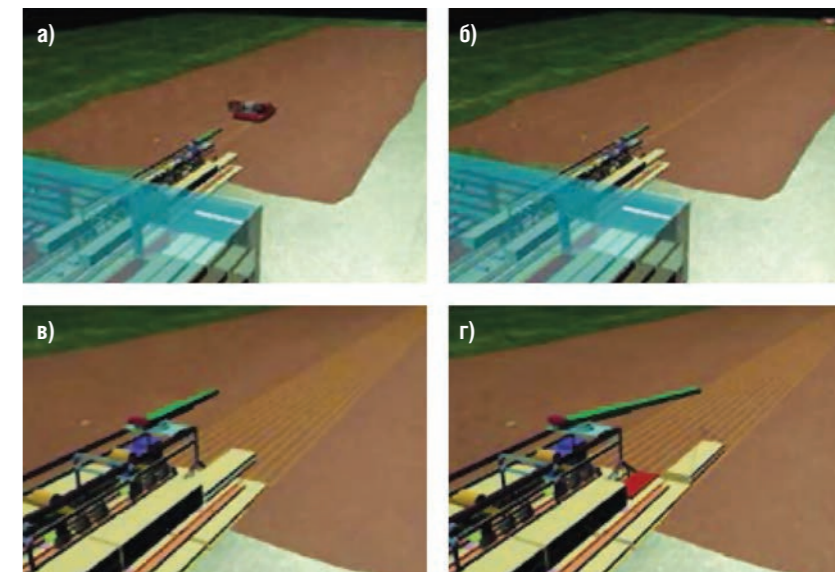
Ширина колеи имеет такой размер, чтобы по этим направляющим могла пройти строительная и ремонтная техника (трубоукладчик «сороконожка») и при необходимости автомобильный транспорт.

Количество модулей определяется, исходя из

РИС. 6. Работы по укладке трубопровода на композитные понтоны



РИС. 5. Строительство дорожной постели из композитных понтонных модулей



а – прокладка троса через препятствие при помощи экраноплана, б – закрепление троса в колодце, в – укладка понтонного модуля на тросы, г – фиксирование понтонного модуля на тросах

несущей способности самого модуля и исходя из нагрузки, которая будет приложена на понтонное основание (постоянная нагрузка от веса трубопровода и временная нагрузка от веса автоматизированного трубоукладчика при сооружении, ремонте и обслуживании трубопровода) рис. 6 и 7. Таким образом, на болотах с высокой степенью обводненности будет создана плавающая трубопроводная система на основе понтонных модулей исключая необходимость дополнительного строительства вдольтрассовой дороги для движения техники в прямом и в обратном направлении с противоположной стороны трубопроводного строительства [3, 4, 5].

Предлагаемый автоматизированный монтажно-

РИС. 7. Укладка трубопровода на понтоны с помощью автоматизированного трубоукладчика



укладочный комплекс также способен производить сварочно-монтажные и изоляционные работы в закрытых модульных зданиях при любых природно-климатических и гидрогеологических условиях строительства.

Реализация разрабатываемого технического предложения обеспечит долговременный, надежный, экологически чистый и экономически выгодный вариант природопользования трубопроводных систем, как в нашей стране, так и в других странах. ●

Литература

1. Власов, В.З. Тонкостенные упругие стержни / В.З. Власов – М.: Физматгиз, 1959. – 568 с.
2. Вольмир, А.С. Гибкие пластинки и оболочки / А.С. Вольмир – М.: Госиздат, 1956. – 420 с.
3. Мерданов, Ш.М. Снеголедовые дороги: исследования, конструкции, технология строительства, механизированные комплексы / Ш.М. Мерданов – Тюмень, ТюмГНГУ, 2006. – 160 с.
4. Рябков, А.В. Разработка новой технологии укладки трубопроводов на композиционных понтонных модулях в условиях Сибири и Крайнего Севера // А.В. Рябков, В.А. Иванов, А.Ф. Закураев – Тюмень, «Тюменский дом печати», 2014. – 391 с.
5. СНиП 2.06.04-82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).
6. СНиП 3.04.03-85 Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии.

KEY WORDS: pipeline, pontoon, pontoon module, composite, automated vehicles.

ЛИЗИНГОВАЯ ОТРАСЛЬ АДАПТИРУЕТСЯ К РЕАЛИЯМ РЫНКА



Максим Агаджанов,
Генеральный директор
АО «Газпромбанк Лизинг»

ЗАПУЩЕННАЯ В НАЧАЛЕ ГОДА ГОСПРОГРАММА ЛЬГОТНОГО АВТОЛИЗИНГА И ЗАКЛЮЧЕНИЕ РЯДА КРУПНЫХ СДЕЛОК ПО ПЕРЕДАЧЕ В АРЕНДУ ВОЗДУШНЫХ СУДОВ СМОГЛИ СТАБИЛИЗИРОВАТЬ СИТУАЦИЮ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ ЛИЗИНГА, ОДНАКО, НЕ СПАСЛИ ЕГО ОТ СЖАТИЯ. ПО ДАННЫМ РЕЙТИНГОВОГО АГЕНТСТВА «ЭКСПЕРТ РА», ЗА 9 МЕСЯЦЕВ 2015 ГОДА ОБЪЕМ НОВОГО БИЗНЕСА (СТОИМОСТИ ИМУЩЕСТВА) СОСТАВИЛ 385 МЛРД РУБ., ЧТО НА 26% МЕНЬШЕ АНАЛОГИЧНОГО ПЕРИОДА ПРОШЛОГО ГОДА. ЭТО СТИМУЛИРУЕТ БОЛЬШИНСТВО ЛИЗИНГОВЫХ КОМПАНИЙ ПРИСПОСАБЛИВАТЬСЯ К СУЩЕСТВУЮЩИМ РЕАЛИЯМ, РАЗВИВАЯ НОВЫЕ СЕГМЕНТЫ И ПЕРЕСМАТРИВАЯ СВОИ ПРОДУКТОВЫЕ ЛИНЕЙКИ

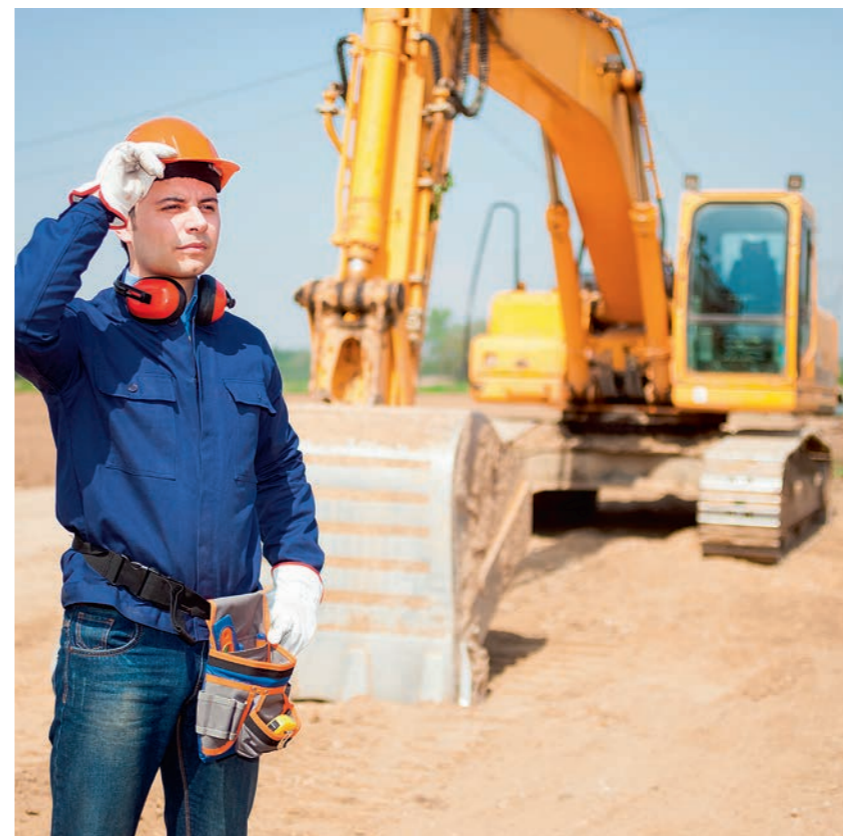
THE STATE PROGRAM OF CONCESSIONAL CAR LEASING LAUNCHED EARLIER THIS YEAR AS WELL AS CONCLUSION OF SEVERAL SIGNIFICANT LEASING DEALS OF AIRCRAFT MADE IT POSSIBLE TO STABILIZE THE SITUATION ON THE RUSSIAN LEASING MARKET, BUT IT DID NOT HELP TO PREVENT RECESSION. ACCORDING TO THE RATING AGENCY "EXPERT RA", THE NEW BUSINESS VOLUME (COST OF PROPERTY) FOR THE LAST 9 MONTHS WAS EQUAL TO 385 BILLION RUBLES, WHICH IS 26% LESS THAN THE SAME PERIOD OF THE PREVIOUS YEAR. THESE FACTORS PROMPT THE MAJORITY OF LEASING COMPANIES TO ADAPT TO CURRENT REALITIES DEVELOPING NEW SEGMENTS AND REVISING THEIR PRODUCT LINES

Ключевые слова: лизинг, производственные фонды, налоговая нагрузка, инвестиции, модернизация производств.

Преимущества лизинга для развития бизнеса очевидны. Он позволяет предприятиям, не имеющим возможности быстро обновить производственные фонды за счет собственных средств, получить новое

оборудование с минимальными вложениями, пополнить оборотные средства с помощью возвратного лизинга, а также, в целом, снизить налоговую нагрузку. А это особенно важно в современных условиях, когда доступ к ряду традиционных источников финансирования ограничен.

РЕКЛАМА



Несмотря на все плюсы, лизинговая отрасль очень сильно зависит от инвестиционной активности, и любое сокращение капитальных вложений сказывается на ней негативно. Тем не менее многие компании сегодня продолжают активно вкладывать средства в собственные программы развития и модернизации производства. Но при этом они стали более внимательно подходить к выбору партнеров и предлагаемых ими условий.

И лизингодатели готовы меняться, чтобы максимально отвечать потребностям своих клиентов. Так, один из лидеров рынка, компания Газпромбанк Лизинг, запустила в этом году новое предложение – программу «Ключевой партнер», которая предоставляет возможность приобрести в лизинг современное оборудование и спецтехнику на специальных, более выгодных условиях.

В рамках данного проекта компанией был сформирован пул поставщиков, в который вошли ведущие производители и дилеры промышленного оборудования и спецтехники. Участники программы

Газпромбанк Лизинг запустил программу «Ключевой партнер», которая предоставляет возможность приобрести в лизинг современное оборудование и спецтехнику на специальных, более выгодных условиях

предоставляют клиентам Газпромбанк Лизинга специальные условия на поставку своей продукции. Это касается как стоимости передаваемого в лизинг оборудования, так и послепродажного сервиса – продление гарантийного срока, расширенный комплект запасных частей и другие преференции.

Помимо прочего, клиенты, желающие воспользоваться программой «Ключевой партнер», получают выгодные условия и от лизинговой компании. Это минимальный размер авансового платежа, минимальное годовое удорожание предмета лизинга и льготное страхование. При этом сделка может быть оформлена по двум схемам. Стандартная предполагает финансирование объемом 300 млн рублей сроком до 5 лет и сокращенным сроком оформления. По классической схеме объем и

срок финансирования зависит только от финансового положения лизингополучателя.

«Участие в программе «Ключевой партнер» выгодно не только нашим клиентам, но и поставщикам, – рассказывает Генеральный директор компании Газпромбанк Лизинг Максим Агаджанов. – Для первых – это возможность получить в лизинг необходимое оборудование и спецтехнику на более выгодных условиях, чем те, которые сегодня существуют на рынке. Для вторых – увеличить реализацию своей продукции за счет дополнительного канала продаж и приобрести надежного партнера в лице лизинговой компании, способной привлечь финансирование системообразующего госбанка. А это особенно актуально в условиях сокращения продаж».

Таким образом, благодаря программе «Ключевой партнер» компания Газпромбанк Лизинг

выходит на новый уровень отношений со своими клиентами и партнерами, подавая другим игрокам рынка пример эффективного ответа на существующие вызовы времени. ●

KEY WORDS: *leasing, industrial funds, tax burden, investment, modernization of production facilities.*



г. Москва,
Проектируемый проезд № 4062,
д. 6, стр. 16
Тел.: +7 (495) 719-13-96
www.gpbl.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗДЕЛЕНИЯ

МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ



Куликов Алексей Михайлович, ассистент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Петряков Виталий Александрович, ассистент, заведующий лабораторией кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Сероштанов Иван Витальевич, инженер ООО «Газпром трансгаз Югорск»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ КРИТЕРИИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ. ОБОСНОВЫВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЩЕЙ ТЕОРИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ. КРАТКО ОПИСАНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ, СТАТИСТИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ, СПОСОБЫ ИХ АНАЛИЗА И СРАВНЕНИЯ. ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ВЫБОРА КРИТЕРИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ, СХЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ УСТАНОВОК И ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ УПРАВЛЕНИИ ПРОЦЕССАМИ РАЗДЕЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПРИ СТАТИСТИЧЕСКОМ ПЛАНИРОВАНИИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

THE ARTICLE EXAMINES THE EXISTING OPTIMIZATION CRITERIA OF SEPARATION PROCESSES. THE POSSIBILITY OF THE APPLICATION OF THE GENERAL THEORY OF SEPARATION FOR THE CALCULATION OF TECHNOLOGICAL SCHEMES IS SUBSTANTIATED. THE TECHNOLOGICAL, THERMODYNAMIC, STATISTICAL AND ECONOMIC CRITERIA OF SEPARATION PROCESSES, METHODS FOR THEIR ANALYSIS AND COMPARISON IS BRIEFLY DESCRIBED. THE METHOD OF CHOICE OF THE OPTIMIZATION CRITERION OF THE PROCESS IN THE STUDY OF TECHNOLOGY, SCHEME DESIGN SETTINGS AND UNDER AUTOMATIC CONTROL OF THE SEPARATION PROCESS, AND ALSO IN STATISTICAL PLANNING OF EXTREME EXPERIMENTS IS PROPOSED

Ключевые слова: оптимизация, критерий эффективности, процессы разделения, планирование экспериментальных исследований.

Вопрос о критериях эффективности и параметрах оптимизации технологических процессов в последнее время широко обсуждается. Оценка результатов технологического процесса, как правило, производится по нескольким критериям. Интерес к общему критерию, однозначно выражающему эффективность процесса, на первом этапе был связан с естественным стремлением человека как-то оценить результаты своей деятельности.

С постановкой задачи оптимального автоматического управления технологическими процессами и развитием кибернетических

методов исследования общий критерий эффективности становится технически необходимым, так как он формально определяет направление и смысл оптимизации, сущность исследования.

Подход к объекту исследования позволяет применить статистические методы планирования экстремальных экспериментов для скорейшего нахождения оптимальных условий процесса и получения его математической модели. Правомочность такого подхода доказывается сложностью и вероятностным характером большинства разделительных процессов.

В некотором смысле выбор критерия оптимизации предопределяет результаты исследования. Поскольку эти результаты в начале исследования являются вопросом будущего и невозможно достаточно четко представить себе все последствия проводимой оптимизации, выбор критерия является весьма сложным. Он связан не только с эрудицией,

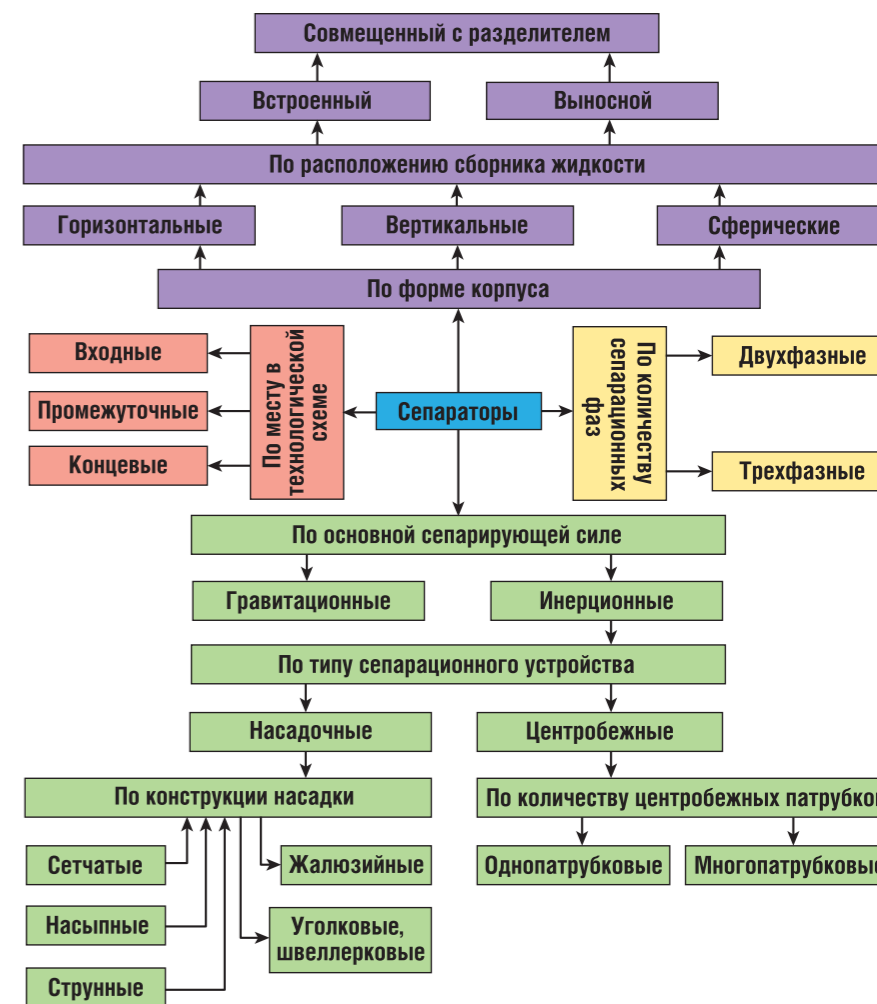
уровнем знаний по исследуемому вопросу, но и с психологией исследователя. Естественно, критерий может меняться в процессе исследования. В заключительной части статьи авторы попытались дать общий подход к последовательному выбору критериев при решении отдельных задач процесса разделения.

К наиболее часто употребляемым можно отнести технологические, термодинамические, статистические и экономические критерии оптимизации. При термодинамическом подходе к разделительному процессу с помощью теории разделения можно развить приложение принципа минимальности разубоживания к широкому классу разделительных процессов. Этот подход дает возможность выбрать критерии оптимизации схем разделения с точки зрения циркуляции и распределения промежуточных продуктов, расчета числа ступеней и их производительности в разделительном каскаде операций.

Критерии различия физико-химических свойств разделяемых материалов или сред (смачиваемости, плотности, магнитной проницаемости, температурой плавления, кипения и другие), связанные с понятием разделяемости, необходимо рассматривать вместе с описанием соответствующих процессов. Критерий совершенства разделения на каком-либо конкретном аппарате и кинетические критерии также являются весьма существенными сами по себе или в комбинации с другими видами критериев.

Промышленное освоение природных ресурсов так или иначе связано с разделительными процессами. Подавляющее большинство используемых человечеством материалов не существует в природе в готовом виде, и для их получения необходимо выделить все их компоненты в виде элементов или простейших химических соединений. Имеется большое количество самых разнообразных разделительных процессов, основанных на физических, химических и физико-химических свойствах элементов и их соединений; грохочение – разделение по крупности, гравитация – по плотности, флотация – по смачиваемости водой, магнитная и электрическая

РИСУНОК 2. Классификация сепараторов по [3]



сепарация, гидрометаллургия – по растворимости, жидкостная экстракция, ионный обмен, дистилляция, пирометаллургические процессы, диффузионное разделение изотопов и т. д. Разделительные процессы применяются в самых различных отраслях промышленности: горнообогатительной, металлургической, нефтяной, пищевой, химической, ядерной и других.

Независимо от метода и объекта разделения – будь то руда, углеводороды, изотопы урана или газы – промышленные разделительные процессы обладают целым рядом общих закономерностей и характеристик, позволяющих применять к их описанию одни и те же математические методы. Благодаря этому многие достижения и приемы, разработанные и применяемые в одной из отраслей промышленности, используются в других отраслях. Учитывая, что при современном все возрастающем

потоке научной информации специалисты не в состоянии уследить за всем достижениями даже в своей узкой отрасли, – обобщение опыта исследования разделительных процессов является актуальным.

Общей чертой всех разделительных процессов является массовость: число элементарных агрегатов, подлежащих разделению (например, частицы минералов, молекулы химических соединений, атомы элементов или зерна злаков и др.), представлены в неисчислимом количестве. В процессах разделения, особенно тонких и сложных по своей технологии, всегда существует определенная вероятность того, что даже при четком различии свойств разделяемых частиц некоторая часть их попадает не в свой продукт и, следовательно, произойдет некоторое загрязнение очищаемого вещества чужеродными частицами, с одной стороны, и недоизвлечение частиц данного вещества в одноименный продукт – с другой.

РИСУНОК 1. Критерии оптимизации технологических процессов



УДК 622.276

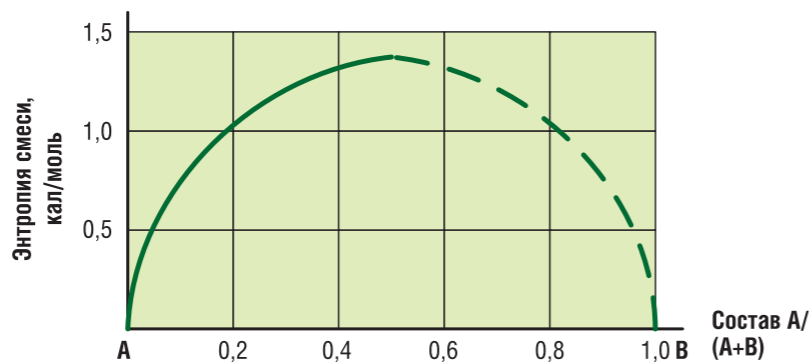
На эти вероятностные характеристики процесса разделения, оценивающие качество и извлечение, накладываются еще погрешности, связанные с несовершенством разделительных аппаратов, а также с существованием частиц с промежуточными свойствами – изоморфных атомов, сростков минералов и др.

Таким образом, в результате промышленного разделительного процесса из исходной смеси получают не чистые вещества, а только в той или иной степени обогащенные или обедненные продукты. Хотя термин «обогащение» применяется только для обозначения разделения минералов, он может быть с равным основанием использован для всех промышленных разделительных процессов, так как во всех случаях по крайней мере две из трех перечисленных выше причин невозможности четкого разделения играют существенную роль. Случайный характер этих причин и массовость вызывают необходимость использовать вероятностные характеристики для оценки разделения. Все технологические показатели разделительных процессов являются, таким образом, не чем иным, как интегральными или усредненными характеристиками соответствующих вероятностей.

Как уже говорилось, в промышленных разделительных процессах невозможно достижение полного разделения, получают только обогащенный и обедненный каким-либо компонентом продукты. С увеличением полноты разделения процесс сильно удорожается, а производительность аппаратов резко снижается. Поэтому на каком-то этапе становится более выгодным переработать дополнительное количество сырья с целью получения того же выхода готовой продукции, какое может быть получено при более полном извлечении из меньшего исходного количества. Полнота извлечения в концентрат ценного компонента (или потери его в отходах) является одной из важнейших характеристик разделительного процесса.

Поскольку извлечение связано с производительностью разделяющей установки, а в конечном счете требуется лишь получение определенного выхода готовой

РИСУНОК 3. Энтропия двухкомпонентных смесей А и В



продукции, то производительность по готовому продукту – второй важнейший критерий разделения. Он экономически связан с первым через себестоимость сырья и готовой продукции, а технологически эти два критерия находятся друг с другом в антагонистическом противоречии: с ростом производительности падает извлечение и наоборот.

Третья характеристика процесса разделения – качество концентрата (содержание в нем ценного компонента) становится особенно важной в тех процессах (чаще всего промежуточных), где допустимы широкие колебания этого параметра. Качество концентрата может быть тем выше, чем ниже производительность (или себестоимость переработки) и извлечение. Качество и извлечение связаны друг с другом через функцию извлечения от содержания исходного сырья в процессах доводки или последующей переработки концентрата.

Таким образом, все три основные критерия разделительного процесса связаны между собой так, что рост эффективности процесса с точки зрения любого из них снижает, в какой-то мере эффективность по двум другим. Это сильно усложняет оценку эффективности процесса разделения. Дополнительные трудности возникают при оценке разделения многокомпонентных систем с получением нескольких продуктов, ценность которых различна. При сравнении экспериментов или оптимизации процесса разделения комплексных продуктов приходится учитывать сразу несколько показателей, находящихся друг с другом в сложных экономических и технологических зависимостях. Автоматическое регулирование процесса или статистическое

планирование экспериментов в таких условиях вообще невозможно, если неизвестны функциональные связи между критериями оптимизации.

Для термодинамических критериев характерны большая общность, простота и ограниченность исходных данных для вывода, логическая глубина и сложность математического выражения. Данный вид критериев разработан для применения к процессам разделения летучих смесей (газов, легких углеводородов и др.). Разделение таких стабильных и однородных по свойствам элементов зависит только от совершенства разделительных аппаратов и энергии, затраченной на разделение. В конечном счете количество энергии, потребляемой на единицу продукции, характеризует совершенство аппарата. Кроме того, энергетические расчеты подчинены законам термодинамики. Хотя процесс смешения газов термодинамически необратимый, допустимо рассмотрение процесса разделения с точки зрения изменения энтропии. Вид функции энтропии смеси в зависимости от состава двухкомпонентной смеси представлен на рисунке 3. Минимальное значение энтропии смеси равно нулю и соответствует чистым продуктам А и В. Максимум соответствует смеси с равными концентрациями компонентов. Энтропийный критерий эффективности разделения удобен тем, что он может быть распространен на систему с любым количеством компонентов, продуктов разделения и исходных продуктов.

В связи с этим возникает задача выбора критерия оптимизации или эффективности разделительного процесса.

Выбору критерия эффективности посвящено значительное число работ, относящихся не только к разделительным процессам, а к самым различным областям – от экономики до системотехники. Первоначально эти исследования имели чисто познавательное значение и соответствовали естественной потребности человека как-то оценить результаты своей работы.

По мере развития математики, а затем и автоматизации, выбор критерия оптимальности стал технической необходимостью, обуславливающей не только точность постановки конкретной задачи, но и быстроту ее решения. Математический аппарат оптимизации разработан достаточно полно: математический анализ, вариационное исчисление, функциональный анализ и динамическое программирование позволяют находить экстремальные значения в любых задачах, если известен критерий эффективности.

Критерий эффективности, предназначенный для исследования технологии или автоматического управления процессом, в частности разделительным процессом, должен отвечать ряду требований:

1. Он должен характеризовать эффективность процесса с точки зрения конечной цели данного производства. Очевидно, что извлечение не может быть критерием разделения без учета качества концентрата, так как по такому критерию выгоднее всего не обогащать руду, извлечение в таком «процессе» равно 100%. Но и при неизменном качестве концентрата извлечение можно считать критерием разделения с оговорками.
2. Критерий должен быть количественным и однозначным, т.е. выражаться одним числом. Числовые значения критерия не обязательно должны находиться в пропорциональной или другой зависимости друг от друга: в простейшем случае числа, выражающие эффективность, могут обозначать просто порядковый номер режима процесса разделения при ранжировке технологических показателей по нескольким признакам. Однако такой критерий малоудобен, так как статистические операции с такими числами весьма

ограничены. В идеальном случае числовые значения критерия должны быть пропорциональны эффективности и равномерно распределены во всем интервале изменений критерия. Как будет показано ниже, этим свойством обладают только экономические критерии и энтропия разделения.

3. Полнота или универсальность критерия эффективности. Например, экономические критерии (без соответствующих поправок) не обладают этим свойством, так как они не разрешают или ограничивают процессы нерентабельные, но необходимые с точки зрения технологии, стратегических соображений и технической политики. Наоборот, технологические критерии часто не учитывают важных экономических соображений.
4. Статистическая эффективность критерия является до некоторой степени антагонистической требованию чувствительности к изменениям показателей процесса. Физический смысл статистической эффективности – нечувствительность к небольшим случайным колебаниям, математическая оценка – дисперсия, среднее квадратичное отклонение значений критерия для одинаковых опытов, характеризующее разброс относительно среднего значения.
5. Критерий должен иметь физический смысл, а не быть просто отвлеченным числом. Он может выражать стоимость, количество ценного компонента (абсолютное или относительное) в продуктах разделения и др. При рассмотрении критериев эффективности необходимо указывать на их физический смысл. Удобство критериев, имеющих физический смысл, состоит в меньшей вероятности грубых ошибок при их применении, а также в возможности их нормирования. Для такого критерия всегда можно найти его значение при идеальном разделении, сравнить его с реальным и, таким образом, узнать каковы резервы для улучшения работы разделительной установки. Нормирование, состоящее в вычислении отношения реального и идеального разделений, дает возможность обозначить

интервал изменений критерия от нуля, соответствующего отсутствию разделения, до единицы (или 100%), соответствующей идеальному разделению, что придает критерию большую наглядность.

6. Простота и легкость вычисления критерия обязательны лишь в случае, когда они не противоречат полноте и однозначности.

Очевидно, наибольшему числу требований удовлетворяют экономические критерии, хотя во многих случаях нет достаточных данных для их расчета, так как невозможно установить цены на все промежуточные продукты, получаемые в той или иной производственной операции. Кроме того, экономическая эффективность подвержена сильным изменениям, связанным с техническим прогрессом. Тем не менее, экономическая оценка является наиболее полной, универсальной и точной, а в ряде случаев – единственно возможной.

В большинстве частных случаев могут быть рекомендованы вполне удовлетворительные критерии эффективности разделения. Они могут применяться для различных целей, связанных с технологией, экономикой, автоматизацией, исследованием теории процесса, воспроизводимости экспериментов и т.д. Совершенно не обязательно, чтобы один и тот же критерий применялся ко всей системе в целом и к каждой ее части.

В соответствии с обоснованием вывода и назначением все предложенные критерии разделения для наших целей удобно расклассифицировать на следующие группы: технологические, термодинамические, кинетические, статистические, экономические, автоматического управления, природной разделяемости, аппаратные.

Введем следующие условные обозначения:

- α – содержание ценного компонента в исходном материале;
- β – то же, в обогащенном продукте (концентрате, штейне, возгоне, экстракте, дистилляте и т. д.);
- ν – то же, в обедненном продукте (хвостах, отходах, шлаке и т. д.);
- β_1 – теоретическое предельно возможное содержание ценного компонента;

γ – выход обогащенного продукта;
 $(1 - \gamma)$ – выход обедненного продукта;

ε – извлечение ценного компонента,

$$\varepsilon = \frac{\gamma\beta}{\alpha} \quad (1)$$

R – извлечение бесполезной части в концентрат,

$$R = \frac{\gamma(1-\beta)}{1-\alpha} \quad (2)$$

ε_H – извлечение бесполезной части в хвосты,

$$\varepsilon_H = \frac{(1-\gamma)(1-\beta)}{1-\alpha} \quad (3)$$

Все величины выражены в долях единицы, а не в процентах.

Следующие соотношения выводятся из условия баланса ценного компонента в исходном сырье и продуктах разделения:

$$\varepsilon\alpha = \gamma\beta \quad (4)$$

$$\alpha = \gamma\beta + (1 - \gamma)\vartheta \quad (5)$$

Для случая выделения n продуктов разделения и отходов

$$\alpha = \sum_{i=1}^n \gamma_i \beta_i + (1 - \sum_{i=1}^n \gamma_i)\vartheta \quad (6)$$

Степень сокращения

$$i = \frac{1}{\gamma} = \frac{\beta}{\varepsilon\alpha} \quad (7)$$

Степень обогащения

$$i = \frac{\beta}{\alpha} = \frac{\varepsilon}{\gamma} \quad (8)$$

При проведении большого числа параллельных экспериментов можно вычислить среднеквадратичное отклонение (дисперсию) и коэффициенты вариации для различных критериев. Очевидно, что критерий статистически тем эффективнее, чем меньше его коэффициент вариации. Используя множество экспериментов, можно построить распределение и вычислить дисперсию и коэффициент вариации для ряда критериев, а также основных параметров разделения. Коэффициент вариации в этом случае указывает на чувствительность критерия: чувствительность тем больше, чем больше коэффициент вариации, если ошибка воспроизводимости по данному критерию не слишком велика. Чувствительность и статистическую эффективность критериев разделения необходимо учитывать при последующем выборе их для исследования процесса.

Задача установления минимального количества критериев, полностью

характеризующих процесс, возникает вследствие того, что некоторые из основных критериев могут оказаться закоррелированными, т.е. может оказаться, что с изменением условий разделения два каких-либо показателя, например извлечение и кинетика процесса или качество концентрата и экономическая эффективность, измеряются в исследуемых пределах в одном и том же направлении по симбатным кривым. Для установления этого обстоятельства необходимо посчитать все известные критерии для большого количества экспериментов (не менее 20–30) и провести корреляционный анализ, вычислив для каждой пары критериев коэффициенты парной корреляции. Из каждой пары закоррелированных критериев нужно выбрать любой, а второй отбросить.

Экспериментальные исследования процесса разделения, а также изучение работы промышленной разделительной установки дают материал для выражения показателей исследуемого процесса в виде различных критериев разделения. По одним и тем же показателям, например α , β , γ , ν вычисляются различные критерии – технологические и термодинамические; по длительности процесса и затратам материалов подсчитываются соответственно кинетические и экономические критерии.

Вычисление различных критериев связано с определенной целью исследования или стадией. Поскольку не существует общего универсального критерия разделения, а эксперименты следует анализировать с точки зрения нескольких, хотя и неравнозначных показателей. Этот подход предполагает использование опыта исследователя и его субъективных оценок. Рассматривая ряд показателей, исследователь во многих случаях может довольно точно отдать предпочтение результатам одного эксперимента перед результатами другого. В одних случаях это может быть сделано более уверенно и объективно, в других случаях интуитивно. В результате такого попарного сопоставления всех проведенных экспериментов они могут быть выстроены в ряд

последовательного убывания или возрастания качества разделительного процесса. Номер эксперимента по ранжиру является при этом своеобразным общим критерием разделения.

Следует отметить, что использование такого критерия связано с определенными неудобствами. Статистическая обработка результатов в этом случае невозможна, а точность такого критерия весьма невелика, что предопределяется субъективным подходом к ранжированию экспериментов. Соответственно и степень приближения к оптимальному режиму неизвестна и не сможет быть оценена. Анализ статистической эффективности (чувствительности) и выбор минимального числа критериев производятся методами математической статистики. ●

Литература

1. Бахмат Г. В. Исследование процесса дегазации многокомпонентных газонасыщенных жидкостей. – НТС. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. – М. ВНИИГазпром. – 1981. – С. 34–37.
2. Земенков Ю. Д., Маркова Л. М., Прохоров А. Д., Дудин С. М. Сбор и подготовка нефти и газа. М.: Академия, 2009.
3. Синайский Э. Г., Лапига Е. Я., Зайцев Ю. В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. М.: Недра. – 2002. – 620 с.
4. Тривус Н. А., Сеидалидзе Б. М. Оптимальные режимы ступенчатой дегазации конденсата и ее эффективность. Б сб.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИГазпром, вып. 6, 1974, с. 17–22.
5. Антипов В. Н., Земенков Ю. Д., Шабаров А. Б. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2002. – 432 с.
6. Вакулин А. А., Шабаров А. Б. Диагностика тепловых параметров в нефтегазовых технологиях. Новосибирск: Наука. Сиб. Издательская фирма РАН, 1998.
7. Шабаров А. Б. Гидрогазодинамика. – Тюмень: Изд-во ТюмГУ. – 2011. – 404 с.
8. Антипов В. Н., Земенков Ю. Д., Шабаров А. Б. Техническая и параметрическая диагностика в трубопроводных системах. – Тюмень: Вектор Бук, 2002. – 432 с.
9. Земенков Ю. Д., Курушина В. А. Закономерности инновационно-циклического развития трубопроводного транспорта углеводородов России/Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2013, № 53. – С. 85–98.
10. Kurushina V., Zemenkov Y. Innovative cyclical development of the Russian pipeline system/WIT transactions on ecology and the environment. – 2014. – 190 VOLUME 2. – Pp. 881–888.

KEY WORDS: optimization; performance criterion; separation processes; planning of experimental studies.

ПОЛУПРИЦЕП – ШЛАМОВОЗ ЧМЗАП 40.410

ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ
 БУРОВОГО ШЛАМА, ОТХОДОВ ОТ
 НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ: РАЗБУРЕННАЯ
 ПОРОДА, ВЫНОСИМАЯ БУРОВЫМ
 РАСТВОРОМ С ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ НА
 ПОВЕРХНОСТЬ.



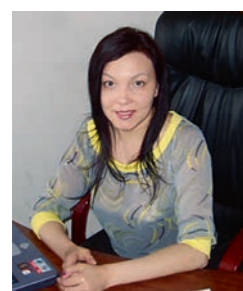
РАЗРАБОТАН И ВЫПУЩЕН СПЕЦИАЛЬНО ПО ЗАКАЗУ НЕФТЕДОБЫТЧИКА

СПЕЦТЕХНИКА ОСОБОГО НАЗНАЧЕНИЯ

ЧЕЛЯБИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД АВТОМОБИЛЬНЫХ ПРИЦЕПОВ – АО «УРАЛАВТОПРИЦЕП» (ЧМЗАП) – ОДНО ИЗ ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В РОССИИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПРИЦЕПОВ И ПОЛУПРИЦЕПОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА И НАЗНАЧЕНИЯ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ НА ЗАВОДЕ РАЗРАБОТАНО И ВНЕДРЕНО БОЛЕЕ ДВУХСОТ МОДЕЛЕЙ ПРИЦЕПНОЙ ТЕХНИКИ В ЧЕТЫРНАДЦАТИ КАТЕГОРИЯХ, РАЗВИТО ПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ, А ТАКЖЕ ПРОИЗВОДЯТСЯ МОДЕЛИ ПО СПЕЦИАЛЬНЫМ ЗАКАЗАМ

CHELYABINSK ENGINEERING PLANT TRAILERS – JSC "URALAVTOPRITSEP" (CHMZAP) IS ONE OF THE LEADING SPECIALIZED ENTERPRISES IN RUSSIA ON MANUFACTURE OF TRAILERS AND SEMI-TRAILERS OF VARIOUS TYPES AND PURPOSES. UP TO DATE, THE COMPANY HAS DEVELOPED AND INTRODUCED MORE THAN TWO HUNDRED MODELS OF TRAILERS IN FOURTEEN CATEGORIES, MANUFACTURES SPARE PARTS AND MODELS PRODUCED ON SPECIAL ORDERS

Ключевые слова: автоприцеп, вывоз шлама, запасные части, машиностроение, перевозка грузов.



Лилия Шмуратова,
Руководитель отдела
маркетинга и рекламы
АО «Уралавтоприцеп»

История Челябинского машиностроительного завода автомобильных прицепов началась в 1943 году. Первоначально предприятие существовало как завод металлоконструкций, который в 1956 году был преобразован в завод автомобильных прицепов, а в 1992 году – в открытое акционерное общество.

АО «Уралавтоприцеп» в своем номенклатурном портфеле имеет наибольшее количество техники среди прицепостроителей России

Уже в 1962 году завод изготавливал уникальный и технически сложный для того времени прицеп грузоподъемностью 120 тонн, а в 1968 году – прицеп грузоподъемностью 300 тонн собственной конструкции. Через два года после начала перестройки на прицепах ЧМЗАП можно было перевозить грузы весом до 1200 тонн.

Со времен СССР «Уралавтоприцеп» остается основным центром по конструированию и производству прицепов-тяжеловозов и основным поставщиком прицепной техники как для силовых и военных структур Российской Федерации, так и для предприятий всех отраслей промышленности.

Сейчас ЧМЗАП – уникальный завод с гибкой технологией производства, позволяющей оперативно реагировать на изменяющиеся потребности рынка и при необходимости в кратчайшие сроки модернизировать свою продукцию благодаря высококвалифицированным конструкторам и технологам. Так в 2015 году «Уралавтоприцеп» получил заказ на изготовление специальных кузовов для ОАО «Сургутнефтегаз». Специфичность заказа заключается в грузе, который собирается транспортировать компания – буровой шлам.

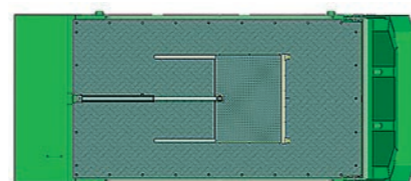
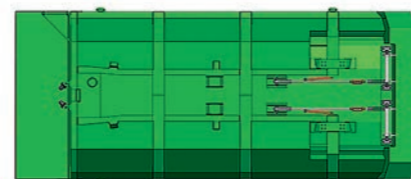
Буровой шлам – водяная суспензия, твердая часть которой состоит из продуктов разрушения породы стенок скважин, продуктов истирания бурового снаряда и обсадных труб, глинистых минералов, образующихся при промывке глинистым раствором.

Этот тип отходов представляет огромную опасность для природы

и подлежит транспортировке к местам хранения и переработки.

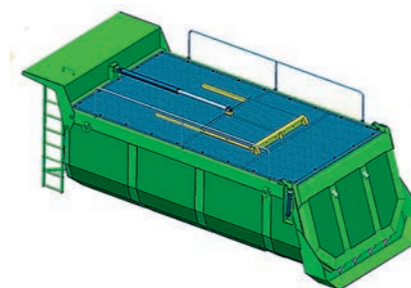
Для изготовления заказа за основу был взят классический самосвальный кузов Half-ripe (полутруба) производства ЧМЗАП, но вместо девяти с лишним метров, данный кузов был укорочен до 5255 мм и установлен на шасси трехосного автомобиля-самосвала повышенной проходимости – MAN 40410, взамен штатного самосвального кузова. Грузоподъемность автомобиля – шламовоза составила при этом 22 тоннам.

В обычной конструкции задний борт стандартного самосвального кузова открывается при опрокидывании назад с помощью силы тяжести, здесь задний борт приходит в движение с помощью гидравлического привода открывания, отметим так же, что задний борт оснащен быстросъемными резиновыми уплотнителями, которые обеспечивают необходимую герметичность кузова.

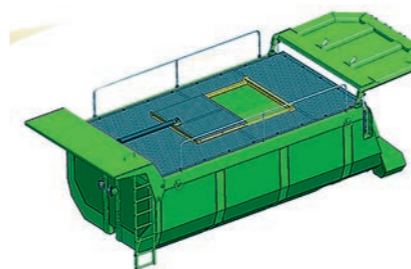


РЕКЛАМА

В верхней части кузова на расстоянии 1,2 метра от заднего борта расположен люк 1×1,2 м для залива бурового шлама.



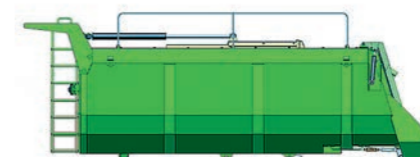
Люк открывается в сторону кабины, имеет герметичное уплотнение при закрытии и дистанционное управление из кабины водителя. Привод люка – гидравлический.



Дополнительно на приборную панель водителя выводится световой сигнал об открытом люке

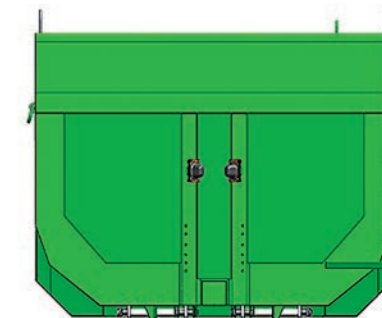
залива. Необходимо так же сказать, что все резиновые изделия, применяемые для уплотнения емкости шламовоза, изготовлены в маслостойком и морозостойком исполнении.

Изготовленный автомобиль – шламовоз эксплуатируется транспортным подразделением ОАО «Сургутнефтегаз». Данная модель может использоваться на нефтяных месторождениях в суровых условиях крайнего севера, где температура иногда может доходить до -50 градусов.



Для того, чтобы шлам не примерзал к стенкам, кузов покрывается специальным пластиковым материалом, обеспечивающим невозможность замерзания бурового шлама. Для этой же цели кузов оборудуется специальными газоприемниками, через которые выхлопные газы двигателя тягача поступают в

полые каналы ребер жесткости кузова, тем самым обеспечивая подогрев шлама. Последней мерой против излишне низких температур является дополнительная теплоизоляция стенок кузова с помощью специальных утеплителей и тонколистового металла.



Дополнительно для устранения попадания шлама на колеса троса устанавливается защитный фартук (брызговик) под задним свесом емкости. Для большей герметизации всей емкости и заднего борта в частности, конструкторы усилили механизм запирания кузова и вместо двух замков поставили четыре.

KEY WORDS: trailer, removal of sludge, spare parts, machinery, cargo transportation.

КОНСТРУКЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- Материал бортов и днища листовая сталь толщиной 5–6 мм марки 09Г2С. Внутренняя поверхность кузова футирована специальным пластиковым материалом OKULEN толщиной 12 мм
- Емкость кузова 15 м куб.
- Кузов оборудован задним бортом имеющим герметичное быстросъемное уплотнение; борт обогревается выхлопными газами ДВС шасси
- В передней части кузова с левой стороны расположена лестница для подъема на верхнюю площадку кузова
- На верхней площадке кузова имеется ограждение. В транспортном положении ограждение укладывается на верхний настил
- Передний борт кузова оснащен защитным козырьком
- На кузове предусмотрены упоры для его фиксации в поднятом положении



НОВЫЕ РЕКОРДЫ БУРЕНИЯ И МНОГОСТВОЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Проектирование и строительство скважин с БОВ (ERD wells) на Юрхаровском НГКМ



Туктаров Дамир Хатипович,
Генеральный директор
ЗАО «Инвестгеосервис»

Гулов Артур Ривалевич,
Руководитель проекта,
ЗАО «Инвестгеосервис»

Глебов Евгений Владимирович,
Заместитель директора
департамента по
технологии Департамента
скважинных технологий
и супервайзинга
ОАО «НОВАТЭК»

Шокарев Иван Валериевич,
Заместитель начальника
управления скважинных
технологий Департамента
скважинных технологий
и супервайзинга
ОАО «НОВАТЭК»

Курасов Александр Владимирович,
заместитель
генерального директора
по бурению,
начальник управления
по бурению
ООО «НОВАТЭК-
ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» СОВМЕСТНО С ЗАО «ИНВЕСТГЕОСЕРВИС» УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛИ СТРОИТЕЛЬСТВО САМЫХ ПРОТЯЖЕННЫХ (ДЛЯ МАТЕРИКОВОЙ ЧАСТИ РФ) СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ (БОВ, ERD WELLS). ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ ЗАБОЙ СКВАЖИН 1-А И 2-А ЮРХАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОСТАВИЛ 8497 И 7274 М, У МНОГСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ 3-А – 7418 И 7438 М СООТВЕТСТВЕННО. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ИНВЕСТГЕОСЕРВИС ОСУЩЕСТВИЛА РАБОТЫ ПО БУРЕНИЮ РЕКОРДНЫХ СКВАЖИН, С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ САМЫХ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕДУЩИХ РОССИЙСКИХ И МИРОВЫХ СЕРВИСНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЛОСЬ ВОПРОСАМ СОХРАНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЧТО НЕМАЛОВАЖНО, УЧИТЫВАЯ БЛИЗОСТЬ РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТА РАБОТ К ШЕЛЬФУ КАРСКОГО МОРЯ. ВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СВЯЗАНО С ПОВЫШЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, СЛОЖНОЙ ЛЕДОВОЙ И ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКОЙ, ОХРАНОЙ МЕСТ ТРАДИЦИОННОГО ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ КОРЕННОГО НАСЕЛЕНИЯ, МЕСТ ОБИТАНИЯ РЕДКИХ И ИСЧЕЗАЮЩИХ ВИДОВ РАСТЕНИЙ И ЖИВОТНЫХ. ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН, МОГУТ УСПЕШНО ПРИМЕНЯТЬСЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗАПАСОВ ЯМАЛЬСКОГО, ТАЗОВСКОГО И ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВОВ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ

LLC "NOVATEK-YURKHAROVNEFTEGAS" 'S FACILITIES TOGETHER WITH JSC "INVESTGEOSERVICE" SUCCESSFULLY COMPLETED THE CONSTRUCTION OF THE LONGEST (FOR THE MAINLAND OF THE RUSSIAN FEDERATION) WELLS WITH A LARGE DEVIATION FROM THE VERTICAL (BOV, ERD WELLS). FINAL BOTTOM HOLE 1-A AND 2-A YURKHAROVSKOYE FIELD ACCOUNTED 8497 AND M. 7274, MULTILATERAL WELLS 3-A – 7418 AND 7438 M. CORRESPONDENTLY. THE GENERAL CONTRACTOR FOR THE WELL CONSTRUCTION INVEST-MAPPING MADE DRILLING RECORD WELLS, WITH THE ASSISTANCE OF THE MOST MODERN TECHNOLOGIES OF LEADING RUSSIAN AND INTERNATIONAL OIL AND GAS SERVICE COMPANIES. SPECIAL ATTENTION WAS PAID TO THE ISSUES OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION, WHICH, CONSIDERING THE PROXIMITY OF THE LOCATION OF THE PLACE OF WORK TO THE SHELF OF THE KARA SEA, IS IMPORTANT. PRODUCTION OPERATIONS MAINTAINING IS ATTRIBUTED TO HIGHER REQUIREMENTS IN THE FIELD OF ECOLOGICAL AND INDUSTRIAL SAFETY, ICE AND PERMAFROST CONDITIONS, PROTECTION OF PLACES OF TRADITIONAL ECONOMIC ACTIVITY OF INDIGENOUS POPULATION, HABITATS OF RARE AND ENDANGERED SPECIES OF PLANTS AND ANIMALS. TECHNOLOGIES USED IN THE CONSTRUCTION OF WELLS, CAN BE SUCCESSFULLY APPLIED FOR THE DEVELOPMENT OF THE NORTH AND ARCTIC FIELDS, INCLUDING RESERVES OF THE YAMAL, TAZ AND GIGANSKOGO PENINSULAS, WHICH ARE STRATEGIC ISSUES FOR THE GAS INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION

Ключевые слова: ИГС, БОВ, Юрхар, НОВАТЭК, Ямал.

О компании «НОВАТЭК»

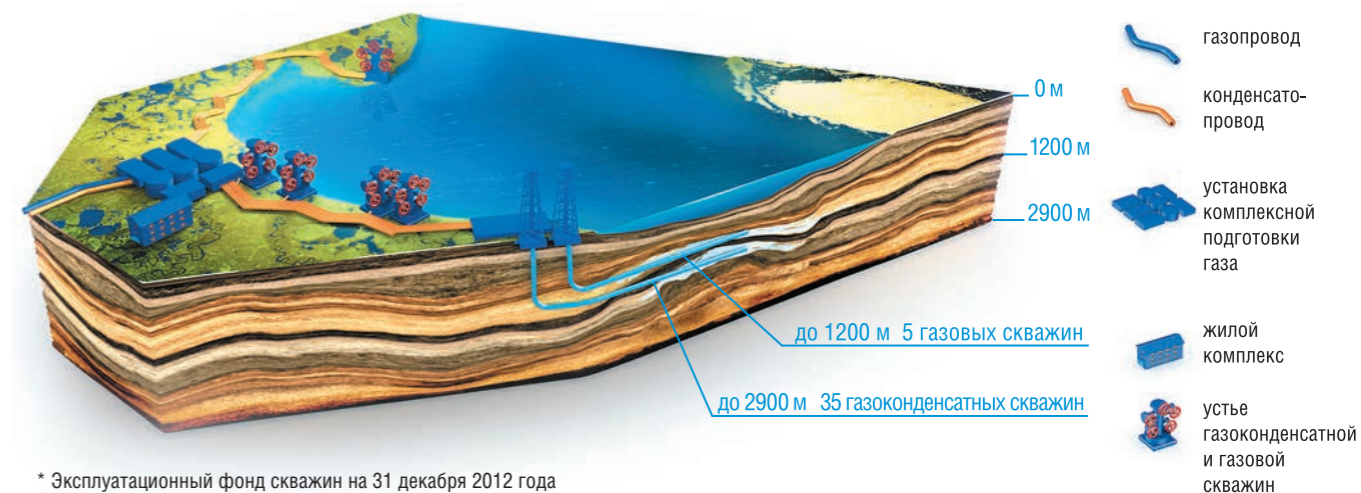
ОАО «НОВАТЭК» – крупнейший [1] независимый и 2-й по объемам добычи производитель природного газа в России. Созданная в

1994 г., компания занимается разведкой, добычей и переработкой газа и жидких углеводородов. Месторождения и лицензионные участки компании расположены в ЯНАО, на долю которого приходится

около 90% добычи природного газа в России и приблизительно 17% мирового объема добычи газа. «НОВАТЭК» стремится непрерывно наращивать ресурсную базу путем проведения геологоразведочных

УДК 622.24

РИС. 1. Условная схема разработки Юрхаровского НГКМ



* Эксплуатационный фонд скважин на 31 декабря 2012 года

работ. Используя современные методы разведки и разработки, компания экономически эффективно осваивает запасы, достигая максимального уровня извлечения углеводородов. По результатам независимой оценки, проведенной компанией DeGolyer & MacNaughton, по состоянию на 31.12.2014 г. доказанные запасы углеводородов компании (включая долю в запасах совместных предприятий) по стандартам SEC составляли 12 578 млн бнэ, в т.ч. 1 747 млрд м³ газа и 135 млн т жидких углеводородов.

О компании «Инвестгеосервис»

Группа компаний «Инвестгеосервис» [2] объединяет специализированные предприятия в области строительства поисково-разведочных, наклонно-направленных эксплуатационных скважин, горизонтальных скважин и скважин с БОВ (ERD), интерпретации геологических и геофизических данных, подсчета запасов углеводородов, построения геологических и гидродинамических моделей месторождений, проектов разработки месторождений, исследования скважин, землеустроительных работ. «Инвестгеосервис» осуществляет функции исполнителя и координатора нефтесервисных услуг на условиях генерального подряда или интегрированного управления проектами. Ключевыми компетенциями группы компаний «Инвестгеосервис» являются: специализация на строительстве технологически сложных разведочных и

эксплуатационных скважин с большими отходами от вертикали (ERD); индивидуальный подход к выбору технологий от ведущих поставщиков технологических услуг для наиболее эффективного решения задач Заказчика; многолетний опыт ведения буровых работ в арктических районах и на автономных проектах. Значительный опыт группы компаний «Инвестгеосервис» в области производства буровых работ и геологических исследований позволяет успешно решать комплексные задачи заказчика.

О месторождении

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (ЮНГКМ) является основным добывающим активом «НОВАТЭК». Его запасы по стандартам SEC на конец 2014 года составляли 363,4 млрд м³ газа и 17,2 млн т жидких углеводородов. Основная часть запасов газа приходится на Валанжинский горизонт. Продуктивные залежи компактно расположены на площади 260 км², что повышает эффективность их разработки и освоения с точки зрения капитальных и операционных расходов (рис. 1). Модель разработки месторождения предусматривает бурение горизонтальных скважин большого диаметра и многозбойных горизонтальных скважин, что позволяет снизить общее количество скважин, необходимых для вовлечения в разработку всех запасов месторождения, и минимизировать капитальные вложения.

Месторождение имеет 1 залежь природного газа, 24 газоконденсатных залежи и 3 нефтегазоконденсатных. Глубина залегающих углеводородов варьируется от 1000 до 4400 м. (с учётом Юрских отложений), при этом Валанжинские залежи характеризуются наличием проницаемого песчаника, является основной областью добычи. Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является вторым по объёму добычи после Ямбургского из всех, эксплуатируемых за Полярным кругом. ЮНГКМ обеспечивает порядка 10% потребления газа на внутреннем рынке. Объём добычи при полной проектной мощности – 37 млрд м³ природного газа в год. В 2008 году на месторождении введена в эксплуатацию установка термического обезвреживания буровых шламов, что позволяет исключить попадание в окружающую среду отходов бурения.

Почему скважины ERD¹?

Геологическое строение месторождения определило систему разработки – так как основные запасы месторождения находятся в шельфе, кустовые площадки располагаются вдоль береговой линии, а скважины уходят далеко под акваторию (рис. 2). После того как были пробурены относительно простые скважины (глубиной до 5000 м) подошел черед строительства

¹ ERD wells – скважины с большим отходом от вертикали (БОВ).

РИС. 2. Схема разбуривания Юрхаровского НГКМ скважинами с БОВ



скважин с большим отходом от вертикали. Строительство скважин с большим отходом от вертикали является наиболее экономическим и экологически эффективным решением.

Скважины с БОВ (в мировой классификации – ERD wells: Extended Reach Drilling) – скважины с большим отходом от вертикали, имеющие соотношение отхода к вертикали более 2:1. Характерными особенностями при строительстве такого типа скважин являются: высокие механические, высокие гидравлические нагрузки; затруднённая очистка ствола скважины от выбуренной породы, сложности с дождением обсадных колонн и хвостовиков, проблемы устойчивости стенок ствола скважины и узкое «окно буримости» по плотности бурового раствора, проблемы с доведением нагрузки при бурении, а также, при заключительных операциях, кроме этого, из-за большой удалённости целей, возникают дополнительные геологические неопределённости в структурах, неоднородных по напластованию и простиранию.

Подготовка к рекордным скважинам началась задолго до начала бурения. Проектирование скважин 1-А и 2-А осуществляла проектная организация ОАО «НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ» [3] с обязательным привлечением компании ЗАО «Инвестгеосервис» как Генерального подрядчика по строительству скважин, и с привлечением «K&M Technology Group» [4] (подразделение «Schlumberger» [5], специализирующегося на бурении скважин с БОВ).

Наряду с другими критериями проектирования скважины, было очевидно, что буровая установка должна быть способна

выполнять все операции, связанные с бурением, СПО, креплением и заканчиванием скважины. Для строительства рекордных скважин ЗАО «ИнвестГеоСервис» использует на Юрхаровском месторождении усовершенствованные буровые установки, характеристики которых, позволяют производить запланированные операции с необходимым запасом прочности.

Рекордные скважины

Бурение эксплуатационных скважин 1-А, 2-А и 3-А с горизонтальным окончанием на продуктивные пласты БУ 8 необходимо для добычи залежей углеводородного сырья из пластов БУ8-0 – БУ8-2 Тангаловской свиты. Секция набора спланирована таким образом, чтобы обеспечить минимальную извилистость и «гладкий» ствол скважины, параметры, которые играют важную роль для окончательного строительства скважины и возможности осуществления СПО бурильных/обсадных труб и забойного оборудования.

Достигнутые показатели являются рекордными не только для региона, но и в целом для материковой части РФ и говорят сами за себя: секция 393,7 мм (15 1/2”) была пробурена до глубины 1610 м по стволу, зенитный угол в секции составил 73,8° при вертикальной глубине 1403,8 м. Крепление ствола скважины 340 мм (9 3/8”) промежуточно-эксплуатационной колонной успешно осуществлено на глубине 1604 метра по стволу.

Секция 311,15 мм (12 1/4”) была пробурена до глубины 5632 м по стволу, зенитный угол составил 74,2°, отход от вертикали – 4359 метров при вертикальной глубине 2494 м. Крепление ствола скважины 245 мм промежуточно-эксплуатационной колонной (9 5/8”) с премиальными резьбовыми соединениями успешно осуществлено на глубине 5626 метров.

Секция 215,9 мм (8 1/2”) пробурена до глубины 6999 м по стволу, зенитный угол в секции составил 76,8°, отход от вертикали в данной секции составил 5678 м при вертикальной глубине 2818 м. Крепление ствола скважины 177,8 мм (7”) потайной цементуемой колонной с премиальными резьбовыми

соединениями осуществлено на глубине 6997 м.

Секция 155,6 мм (6 1/8”) пробурена до глубины 8497 м по стволу, отход ствола скважины от вертикали – 7059 м при вертикальной глубине 2906 м. Крепление ствола скважины 127 мм (5”) фильтр-хвостовиком осуществлено на глубине 8495 м.

Траектория скважины № 2-А спроектирована подобно скважине № 1-А, но с меньшим отходом от вертикали, поэтому в данной статье мы рассмотрим на примере самых больших показателей.

Плановая траектория многозабойной скважины № 3-А представлена ниже. Верхние секции были запроектированы по аналогии со скважинами №№ 1-А и 2-А, но при этом было запланировано бурение двух стволов с забоями 7399 и 7416 м по стволу соответственно с установкой клина-отклонителя на глубине 6100 м по стволу с зенитным углом 77,5 градусов.

Секция 311,15 мм (12 1/4”) пробурена до глубины 5049 м по стволу, зенитный угол в секции составил 71,1°, отход от вертикали – 3825 м при вертикальной глубине 2471 м.

Секция 215,9 мм (8 1/2”) пробурена до глубины 6119 м по стволу, зенитный угол в секции составил 77,6°, отход от вертикали – 4835 м при вертикальной глубине 2807 м. При этом «голова» подвески потайной колонны установлена на глубине 4541 м.

Секция 155,6 мм (6 1/8”) первого ствола пробурена до глубины 7418 м по стволу, отход ствола скважины от вертикали составил 6065 м при вертикальной глубине 2904 м. Отличительной особенностью скважины № 3-А является вырезка технологического «окна» в 178 мм потайной колонне в интервале 6054–6059 м (глубина по вертикали 2794 м, отход в «окне» составил 4777 м). Т.о., осуществлен пропуск клина-отклонителя в комплекте с вырезающей компоновкой фрезив через подвеску потайной колонны и вырезка на рекордной в мировом масштабе глубине. Далее, секция 155,6 мм (6 1/8”) второго ствола была пробурена до глубины 7438 м по стволу, отход ствола скважины от вертикали в данной секции составил 6155 м при вертикальной глубине 2880 м.

Подготовка к строительству, подбор оборудования

Сложность проекта заключалась в узком «окне бурения», бурении в интервале истощенных пластов и нестабильных глин. Но были и другие особенности и сложности: нестандартная, для скважин с большим отходом, конструкция с применением долот малого диаметра 155,6 мм в горизонтальной части, что создавало дополнительные трудности в контроле ЭЦП; недостаток опыта бурения скважин с большим отходом в регионе, создавал риски невыполнения плановой траектории; потенциально высокий уровень извилистости верхней секции, что могло привести к повышенным нагрузкам на инструмент при бурении горизонтальной секции; недостаток структурной и геологической информации по залеганию целевых пластов, высокая вероятность бурения вне геологических целей;

Специалисты «НОВАТЭК», «Инвестгеосервис» и компании «Schlumberger» разработали тесное взаимодействие всех участвующих в бурении сторон, необходимым было признано построение предбуровой геомеханической модели и применение геомеханического сопровождения бурения в реальном времени. На проекте под управлением специалистов «Инвестгеосервис» были применены ключевые технологии наклонно-направленного бурения, растворов и долот и технологий крепления скважины при тесном взаимодействии с инженерами-геомеханиками и геонавигаторами, а также с буровым подрядчиком и компанией-оператором. Приложенные усилия позволили достичь рекордных показателей в ERD бурении континентальной части России.

На первом этапе была проведена техническая оценка возможностей БУ-6500, производившей разбуривание Юрхаровского месторождения с 2008 г. по 2012 г. Анализ показал, что требуется усиление и обновление силовых приводов. В сжатые сроки была произведена замена системы верхнего привода. БУ-6500/450-ЭЧРК-БМ (рис. 3) имеют грузоподъемность 450 т и запас прочности для бурения скважин глубиной до 8000 м.

РИС. 3. Буровая установка БУ-6500/450-ЭЧРК-БМ



В проект строительства этих скважин изначально закладывалось применение двухпорных соединений второго поколения.

На этапе подготовки к бурению была поставлена задача минимизировать гидравлические сопротивления в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением запаса прочности замковых соединений на кручение. Были проанализированы несколько альтернативных компоновок и опыт предыдущих лет [7]. После серии сравнительных расчётов удалось определить оптимальную комбинацию бурильной колонны для каждой секции.

Исходя из этих принципов, было принято решение [8] перейти на типоразмер бурильной трубы 149,23мм в верхней части колонны вместо предусмотренного проектом типоразмера 139,7 мм. При этом выбор СБТ-149,23*9,17 мм с соединением VX-57 по сравнению с СБТ-140 (5 1/2 FH) гарантировал повышение прочности на кручение на 8,5% с одновременным уменьшением наружного диаметра замка на 13 мм и увеличением внутреннего проходного диаметра по замку с 76,2 до 107,95 (более чем на 40%).

Для типоразмера СБТ-127*9,19мм было выбрано соединение VX-50. Для трубы типоразмера 102*8,38 мм требовалось обеспечить увеличенный внутренний проходной диаметр замкового соединения для снижения гидравлического сопротивления при одновременном

поддержании нужного значения момента свинчивания. Соединение VX-39 дало возможность увеличить внутренний диаметр замка на 34% при одновременном увеличении момента свинчивания на 10% и уменьшении наружного диаметра замка до 127 мм.

Для снижения износа наружной поверхности замка и стенок обсадной колонны вследствие длительного вращения колонны в скважине бурильная труба заказывалась и поставлялась с твердосплавной наплавкой на муфтовой части замка.

Нанесённое на бурильные трубы внутреннее пластиковое покрытие обеспечило небольшое снижение гидравлического сопротивления и защитило внутреннюю поверхность труб от коррозии в то время, когда они находились вне скважины.

Для бережной эксплуатации премиальной бурильной трубы с высокомоментными двухпорными соединениями потребовалось переоборудовать покрытие подсвечников буровой установки. Для снижения вероятности повреждения ниппельного торца и продления межремонтных интервалов бурильных труб поверхность подсвечников на буровых установках была обшита деревянными щитами из твердых пород дерева с дополнительными амортизаторами из резины. С начала эксплуатации труб до сегодняшнего дня не было ни одной отбраковки трубы по причине плохого состояния внутреннего упорного торца.

ТАБЛИЦА 1. Сравнение соединений API и VAM Express (VX) для Юрхаровского проекта

	СБТ 149 VX57	СБТ 140 51/2 FH (3-147)
Наружный диаметр замка	177,8 (-6,7%)	190,5
Внутренний диаметр замка	107,95 (+41,6%)	76,2
Прочность на кручение замка, кНМ	128,0 (+8,5%)	118,0
Момент свинчивания новой трубы, кНм	79,7 (+12,9%)	70,6
	VX50	NC50 (3-133)
Наружный диаметр замка	168,25	168,25
Внутренний диаметр замка	95,25 (+7%)	88,9
Прочность на кручение замка, кНМ	114,0 (+89%)	60,3
Момент свинчивания новой трубы, кНм	70,9 (+96%)	36,2
	VX39	NC40 (3-108)
Наружный диаметр замка	127,0 (-9%)	139,7
Внутренний диаметр замка	68,26 (+34%)	50,8
Прочность на кручение замка, кНМ	53,9 (+10%)	49,2
Момент свинчивания новой трубы, кНм	32,4 (+10%)	29,5

Ещё одна задача, успешно решённая специалистами «Инвестгеосервис» заключалась в необходимости установки внутриколонного фильтра при бурении компоновками, включающими в свой состав высокотехнологичное забойное оборудование. Как известно, внутриколонный фильтр ставится в муфтовую часть замка бурильной трубы и фиксируется за счёт посадочного кольца, которое садится в зазор между носиком ниппеля и проточкой муфты на стандартных соединениях (API/ГОСТ). В двухупорных соединениях этот зазор отсутствует, поскольку вместо него там расположен второй упорный торец. В качестве решения этой задачи были изготовлены комплекты защитного переводника верхнего привода и сменного посадочного кольца фильтра, причём носик двухупорного соединения был укорочен на толщину кольца (рис. 8). В итоге одновременно обеспечивалось надёжное крепление фильтра в трубе и сохранялись неизменными высокие моментные характеристики верхнего соединения бурильной колонны.

Шаблонирование бурильных труб с внутренним полимерным покрытием производилось специальным проходным нейлоновым шаблоном для сохранения внутреннего покрытия от повреждений.

Применение компоновок, включающих бурильные трубы

с соединениями VX, позволило снизить суммарных гидравлических потерь в трубах и кольцевом пространстве на величину 20–40%, поддерживать ЭЦП в безопасном коридоре значений за счёт уменьшения диаметра замковых соединений, что в свою очередь минимизировало риски осыпей/обвалов, риски дифференциального прихвата и риски поглощения в высокопроницаемых пластах. Также удалось улучшить качество очистки в верхних интервалах за счет увеличения диаметра бурильных труб с СБТ-140 до СБТ-149, сохранить прочность бурильной колонны по телу трубы, несмотря на уменьшение толщины стенки; в резьбе двухупорного замкового соединения второго поколения нагрузки распределены более равномерно по длине резьбового соединения, поэтому уменьшилась вероятность слома ниппеля при возникновении нестандартных ситуаций; улучшилось качество очистки в средних и нижних интервалах за счет снижения ЭЦП и увеличения объёма прокачиваемого раствора ввиду уменьшенного диаметра замков. Также стал выше момент свинчивания, что даёт дополнительный запас при бурении скважины с высокими значениями крутящего момента на верхнем приводе; минимизировался крутящий момент, снизились затраты непроизводительного времени и стоимости проекта за счёт уменьшения количества

проработок, дополнительных промывок и отсутствия прихватов, а соответственно и затрат на их ликвидацию.

Опыт инженерной группы компании «Инвестгеосервис», грамотное планирование процесса бурения и правильный выбор инструментов и оборудования для бурения и крепления позволили успешно реализовать проекты бурения трёх ERD скважин на Юрхаровском месторождении.

Геомеханическое сопровождение

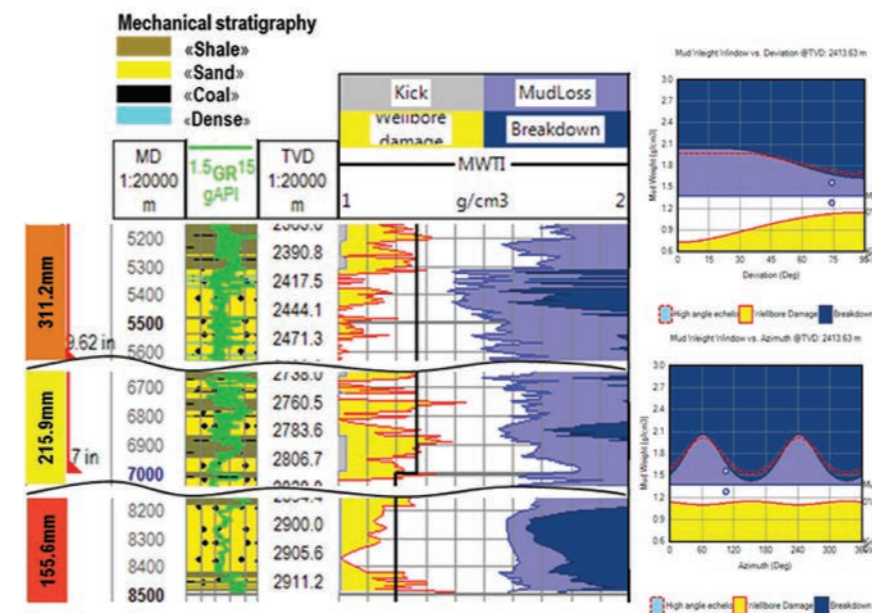
Устойчивость ствола скважин с большим отходом представляла серьезную проблему при бурении. В условиях Юрхаровского месторождения дополнительно существуют специфические проблемы, связанные с устойчивостью ствола.

На рис. 4 показан совмещённый график градиентов давлений на основании предбурового геомеханического моделирования одной из планируемых скважин.

На этом графике видно как изменяются градиенты давлений с глубиной. Также видно, как в одной из точек изменяются градиенты гидроразрыва и обрушения стенок скважины, в зависимости от значений азимутального и зенитного углов. Наибольшее влияние имеет изменение зенитного угла, где при нулевом градусе безопасное окно между градиентами обрушения стенок скважины и гидроразрыва максимально, но с увеличением зенитного угла до девяноста градусов происходит смыкание этих границ до практически полного исчезновения безопасной области. Этим объясняется значительно более высокая аварийность при бурении горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными. Также присутствует влияние азимутального угла положения траектории в пространстве на величину безопасного окна между градиентами гидроразрыва и обрушения пород.

Одним из ключевых решений стало использование геомеханики перед бурением и в реальном времени. Геомеханическая модель на этапе планирования позволила определить «трудные» интервалы и безопасные границы

РИС. 4. Предбуровой расчёт устойчивости одной из соседних скважин



эквивалентной циркуляционной плотности, на основании которых осуществлялся выбор решений и технологий. Для получения более точных значений безопасных границ эквивалентной циркуляционной плотности геомеханическая модель обновлялась в реальном времени на основании каротажей осуществляемых приборами геофизических исследований (ГИС) в КНБК во время бурения. На основании данных замера эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) датчика забойного давления выбирались режимы бурения, обеспечивающие соблюдение установленных безопасных лимитов. Для обеспечения безаварийности проводки интервала была подобрана рецептура бурового раствора, обеспечивающая приемлемые значения ЭЦП и низкие коэффициенты трения. На основании полученных результатов моделирования подбирались режимы бурения и промывок, скорость СПО и прямых/обратных промывок, а также скорости спуска обсадных колонн и хвостовиков.

В целях безаварийного бурения на этапе предбурового моделирования были получены модели механических свойств (ММС) и произведен расчет устойчивости стенок скважины (РУСС) для трех планируемых скважин.

Основной целью расчета устойчивого состояния ствола скважины для плановой траектории

является определение границ эквивалентной плотности бурового раствора, знание которых позволяет избежать проблем с устойчивостью ствола скважины. В ходе этого исследования производится расчёт градиента разрыва пород, градиента обрушения, расчёт и калибровка упругих свойств пород в околоскважинном пространстве и расчёт устойчивости стенок скважин для определения безопасного окна удельного веса бурового раствора, определения рисков, связанных с нестабильностью ствола скважины.

Имеющиеся данные каротажа позволили провести детальный расчет устойчивости стенок скважины. Приборы каротажа, используемые в КНБК, позволили провести дальнейшую проверку построенной модели. Проверка проводилась на основе сопоставления результатов расчета с записью кавернометрии (и сравнение до и после СПО). Также в ходе бурения был осуществлен расширенный тест на разрыв приращающей зоны скважины (extended leak-off test – ELOT), позволивший откалибровать модель устойчивости.

Для выполнения поставленных целей были решены следующие задачи: аудит исходных данных; расчет и калибровка механических свойств и прочности пород для опорных скважин, напряжений опорных скважин и расчет устойчивости их ствола; перенос упруго-прочностных свойств на траектории планируемых скважин.

В силу достаточно узкого безопасного окна эквивалентной циркуляционной плотности и наличия высоких рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины, была выявлена необходимость обновления расчёта геомеханической модели в реальном времени и контроля за обеспечением рабочих параметров бурения в рамках рассчитанных границ. На основании предбуровых расчётов устойчивости стенок стволов скважин были определены пределы безопасного окна бурения и выбран комплекс инженерных технологий, необходимых для этого расчёта, для чего в состав забойного комплекса ГИС КНБК были включены прибор акустического широкополосного каротажа (АКШ) и прибор плотностного (ГТК-п) и нейтронного (НК) каротажей. По данным АКШ, ГТК-П и НК, поступающих на поверхность в режиме реального времени, рассчитывались упругие и прочностные свойства разбухаемых пород, на основании которых производился непрерывный расчёт устойчивости стенок скважины в режиме реального времени.

В процессе бурения командой геомехаников производился мониторинг и контроль основных параметров.

В результате получения информации в режиме реального времени удалось осуществить максимальный контроль за состоянием ствола скважины и обеспечить максимально эффективный выбор режимов и других операций при бурении. Также удалось отказаться от ряда запланированных ранее СПО при сохранении высокого качества ствола и повысить механическую скорость проходки на 30% по сравнению с плановыми скоростями бурения.

Уникальный набор технологий при строительстве скважин

Еще на стадии планирования особое внимание было уделено выбору правильной технологии бурения (рис. 5).

• КНБК

Предлагаемые сегодня роторные управляемые системы (РУС) являются оптимальным вариантом для бурения скважин БОВ, т.к.

РИСУНОК 5. Разработанная по назначению система бурения



они обеспечивают направленное бурение при непрерывном вращении бурильной колонны, т.е. создают условия для эффективного выноса шлама, что позволяет минимизировать риски прихвата КНБК.

РУС позволяет управлять отклонением ствола в трехмерном пространстве во время вращения бурильной колонны. Для изменения направления бурения в этом уникальном инструменте служат приводимые в действие буровым раствором упоры, которые во время вращения бурильной колонны отталкиваются от разбуриваемой породы. Технологически инструмент может использоваться самостоятельно, или в компоновке с инструментами телеметрии и каротажа непосредственно во время бурения (MWD/LWD), обеспечивающими связь с поверхностью в реальном времени. Система состоит из двух главных узлов: отклонителя и управления.

Узел отклонителя размещен над долотом и представляет собой прочную механическую конструкцию, включающую три упора, активируемых буровым раствором, и систему их гидравлического управления.

Узел управления сочленен с узлом отклонителя и предназначен для управления системой, выполняющих отклонение долота.

Во время бурения настройки инструмента можно изменять посредством изменения подачи раствора, как правило, в пределах 20% от заданной величины. Такая возможность обеспечивает продолжение бурения при наличии канала связи с прибором.

При бурении рассматриваемых скважин роторно-управляемые системы использовались для бурения следующих секций: 311.1 мм под 244.5 мм эксплуатационную колонну, 215.9 мм под 177.8 мм потайную колонну и 155.6 мм под 127 мм хвостовики.

Для достижения наилучших показателей эффективности бурения, контроля режимов бурения в реальном времени и получения данных для проводки скважины были использованы ключевые технологии наклонно-направленного бурения и измерений в процессе бурения (Рис. 14), включая широкополосный акустический каротаж, высокоскоростную телеметрию, многофункциональные приборы каротажа нейтронной пористости, плотности, имиджей сопротивлений в сочетании с роторными управляемыми системами и долотами PDC. Применены несколько новых технологий измерений и каротажа в процессе бурения, среди которых новое поколение приборов

телеметрии и приборы каротажа пластовых давлений были использованы впервые на проектах материковой части России.

Среди основных преимуществ улучшенная динамика работы бурильной колонны; повышенная скорость проходки; уменьшение рисков возникновения прихватов бурильной колонны; улучшенное качество и очистка ствола, а также экономия времени.

• Раствор

Раствор на углеводородной основе (РУО) давно и успешно используется на Юрхаровском НГКМ, строительство рассматриваемых скважин не стало исключением. РУО вытеснил традиционные для данного региона системы буровых растворов за счет того, что он обеспечивает высокую стабильность ствола, качественное первичное вскрытие, предотвращение дифференциальных прихватов, снижение коэффициента трения и повышение надежности работы элементов КНБК.

При этом в строительстве рассматриваемых скважин применялась новая система РУО, обеспечившая превосходные характеристики бурения.

Так как классический раствор на углеводородной основе обладает

реологическими характеристиками, которые принимают широкий диапазон значений при различных температурах, то, следовательно, эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) также будет обладать более широким диапазоном значений. Поэтому в рецептуре системы бурового раствора были применены новые химические реагенты, которые позволили добиться более плоского профиля реологических характеристик бурового раствора. Раствор, обладающий такими характеристиками, позволил производить строительство скважины в сложных горно-геологических условиях. Основными изменениями в рецептуре является использование разработанного пакета эмульгаторов и нового модификатора реологии, обеспечивающих инертность роста реологии с понижением температуры.

Основным осложнением при строительстве скважины в интервале эксплуатационной и потайной колонн является нестабильность ствола скважины в интервале Покурской свиты и кровли продуктивных пластов группы БУ, а также риск поглощения бурового раствора. Перед проведением работ была построена модель промывки скважины с помощью гидравлических расчетов в специальном программном пакете (графики №1–3, расчеты указаны для секции под эксплуатационную колонну, аналогичные расчеты производились для каждой секции), под максимально допустимое значение ЭЦП подбирались оптимальные реологические параметры раствора и режимы бурения, из графиков видно, что расчетное ЭЦП не выше предельно допустимого (предельно допустимое ЭЦП – 1,45 г/см³).

При обновлении геомеханической модели в режиме реального времени производилось уточнение данных пределов градиента давления бурового раствора в скважине, при котором будет сохранена стабильность, как со стороны обрушений, так и со стороны гидроразрыва пласта. А также, не будет происходить проявления пластового флюида в скважину. С точки зрения устойчивости ствола скважины плановые азимуты бурения не являлись самыми безопасными. Поэтому для обеспечения

безаварийности проводки скважин требовались дополнительные решения, обеспечивающие приемлемые значения эквивалентной циркуляционной плотности при бурении.

В случае признаков нестабильности ствола скважины производились дополнительные промывки с прокачкой кольматирующих пачек, а также ограничения мех. скорости проходки и скорости движения бурильной колонны при промывках. Выполнение данных мероприятий удалось безаварийно провести скважины в данной секции.

Добиться снижения отфильтровывания и снизить риск поглощения позволили технологические операции по прокачке кольматационных пачек.

При бурении скважин на Юрхаровском НГКМ наиболее значимыми как по частоте, так и по объемам потерь являются поглощения при промывке перед цементированием либо при цементировании обсадной колонны. Эти поглощения имеют ряд особенностей по сравнению с условиями процесса бурения. Малый кольцевой зазор существенно увеличивает эквивалентную циркуляционную плотность и, таким образом, увеличивается вероятность гидроразрыва пласта. При спущенной обсадной колонне мероприятия по ликвидации поглощений бурового раствора затруднены. Между тем, поглощения влекут не только потери бурового раствора, но и снижают вероятность успешного цементирования обсадной колонны.

Одной из превентивных мер по снижению вероятности потери циркуляции при креплении — применение технологии Integrated Borehole Strengthening Solution (i-BOSS). Технология предполагает подбор специализированных кольматантов и их концентраций на основе значений коэффициента Пуассона и модуля Юнга. При превышении напряжений в горных породах над значением упругой деформации возникают трещины микроргидроразрывов породы. При правильно подобранном кольматирующем составе, тот заполняет собой трещины и не дает им сомкнуться при снятии напряжений. Напряженное состояние горных пород в таком случае выше, чем было до

появления трещин. Как следствие, давление гидроразрыва пород становится выше.

Перед спуском обсадной колонны в открытом стволе производилась установка кольматирующей пачки i-BOSS, также были подобраны оптимальные рецептуры тампонажных смесей, в результате чего добились отсутствия поглощений во время цементирования.

В интервале бурения под потайную колонну и под хвостовик была успешно использована специальная смазывающая добавка для растворов на углеводородной основе, что позволило значительно снизить коэффициент трения. Это подтверждается снижением крутящего момента, улучшением равномерности вращения БК, снижением уровня вибраций, увеличением МСП и улучшением дохождения нагрузки на породоразрушающий инструмент.

• Очистка ствола скважины

Очистка ствола скважины во время бурения секции под хвостовик являлась серьезной задачей в связи со значительным снижением расходов промывочной жидкости, в свою очередь используемых для обеспечения безопасных диапазонов ЭЦП. Для интервала открытого ствола соотношение диаметров инструмента к диаметру ствола, точнее их площади сечения (PHAR), составляло значение 2.34 и для верхних обсаженных интервалов выше потайной колонны 178 мм составляло диапазон от 2.18 до 4.7, расход бурового раствора на протяжении всей секции 155.6 мм составлял 600 л/мин (160 гал/мин) при этом скорости восходящего потока промывочной жидкости составляли значения от 20.2 до 57 м/мин.

Реализация вышеуказанных мероприятий и технологических решений, нацеленных на минимизацию возможных рисков при строительстве скважин, позволили безаварийно произвести строительство и добиться сокращения времени.

• Крепление обсадными колоннами

Для облегчения спуска эксплуатационной колонны на глубину 5626 м на стадии планирования был предложен

комплекс технологических решений: спуск колонны с вращением и циркуляцией – специальное устройство, позволяет не только свинчивать трубы, но и обеспечивает вращение (одновременно с промывкой) при осложненном спуске; автоматизированные штропа и элеватор; композитные специальные центраторы обсадной колонны, позволяющие значительно снизить трение при спуске (до 0.15–0.20); беспроводная система измерения крутящего момента и углов поворота TestORK™; для обеспечения спуска тяжелой 244.5 мм обсадной колонны с вращением были запланированы трубы с премиальными резьбовыми соединениями.

Устройство для спуска обсадной колонны с вращением представляет собой гидравлически активируемый прибор. В процессе работ он устанавливается в обсадную трубу и пакеруется, образуется герметичное соединение, позволяющее скручивать обсадные трубы, тянуть и толкать (раскачивать) колонну, вращать колонну, производить промывку, а также, при необходимости, комбинировать вышеперечисленные действия.

Специальный композитный центратор имеет сниженный коэффициент трения при контакте со стенками скважины, что позволяет значительно увеличить вероятность успешного спуска обсадной колонны до проектного забоя скважины с БОВ [10]. Центратор изготовлен из прочного материала, обеспечивающего хорошую централизацию обсадной колонны для качественных цементных работ. Эллипсоидная форма позволяет без осложнений проходить интервалы сужения ствола и скопления шлама.

В скважину № 1-А было спущено 378 центраторов, в скв. № 3-А– 342 центратора.

Тщательная подготовка ствола скважины и применение этих технологий позволили успешно спустить 244.5 мм обсадную колонну. При этом спуск колонны не потребовал вращения обсадной колонны, а запас веса на крюке составлял более 100 т.

При строительстве скважин с БОВ использовались тампонажные растворы, специально разработанные для Юрхаровского НГКМ, имеющие в своем

составе специальные добавки для борьбы с миграцией газа – газоблокаторы и предотвращения поглощений цементного раствора – кольматанты.

Специальные рецептуры буферных жидкостей обеспечили эффективный вымыв раствора на углеводородной основе.

Цементирование эксплуатационных колонн скважин с БОВ было выполнено в одну ступень с поднятием цементного раствора до устья. При подготовке дизайна по центрированию колонн удалось добиться показателей коэффициента эксцентриситета более 80–85 % в наиболее важных интервалах (продуктивный пласт, проблемные зоны, интервалы интенсивного набора параметров кривизны) и не менее 70 % в интервале открытого ствола скважины. Отсутствие межколонных углеводородных и водных проявлений говорит о том, что цементный камень в заколонном пространстве равномерно распределился и достиг лабораторных значений прочности на сжатие.

• Специализированная оснастка для потайной колонны и спуска хвостовика

Для прохождения интервала нестабильных глин при спуске потайной колонны использовался прорабатывающий башмак со специальным гидравлическим приводом вращения. Для спуска хвостовика на скважине № 1-А успешно применён скважинный вертлюг.

• Геонавигация в целевом горизонте

Строительство таких скважин осложняется наличием множества геологических неопределённостей, вызванных отсутствием достаточной информации о структурном и литологическом строении. Залежи представлены разобценными пластами песчаных пород-коллекторов, разделенными массивными глинистыми перемычками.

В сложных условиях простой геометрический подход к бурению скважин недостаточен, необходимо применение комплексного подхода к процессу проводки скважин, предусматривающего использование полного спектра методов геонавигации.

Для оптимального размещения горизонтального ствола скважин с большим отходом на Юрхаровском месторождении был использован комплекс каротажа во время бурения (гамма каротаж, сопротивление, плотность и нейтронная пористость), позволяющий в режиме реального времени выполнять надежную оценку фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрываемого разреза. Таким образом, удалось добиться оптимизации затрат посредством исключения необходимости повторного проведения геофизических исследований в открытом стволе после бурения, что также снизило риски осложнений связанных со стабильностью пород ствола скважины при перезаписи. Оценка структурного залегания во время бурения производилась на основе интерпретации азимутальных измерений (имиджи плотности).

Целевой продуктивный горизонт, связан с отложениями Валанжинского НГК Тангаловской свиты. Свита состоит из чередования слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Для задачи многопластового пересечения продуктивных интервалов горизонтальной секции, выработана оптимальная стратегия проводки ствола скважины, которая заключалась в более резком прохождении глинистых перемычек и зон глинизации между продуктивными интервалами и последующее выполаживание в интервалах наилучших коллекторских свойств. Помимо геологических задач данная стратегия оптимизировала профиль скважины для снижения рисков связанных со стабильностью глинистых пород, которые могли привести к технологическим осложнениям.

На основе данных ГИС, поступающих в режиме реального времени (ГК, УЭС, нейтронно-плотностной каротаж), производилась непрерывная корреляция разреза с пробуренными скважинами и определение положения ствола скважины относительно стратиграфических маркеров. По данным интерпретации плотностного имиджа определены локальные углы залегания пластов, позволяя уточнять структурную модель. Эти исследования доказали свою эффективность в условиях

строения месторождения, в особенности при пересечении глинистых перемычек между продуктивными интервалами, контраст плотности позволял оценивать углы залегания структуры с высокой достоверностью. Информация о структурном залегании позволяла производить расчёты стратиграфических толщин вскрываемых пластов и прогнозировать их изменение в азимуте бурения. Данный набор информации в процессе бурения позволял вносить своевременные изменения в проектную траекторию скважины, что позволило оптимизировать профиль, как для выполнения геологических задач, так и для снижения технологических рисков.

Корректировки проектной траектории горизонтальной секции скважины вызваны значительными изменениями вертикальной мощности пластов (от 2,5 до 12 м), структурными особенностями в азимуте бурения (вариации +/- 2.5 град.), латеральной невыдержанностью коллекторских свойств.

В процессе геонавигации выявлена существенная структурная и локальная изменчивость в азимуте бурения. Однако используемый комплекс данных ГИС поступающих в реальном времени для целей геонавигации скважины позволил снизить влияние встреченных неопределённостей на выполнение геологических целей. На основе интерпретации азимутальных измерений внесены своевременные корректировки в траекторию для оптимального расположения ствола скважины в интервале наилучших ФЕС коллектора, выделяемых в процессе бурения.

Благодаря выработанному комплексному подходу к геонавигации, эффективная длина ствола, проложенная в пределах продуктивных коллекторов, была увеличена в сравнении с плановой. Анализ азимутальных данных (имиджей) во время бурения существенно снизил структурную неопределённость и позволил снизить проходку в глинистых интервалах в среднем на 14%, а также максимально увеличить проходку непосредственно в интервале наилучших ФЕС коллектора.

В процессе строительства рассматриваемых скважин Юрхаровского месторождения впервые на континентальной части России был применен передовой комплекс Акустического Каротажа в процессе бурения. Прежде чем приступить к реализации проекта петрофизиками группы интерпретации ГИС была проведена подготовка и планирование на основании данных, предоставленных Заказчиком по соседним скважинам.

Предоставленные данные позволили оптимально подобрать параметры для комплекса Акустического Каротажа для получения достоверных данных, как в реальном времени, так и из памяти прибора.

Комплекс акустического каротажа в процессе бурения совместно со стандартным комплексом в процессе бурения позволил решить геомеханические задачи такие как: расчёт механических свойств горных пород и обновление модели стабильности ствола скважины в режиме реального времени.

На основании данных ГИС, полученных из памяти приборов, а также данных, предоставленных заказчиком была произведена количественная интерпретация.

По данным каротажа в процессе бурения была построена петрофизическая модель через реализацию системного подхода, позволяющего произвести одновременное решение системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений. Данными уравнениями являются показания соответствующих геофизических методов, обусловленные объёмным содержанием компонент модели (минералов, флюидов) и их петрофизическими свойствами (параметрами).

На основании объёмной петрофизической модели были рассчитаны основные фильтрационно-емкостные свойства, а также уточнена литология разреза и определен характер насыщения в коллекторах.

Петрофизическая интерпретация позволила оценить эффективную длину ствола, проложенного в пределах продуктивных коллекторов и показала успешность комплексного подхода Геонавигации.

Рекордная многоствольная скважина

Многоствольное бурение и заканчивание является хорошо известным способом увеличения нефтегазоотдачи, который широко используется в настоящее время. Ствол скважины с боковыми стволами снижает общие затраты, увеличивает производительность и улучшает дренирование пласта-коллектора. Популярность такого подхода растёт год от года. Но строительство скважин со сложными профилями является очень сложной задачей с большой долей риска. Однако последние достижения и развитие систем все более убеждают добывающие компании в том, что преимущества перевешивают недостатки. При бурении скважин с большими отходами такой подход становится еще более выгодным, однако растут и риски, с которыми такие работы обычно связаны.

Скважина №3-А Юрхаровского месторождения планировалась [11] как двуствольная скважина 3-го уровня заканчивания TAML.

Определение уровня многоствольного заканчивания TAML является ключевым критерием при планировании строительства многоствольной скважины. Уровень многоствольного заканчивания TAML определяется исходя из будущих целей и планов компании–оператора касательно многоствольной скважины. В ходе совместного совещания, был определен уровень заканчивания TAML 3 (механическая изоляция стыка двух стволов) для скважины 3-А Юрхаровского месторождения.

Согласно планируемой траектории, боковой ствол имеет длину 1336 м. С целью снижения возможных рисков в процессе спуска хвостовика и последующей установки системы многоствольного заканчивания, было решено использовать двухсекционный дизайн хвостовика бокового ствола. Первая и самая длинная секция хвостовика должна спускаться отдельно от системы многоствольного заканчивания, на установочном инструменте, позволяющим производить, в случае необходимости, вращение компоновки в процессе спуска. Данная секция хвостовика должна быть спущена на 12 м ниже вырезанного в колонне окна и

состоять из скважинных фильтров и глухих труб хвостовика.

Вторая секция хвостовика, представляет собой систему многоствольного заканчивания TAML 3, с секцией короткого хвостовика, для стыковки с первой секцией хвостовика бокового ствола. Успешное и безукоризненное выполнение работы по зарезке бокового ствола является ключевым фактором, который предопределяет общий успех проекта по строительству двуствольной скважины с большим отходом. Были проведены всесторонние исследования и анализ.

Анализ процесса вырезки окна и зарезки бокового ствола были проведены для того, чтобы понимать, как вырезка полноразмерного окна в колонне 178 мм может быть осуществлена при высоких зенитных углах при большом отходе от вертикали – более 6000 м. При этом, необходимо ещё раз подчеркнуть, что вырезка технологического «окна» в 178 мм потайной колонне («голова» подвески потайной колонны установлена на глубине

4541 м, интервал вырезки «окна» 6054–6059 м). Т.о., осуществлен пропуск клина-отклонителя в комплексе с вырезающей компоновкой фрезов через подвеску потайной колонны и вырезка на рекордной в мировом масштабе глубине. Из-за этих же особенностей конструкции необходимо было подбирать клин-отклонителя с гидравлической активацией якоря и пакера, а также отстыковки, так как для механических якорей необходимо доведение нагрузки для активации, что на глубине 6054 м (при отходе от вертикали почти 5 км) с бурильным инструментом 101.6 мм по расчётам не возможно.

Другим жестким требованием было обеспечение низких показателей пространственной интенсивности в интервале вырезки окна и отхода для установки системы заканчивания уровня TAML 3 с гарантией сохранения герметичности её сочленений. Моделирование также помогло удостовериться в том, пространственная интенсивность в интервале окна не оказывает негативного воздействия на последующие бурильные компоновки и компоновки заканчивания.

Понимание поведения КНБК, используемых при бурении бокового ствола, в частности их динамики, было ещё одним важным вопросом.

Предложенная система могла быть сконфигурирована для применения в любых условиях эксплуатации с целью обеспечения возможности быстрого выполнения работ по вырезке окна высокого качества и зарезке бокового ствола. Такая система зарезки позволяет выполнять поставленные задачи в стальных обсадных колоннах. Фрезеры класса Премиум обеспечивают высокое качество работ по зарезке во всех существующих типах обсадных колонн, включая колонны, изготавливаемые из марок стали высоких групп прочности и хромированные колонны, в любых породах – до очень твердых –

с пределом прочности при неограниченном сжатии до 275 Мпа.

Опыт, полученный ранее при проведении подобных работ в колоннах большого диаметра совместно с проведенным техническим анализом и моделированием, помогли спроектировать систему по зарезке бокового ствола и прийти к решению, что успешное выполнение работ осуществимо на глубине по стволу более 6000 м с достижением всех поставленных целей за одну спуско-подъемную операцию. Программное обеспечение для моделирования вырезки окна помогло убедиться в том, что полноразмерное окно может быть вырезано при 77° зенитном угле на глубине 6055–6059 м (19865 – 19880 фут) с забуркой 5 м шурфа; что пространственная интенсивность в интервале зарезки не будет оказывать влияния на последующие бурильные колонны и колонны заканчивания. Низкие значения пространственной интенсивности в интервале выхода из колонны удовлетворяли жестким требованиям используемой системы заканчивания уровня TAML 3, обеспечивая условия для сохранения герметичности её узлов.

Для снижения рисков в процессе установки системы TAML 3, в производственных условиях Нового Уренгоя, был произведен тест на совместимость системы многоствольного заканчивания скважин с системой вырезки окна. После предоставления заказчиком трубы обсадной колонны, был создан макет технологического окна. Размеры окна были взяты из отчета по моделированию процесса вырезки. Для дополнительной проверки правильности формы окна, было произведено сравнение веса вырезанного металла макета окна, с весом, получившимся в результате произведенных расчетов. Результат – полное совпадение расчетного и фактического весов. Тест на совместимость показал, что система вырезки окна «Trackmaster Plus» полностью совместима с системой многоствольного заканчивания «Rapid Tieback».

Важно отметить, что системы заканчивания TAML 3, в данный момент, используемые в отрасли, устанавливаются посредством подвешивания «бокового модуля» на низ технологического окна. Система заканчивания

используемая на скважине №3-А имеет в своей конструкции расширяемую подвеску «бокового модуля», тем самым не зависит от формы низа окна. Расширяемая подвеска хвостовика имеет максимально возможный проходной диаметр среди существующих на рынке систем многоствольного заканчивания TAML 3, а счет отсутствия гидравлических цилиндров на устанавливаемом в скважине оборудовании.

Расширяемая подвеска «бокового модуля» устанавливается в верхней части компоновки системы многоствольного заканчивания, которая подвешивает «боковой модуль» в обсадной колонне, после определения правильной ориентации «бокового модуля» относительно окна. Для определения положения «бокового модуля» относительно технологического окна, на скважине № 3-А использовался гидравлически-активируемый крюк, который позволяет определить корректную ориентацию с помощью разгрузки низ окна. Для скважин с большим отходом от вертикали, планируемая форма окна, зачастую, отличается от фактически полученной формы после вырезки окна, характеризующейся значительным увеличением длины окна. Применение расширяемой подвески хвостовика и гидравлически-активируемого крюка позволяет не привязываться в процессе установки системы к форме низа окна.

Для работы на скважинах с большим отходом от вертикали, была разработана и успешно применена на скважине № 3-А система многоствольного заканчивания с техническим решением, учитывающими специфику установки систем TAML 3 и тем самым сочетающую в себе гидравлически-активируемый крюк и расширяемую подвеску хвостовика.

Выводы

Проведенная оценка инженерных, организационных решений, а также достигнутых результатов доказывает актуальность интегрированного подхода, создания системы бурения, а также тесного взаимодействия между

всеми участниками строительства скважины. В совокупности данные факторы являются ключевыми для успешного воплощения технически сложных проектов, таких как скважины с большим отходом от вертикали мирового уровня, успешно пробуренные на Юрхаровском месторождении в Ямальском регионе.

Разработанные по назначению технологии и их комбинации в систему бурения являются экономически обоснованным решением для разработки месторождений с учетом, как региональных особенностей, так и существующих традиционных технологических ограничений.

Успешное бурение трёх скважин со сверхдлинным отходом на Юрхаровском месторождении явилось результатом грамотных решений, принятых на основании накопленного опыта инженерами и специалистами ОАО «НОВАТЭК», ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» и ЗАО «Инвестгеосервис» в сочетании с использованием передового оборудования и инструментов для бурения. Комплекс этих факторов позволит так же успешно реализовывать дальнейшие более сложные проекты, минимизируя эксплуатационные риски, снижая

затраты непроизводительного времени и повышая безопасность проводимых работ.

Ценный опыт полученный при строительстве скважин с большим отходом от вертикали на Валанжинские отложения Юрхаровского месторождения доказал компетентность и способность вовлеченных в кампанию специалистов перейти к планированию и бурению новых скважин с БОВ на геологические цели вышележащих Сенноманских отложений на Юрхаровском месторождении.

Использование технологий скважин с большим отходом от вертикали будет одной из важнейших и привлекательных характеристик большого количества проектов в Ямальском регионе в силу возможности разработки многих морских шельфовых месторождений с суши. ●

Авторы статьи выражают благодарность ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», ОАО «НОВАТЭК» за помощь в подготовке публикации, а также персоналу компаний, работающих на месторождении, за вклад в проведение безопасных и успешных работ по строительству выдающихся скважин.

Источники информации

1. Официальный сайт ОАО «НОВАТЭК» <http://novatek.ru/>
2. Официальный сайт ЗАО «Инвестгеосервис» <http://ingeos.ru/>
3. Официальный сайт ОАО НПО «БТ-ВНИИБТ» <http://www.vniibt.ru/>
4. Официальный сайт «K&M Technology Group» <http://www.kmtechnology.com/>
5. Официальный сайт компании «Schlumberger» <http://www.slb.com/>
6. Туктаров Д.Х., Корчагин П.Н., Охотников А.Б. ООО «Смит Продакшн Технологджи». Пути оптимизации гидравлики бурения глубоких скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011 – №1.
7. Шокарев И.В., Гулов А.Р., Власов Е.Н., Сулейманов Р.Н. ООО «Интегра-Бурение»; Вялов В.В. ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»; Глебов Е.В. ОАО «НОВАТЭК» – Строительство рекордной многоствольной скважины с большим отходом от вертикали в акватории Тазовской губы. // Нефть.Газ.Новации. – 2011 г. – №12.
8. Вахрушев А.В. «Vallourec»; Жлудов А.В., Гулов А.Р., Чуцков С.П. ЗАО «Инвестгеосервис». Опыт применения высокомоментных резьбовых соединений бурильных труб VAM Express группой компаний «Инвестгеосервис» // доклад на международной научно-практической конференции «Строительство и ремонт скважин 2015», «Черноморские нефтегазовые конференции», Анапа, 21 по 26 сентября.
9. Глебов Е.В., Шокарев И.В. и др. ОАО «НОВАТЭК»; Гулов А.Р., Жлудов А.В. ЗАО «Инвестгеосервис»; Четвериков Д.М., Дымов С.Ю., Яковлев А.В., Доброхлеб П.Ю., Петраков Ю.А., Гайнуллин М.А. и др. «Schlumberger». Строительство рекордных скважин с большим отходом от вертикали в Ямальском регионе // статья SPE-171328 представлена на 2014 SPE Russia Oil & Gas Conference & Exhibition, РФ, Москва, 14–16 октября 2014.
10. Глебов Е.В. ОАО «НОВАТЭК»; Шокарев И.В. ООО «Интегра-Бурение»; Жлудов А.В. ООО «НЭУ»; Чимереберев О. Нквоча «Georgio Technology Limited»; Давид Кай «Terce Oilfield». Технологии снижения коэффициента трения для спуска обсадной колонны в сложных скважинах с большим отходом от вертикали в Арктическом регионе России // статья SPE-149720 представлена на 2011 SPE Russia Oil & Gas Conference & Exhibition, РФ, Москва, 17–18 октября 2011.
11. Глебов Е.В., Шокарев И.В. ОАО «НОВАТЭК»; Гулов А.Р., Жлудов А.В. ЗАО «Инвестгеосервис»; Дымов С.Ю., Доброхлеб П.Ю., Крецун В., Задворнов Д.А., Кондарев В., Федотов А. «Schlumberger». Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в рамках кампании по строительству скважин с большим отходом от вертикали на Юрхаровском месторождении // статья SPE-176507 представлена на 2015 SPE Russian Petroleum Technology Conference, РФ, Москва, 26–28 октября 2015.

KEY WORDS: IGS, ERD, Yurkhar, NOVATEK, Yamal.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ при управлении ремонтно-строительными предприятиями

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА СЛОЖНАЯ ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВА (ОСП), ДЛЯ КОТОРОЙ ХАРАКТЕРНА СВОЕОБРАЗНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ИНЖИНИРИНГА: ВНЕШНЕЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ, В ПРОЦЕССЕ КОТОРОГО РЕШАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИОНАЛЬНО-СТРУКТУРНЫЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ СИСТЕМЫ В ЦЕЛОМ, ЕЕ ОСНОВНЫХ ЦЕЛЕЙ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ВНЕШНЕЙ СРЕДОЙ; ВНУТРЕННЕЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ (АСПЕКТ ИНЖИНИРИНГА ВНУТРЕННИХ ПОДСИСТЕМ), СВЯЗАННОЕ С РАЗРАБОТКОЙ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ; ПРАКТИЧЕСКИЙ ИНЖИНИРИНГ (ИНЖИНИРИНГ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫЙ В ХОДЕ ПРАКТИЧЕСКОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ), ПРЕДПОЛАГАЮЩИЙ СОЗДАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ И ИХ ИНТЕГРАЦИЮ В ЕДИНОЕ ЦЕЛОЕ, В СООТВЕТСТВИИ С РЕШЕНИЯМИ, ПРИНЯТЫМИ В ХОДЕ МАКРОПРОЕКТИРОВАНИЯ. ОПИСАНО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЯДА ПРАКТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ПРИНЦИПОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ОБЩУЮ НАПРАВЛЕННОСТЬ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ

THE ARTICLE EXAMINES THE COMPLEX ORGANIZED SYSTEM OF PRODUCTION WHICH IS CHARACTERIZED BY A PECULIAR ORGANIZATION OF ENGINEERING: THE EXTERNAL DESIGN, DURING WHICH THE BASIC STRUCTURAL AND FUNCTIONAL AND ECONOMIC ISSUES OF THE WHOLE SYSTEM ARE SOLVED AND ITS MAIN OBJECTIVES AND INTERACTION WITH THE ENVIRONMENT AS WELL; INTERIOR DESIGN (ENGINEERING ASPECT OF INTERNAL SUBSYSTEMS), ASSOCIATED WITH THE DEVELOPMENT OF SYSTEM ELEMENTS; PRACTICAL ENGINEERING (ENGINEERING, CARRIED OUT IN THE COURSE OF THE PRACTICAL FUNCTIONING OF THE SYSTEM), INTENDING THE CREATION OF SYSTEM COMPONENTS AND THEIR INTEGRATION INTO A SINGLE ENTITY, IN ACCORDANCE WITH THE DECISIONS TAKEN DURING THE MAKROENGINEERING. THE USE OF NUMBER OF IMPORTANT PRACTICAL PRINCIPLES DETERMINING THE GENERAL THRUST OF THE TAKEN DECISIONS IS DESCRIBED

Ключевые слова: инвестиционно-строительный проект (ИСП); организационная система производства (ОСП); ремонтно-строительные работы; искусственная система; сложная система; большая система; социотехническая система; открытая система; адаптивная система; вероятностная система.

Лисин Игорь Юрьевич,
аспирант кафедры
«Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

Короленок Анатолий Михайлович,
декан факультета
«Проектирование, сооружение
и эксплуатация систем
трубопроводного транспорта»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
доктор технических наук,
профессор

Колотилов Юрий Васильевич,
профессор кафедры
нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
д.т.н.

При реализации инвестиционно-строительного проекта (ИСП) возникает и эксплуатируется организационная система производства (ОСП), которая представляет собой сложную открытую социотехническую систему, преобразующую совокупность ресурсов в совокупность результатов, имеющих более высокую потребительскую стоимость. Она имеет ряд ключевых характеристик, позволяющих точно понять их принципиальное отличие от любых других систем.

Организационная система производства является:

- искусственной системой, то есть она создается человеком или группой лиц для своих нужд или образуется в результате целенаправленных усилий в процессе общественного развития. К первому виду ОСП можно отнести промышленные предприятия и информационные сети. Ко второму типу – отраслевые системы;

- сложной системой, то есть системой, элементарные компоненты которой являются сами по себе системами со всеми характерными свойствами систем. Так, промышленное предприятие состоит из элементарных компонентов, таких как работники предприятия и комплексы

технических средств, которые сами по себе являются системами;

- большой системой, то есть сложной многоуровневой (иерархической) системой, в которой пространственный (географический) фактор имеет существенное значение;
- социотехнической системой, то есть социальной или организационной системой, для эффективного функционирования которой существенными факторами являются методы и порядок взаимодействия людей с техническими средствами;
- открытой системой, то есть системой, которая активно взаимодействует с внешней средой. Открытая система получает из внешней среды необходимые ресурсы и передает во внешнюю среду результаты своей деятельности. Открытая система характеризуется развитыми механизмами адаптации к изменениям внешней среды;
- адаптивной системой, в которой происходит постоянное приспособление к постоянным изменениям во внешней среде и требованиям и ограничениям на функционирование и развитие системы. Любая бизнес-система является адаптивной системой, так как она создает результат, который должен отвечать постоянно изменяющимся потребностям, и существует в постоянно изменяющейся конкурентной, правовой и социальной среде;

- вероятностной системой, что означает, с одной стороны, что бизнес-система подвержена вероятностному воздействию факторов и объектов внешней среды, и, с другой стороны, процессы, протекающие в бизнес-системе, также имеют случайный характер. Случайный характер процессов и воздействия со стороны внешней среды не означает того, что внутренние и внешние события полностью непредсказуемы.

Рассмотрение ОСП включает понятия внешней и внутренней среды системы.

Под внешней средой или окружением ОСП следует понимать совокупность факторов и объектов, непосредственно не принимающих участие в деятельности системы, но влияющих на нее и осуществляющих взаимодействие с ней. Выделяют непосредственное окружение ОСП, то есть факторы и объекты, взаимодействующие напрямую с системой, а также дальнейшее окружение ОСП – факторы и объекты, взаимодействующие с системой посредством других факторов и объектов, как правило, входящих в непосредственное окружение.

Внешняя среда ОСП рассматривается как источник рисков, при этом риск может рассматриваться как опасность и как позитивная возможность. В структуре дальнего окружения ОСП принято выделять внешние, дальние факторы

воздействия. Кроме того, окружение системы накладывает определенные ограничения на ее функционирование и развитие.

В качестве факторов и объектов дальнего окружения ОСП обычно выступают государство, осуществляющее регулирование хозяйственной деятельности, макроэкономические и макрополитические условия бизнес-среды, факторы, определяющие конъюнктуру на рынке продукции и ресурсов ОСП, отраслевая инфраструктура и так далее. В составе непосредственного окружения обычно присутствуют поставщики, подрядчики, консультанты, потребители, заказчики, покупатели, конкуренты.

Внутренняя среда ОСП состоит из объектов, непосредственно участвующих в функционировании и развитии системы. Внутренняя среда ОСП накладывает на функционирование и развитие системы определенные ограничения, связанные со способностью выполнять хозяйственную и стратегическую деятельность, и также является источником преимуществ.

ОСП представляет собой открытую динамическую систему, состоящую из совокупности связанных между собой работ, взаимодействующую с окружающей средой, получая от нее необходимые ресурсы и предоставляя полученные результаты, и находящуюся под воздействием различных факторов риска. Таким образом, можно выделить четыре базовых элемента любого проекта:

УДК 69:658.5



ресурсы (включая человеческие, материальные, информационные), работы, результаты и риски.

Совокупность вероятностных взаимодействий ОСП с независимыми факторами окружающей и внутренней среды, представляется в качестве базовых элементов, которые находятся во взаимодействии друг с другом. Ресурсы используются в ходе выполнения работ, работы создают результаты, в результатах содержатся материальные и экономические субстраты ресурсов. Риски воздействуют на ресурсы, работы, результаты. Все ресурсы, работы, результаты и риски ОСП переплетаются в виде сложной системы процессов со входом и выходом.

Вход – это совокупность объектов, необходимых для выполнения процесса. Процесс представляет собой совокупность операций по обработке входа. Выход представляет собой целевой результат, для создания которого системные объекты, свойства и связи соединены вместе. Возмущение – это воздействие на систему объектов и факторов внешней среды, являющихся источниками различного рода отклонений в функционировании системы.

Работа ОСП связана с такими понятиями, как обратная и прямая связь. Обратная связь представляет собой

сопоставление результатов с ранее поставленными целями. Прямую связь можно представить как целенаправленное и сознательное воздействие на систему, предназначенное для обеспечения необходимого результата. Субъектом прямой связи является управляющая подсистема, объектом – управляемая подсистема. Источником обратной связи является управляемая система, а получателем – управляющая. Из прямой и обратной связи складывается единый контур управления, объединяющий управляющую и управляемую подсистемы.

Управляемая подсистема, как правило, представляет собой совокупность процессов и работ, связанных с непосредственной переработкой ресурсов и результатов, с созданием продукции, которая воплощает в себе добавленную стоимость и в дальнейшем передается потребителю. Управляющая подсистема ОСП представлена менеджментом, совокупностью управленческих процессов, основным предметом которых является информация. На основе информации о внешней среде и ОСП менеджеры вырабатывают я принимают решения и таким образом оказывают воздействие на производственные процессы. Созданные в ходе этих процессов результаты анализируются на предмет соответствия ранее принятым решениям, в ходе чего происходит принятие новых управленческих решений.

В силу того что любая ОСП является адаптивной и развивающейся, в ней должен быть реализован второй контур управления, являющийся контуром более высокого уровня по отношению к первому, простому, контуру управления функционирования, а именно – контур управления развитием системы. Выделение контура управления развитием

ОСП предполагает выделение в управляющей системе двух подсистем – подсистемы управления функционированием и подсистемы управления развитием. Подсистема управления функционированием является по отношению к подсистеме управления развитием управляемой подсистемой. Контур управления развитием позволяет реализовать характеристики ОСП, связанные с ее саморазвитием, самоорганизацией и самообучением.

В рамках ОСП управление развитием сосредоточено на высших уровнях управления. Контур управления развитием в настоящее время связан с реализацией таких функций, как стратегический менеджмент, управление организационным развитием, инновационный и инвестиционный менеджмент.

В настоящее время огромное число организационных проектов (организационного развития, реструктуризации и реорганизации, внедрения различного рода систем стратегического управления, реинжиниринга бизнес-процессов и так далее) связано с инжинирингом подсистемы управления развитием, что подтверждается растущим объемом так называемого стратегического консультирования.

Рассмотрим возможность повышения эффективности подсистемы управления функционированием ОСП. Зависимость трудоемкости управления от показателей ремонтно-строительных работ устанавливается, как правило, путем статистической обработки имеющихся данных. Для различных видов ремонтно-строительных работ эти зависимости носят различный характер [4–7]. Вместе с тем трудоемкости функций управления зависят также от степени автоматизации обработки управленческой информации и от степени централизации, достигнутой в данном органе управления. Остановка в выполнении ремонтно-строительных работ является отказом в ОСП. Устранение отказа вызывает информационные потоки вверх по иерархии промежуточных полномочий и вниз.

Информационные потоки вверх по иерархии промежуточных полномочий:

$$S_N \rightarrow S_{N-1} \rightarrow \dots \rightarrow S_2 \rightarrow S_1 \rightarrow S_0,$$

где S_N – информация, содержащая сведения об отказе, поступающая менеджеру функциональных подсистем;

$S_{N-1}, S_{N-2}, \dots, S_2, S_1$ – информация, обрабатываемая в отделах менеджеров иерархической структуры; S_0 – информация, обрабатываемая в стратегической вершине ОСП.

Выработанное управляющее решение образует информационный поток вниз по уровням иерархии:

$$S_0 \rightarrow S_1 \rightarrow S_2 \rightarrow \dots \rightarrow S_{N-1} \rightarrow R_N \rightarrow R_{N+1},$$

где R_N – производственный отдел в котором подготавливаются необходимые мероприятия и ресурсы устранения отказа; R_{N+1} – работоспособное состояние производственных подразделений.

Процесс переходов из состояния в состояние, а также время обработки информации и выработки управляющего решения, т.е. переход из i -го состояния в $(i+1)$ -ое состояние, моделируется марковским или в общем случае полумарковским случайным процессом [8–10].

Общее время от возникновения отказа в ОСП до его устранения T представляет собой сумму случайных величин передачи информации из состояния в состояние и обработки информации с выработкой решений во всех состояниях:

$$T = (T_{N+1,N} + T_{N,N} + T_{N,N-1} + T_{N-1,N-1} + T_{N-1,N-2} + \dots + T_{1,0} + T_{0,0}) + (T_{0,1}^* + T_{1,1}^* + T_{1,2}^* + \dots + T_{N,N+1}^* + T_{N+1,N+1}^*),$$

где $T_{N+1,N}$ – время передачи информации с сооружаемого объекта к менеджеру функциональных подсистем; $T_{N,N}$ – время обработки информации менеджером функциональных подсистем; $T_{N,N-1}$ – время передачи информации из состояния S_N в состояние S_{N-1} ; $T_{N+1,N}$ – время обработки информации и выработки рекомендаций по устранению отказа в группе менеджера N -го уровня иерархии.

Первое слагаемое в скобках представляет собой время передачи информации вверх по уровням иерархии промежуточных полномочий ОСП. Время выработки решения в стратегической вершине – $T_{0,0}$. Второе слагаемое в скобках – время передачи информации вниз по уровням иерархии в сумме со временем устранения отказа на объекте, где производятся ремонтно-строительные работы.

Закон распределения случайной величины T найти аналитически достаточно сложно. Однако это и не требуется. Основной показатель эффективности – это вероятность p , равная:

$$p(x) = P\{T < T_{дир}\},$$

где $T_{дир}$ – директивное время выполнения комплекса работ при сооружении объекта, которое устанавливается или определяется на этапе планирования строительного производства.

Величиной $p(x)$ можно управлять варьируя параметры ОСП. Число задержек для выработки управляющих воздействий равно числу реализовавшихся отказов. Тогда принцип планирования и управления производством ремонтно-строительных работ можно описать следующим образом. В предположении, что процесс производства происходит полностью безотказно – ремонтно-строительные работы могли бы закончиться за время T_B . Однако, так практически никогда не происходит. Поэтому срок окончания производства ремонтно-строительных работ по разным соображениям (в том числе с использованием статистических данных) – допустимый срок производства назначается равным $T_D > T_B$. Хотя для процедуры назначения T_D существуют различные модели, основу такой процедуры составляет опыт производства ремонтно-строительных работ на объектах различного назначения и знания экспертов.

В качестве примера была рассмотрена ОСП с двумя уровнями иерархии при следующих исходных данных: $T_B = 6$ месяцев = 4320 часов – безотказное время производства ремонтно-строительных работ; $T_D = 7$ месяцев = 5040 часов (вариант 1) и $T_D = 8$ месяцев = 5760 часов (вариант 2) – допустимое время производства

ремонтно-строительных работ; $T_3 = T_D - T_B = 720$ часов – время задержки; параметры распределения времени T принимаем равным $v = 0,1$.

Результаты расчетов показывают, что параметр n характеризует степень эффективности работы отделов и служб от увеличения числа исполнителей п. Ясно, что параметр v не может быть равным 1, так как увеличение эффективности от увеличения числа исполнителей на одного человека становится необоснованно большой. В данном случае выбрано значение $v = 0,1$, которое, как показали многовариантные расчеты, можно признать достаточно реальным. Если принять обоснованным величину вероятности $p(x) = 0,95$, то в варианте 1 отделы должны содержать 5–6 человек, в варианте 2 достаточно 2 человек. Это обусловлено тем, что в варианте 2 допускается большая величина задержки производства ремонтно-строительных работ. Отметим, что с ростом числа исполнителей n вероятность $p(x)$ стабилизируется и дальнейшее увеличение числа исполнителей становится неоправданным. ●

Литература

1. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Титов С.А. и др. Реструктуризация предприятий и компаний. – М.: Высшая школа, 2000. – 587 с.
2. Латфуллин Г.Р., Райченко А.В. Теория организации. – М.: Юрайт, 2013. – 448 с.
3. Кузнецов Ю.В., Мелякова Е.В. Теория организации. – М.: Юрайт, 2015. – 368 с.
4. Соколов Г.К. Технология и организация строительства. – М.: Академия, 2012. – 528 с.
5. Харитонов В.А. Основы организации и управления в строительстве. – М.: Академия, 2013. – 224 с.
6. Антипин А.И. Инвестиционный анализ в строительстве. – М.: Академия, 2008. – 240 с.
7. Загидуллина Г.М., Романова А.И., Гимадиева Л.Ш. Современные методы технико-экономического анализа деятельности в строительстве. – М.: Академия, 2011. – 208 с.
8. Розанов Ю.А. Теория вероятностей, случайные процессы и математическая статистика. – М.: Наука, 1989. – 320 с.
9. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высшее образование, 2006. – 479 с.
10. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике. – М.: Высшее образование, 2006. – 404 с.

KEY WORDS: investment and construction projects; organizational system of production; repair and construction work; artificial system; a complex system; a great system; Socio-technical systems; open system; adaptive system; probabilistic system.



Открытое акционерное общество «ИПП» расположено на черноморском побережье России, в крупнейшем южном морском порту. ОАО «ИПП» входит в состав Группы НМТП и является одним из ведущих предприятий Новороссийского транспортного узла

Терминал оказывает следующие услуги:

- прием грузов (дизельное топливо, мазут, нефтя, карбамидно-аммиачная смесь (КАС-32) с железнодорожных и автомобильных цистерн);
- накопление поступивших грузов в резервуарах;
- лабораторная экспертиза качества и количества принятых грузов;
- отгрузка на морские суда.

Производственная мощность терминала по перевалке:

- дизельное топливо (ДТ) – 5 млн. тонн в год.
- мазут – 600 тыс. тонн в год.
- карбамидно-аммиачная смесь (КАС-32) – 700 тыс. тонн в год.



ПОРТ



Погрузка судов осуществляется на трех специализированных причалах ПАО «НМТП», позволяющих принимать и обрабатывать танкеры водоизмещением до 56 тыс. тонн, длиной до 200 м, с осадкой до 12,7 м.

Протяженность причальной линии №№ 26 и 27 составляет около 250 м. № 26А – около 100 м.

- Максимальный дедейт судов – 56 тыс. тонн.
- Норма погрузки судовой партии 30 тыс. тонн – 36 часов.
- Скорость погрузки мазута до 350 тонн в час.
- Скорость погрузки ДТ – до 2 200 тонн в час.
- Скорость погрузки КАС 32 – до 1000 тонн в час.

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ УЧАСТОК



- 4 железнодорожные эстакады для обработки цистерн, поставляющих ДТ, карбамидно-аммиачную смесь (КАС-32), мазут и бензин.
- Протяженность собственных подъездных ж/д путей около 3,4 км.
- Два собственных маневровых локомотива.
- Возможность слива 74 ж/д цистерн одновременно.
- Максимальное количество обрабатываемых ж/д. цистерн 350 в сутки.

РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК



Резервуарный парк терминала позволяет осуществлять накопление

- Двух танкерных партий ДТ по 30–35 тыс. тонн каждая.
- Танкерной партии КАС в количестве 35–40 тыс. тонн.
- Танкерной партии мазута в количестве до 12 тыс. тонн.

ЛАБОРАТОРИЯ



- Испытательная лаборатория ОАО «ИПП» имеет аттестат аккредитации РФ (ФСА).
- Оснащена современным импортным лабораторным оборудованием.
- Осуществляет входной контроль качества поступающих грузов в соответствии с требованиями ГОСТ и ASTM.
- Выдает паспорта качества на грузы, отгружаемые на суда.



Россия, Краснодарский край
353900 г. Новороссийск
ул. Магистральная, 4

- тел.: +7 (8617) 760-110
• факс.: +7 (8617) 760-112, 760-113

www.novipp.ru

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ПУТЬ

ОАО «Белтрубопроводстрой» 50 лет

УСПЕШНОСТЬ И СТРАТЕГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, ЗАВИСИТ ОТ СТОИМОСТИ СЫРЬЕВЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ, ИХ СВОЕВРЕМЕННОЙ ДОСТАВКИ В НЕОБХОДИМОМ ОБЪЕМЕ. СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ СОПРЯЖЕНО С РАЗВИТИЕМ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ РОССИИ. СООТВЕТСТВЕННО, ПРОЦЕСС ВВОДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И СДАЧИ ТРУБОПРОВОДА ДОЛЖЕН БЫТЬ ТОЧНО СИНХРОНИЗИРОВАН ПО ВРЕМЕНИ. ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭТИХ ТРЕБОВАНИЙ СОВРЕМЕННЫЕ КОМПАНИИ ВЫБИРАЮТ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ, НАДЕЖНЫЙ И БЕЗОПАСНЫЙ СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ – ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

THE SUCCESS AND THE STRATEGIC SECURITY OF PRODUCTION AND ECONOMIC ACTIVITY OF FUEL AND ENERGY COMPLEX ENTERPRISES DEPENDS ON THE COST OF RAW MATERIALS AND ENERGY RESOURCES AND THEIR TIMELY DELIVERY TO THE REQUIRED EXTENT AS WELL. THE CONSTRUCTION OF OIL AND GAS PIPELINES IS ASSOCIATED WITH THE DEVELOPMENT OF THE RESOURCE BASE TO MAJOR OIL AND GAS PRODUCING REGIONS OF RUSSIA. ACCORDINGLY, THE PROCESS OF PUTTING THE FIELDS INTO OPERATION AND COMMISSIONING OF THE PIPELINE MUST BE ACCURATELY SYNCHRONIZED IN TIME. TO MEET THESE REQUIREMENTS MODERN COMPANIES CHOOSE PIPELINES AS THE MOST EFFICIENT, RELIABLE AND SAFETY METHOD OF HYDROCARBON TRANSPORTATION

Ключевые слова: трубопроводы, топливно-энергетический комплекс, транспортировка углеводородов, компрессорные станции, резервуары.



Кубрак Владимир Михайлович,
Первый заместитель генерального директора ОАО «Белтрубопроводстрой»

На протяжении пятидесяти лет, над созданием и обновлением трубопроводной системы ТЭК СССР, а в последующие годы Республики Беларусь и Российской Федерации, кропотливо трудится белорусская организация ОАО «Белтрубопроводстрой».

1 декабря 1965 г. Министерством газовой промышленности СССР было создано специализированное предприятие, основными задачами которого стали участие в освоении белорусских нефтяных месторождений и строительство нефтепровода «Дружба» на направлениях Унеча-Полоцк-Вентспилс и Унеча-Гомель-Гданьск.

За полвека работы специалистами предприятия построено более 4000 км трубопроводов, 27 компрессорных станций общей мощностью около 1100 МВт, 28 нефтеперекачивающих станций, резервуарных парков общим объемом более 1 360 000 м³, более

60 газораспределительных станций различной производительности.

На территории Республики Беларусь ОАО «Белтрубопроводстрой» являлось генподрядной организацией по строительству значительного для отрасли проекта конца XX века – магистрального газопровода «Ямал-Европа». Для этого трубопровода, реализуемого в рамках Trans-European Network и отнесенного Европейским Союзом к приоритетным, предприятие проложило 140 км трубы диаметром 1420 мм.

ОАО «Белтрубопроводстрой» построил заводы газового оборудования и аппаратуры в России и Беларуси, 4 подземных хранилища газа в Беларуси и Латвии, десятки компрессорных и газораспределительных станций, тысячи километров распределительных газопроводов-отводов к населенным пунктам Беларуси, России и Прибалтики и крупнейшим индустриальным предприятиям (Новолукомльская ГРЭС, ОАО «Нафтан», ОАО «Гродно Азот», Калининградская ТЭЦ-2 и др). В конце 90-х годов для АК «Транснефтепродукт» в г. Унеча Брянской области был сооружен экспортный таможенный терминал с резервуарным парком емкостью 110 тыс. м³.

Построенные трубопроводы позволили обеспечить газом города



Таллинн, Вильнюс, Калининград и Минск, а также более ста населенных пунктов областного и районного значения. Реализован один из крупных проектов последних лет по газификации Полесья и регионов, пострадавших от аварии на Чернобыльской АЭС – это более 300 км газопроводов-отводов, сооруженных в кратчайшие сроки.

Силами организации построено и сдано более 200 тыс. м² жилой площади.

Большие объемы, механизация процессов, безупречное качество, точные сроки – основные принципы работы предприятия

ОАО «Белтрубопроводстрой» одна из первых строительных организаций среди топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь разработала и внедрила систему менеджмента качества по строительству трубопроводов, отвечающую международным требованиям ISO 9001.

Кроме того на предприятии внедрены системы менеджмента на базе международных стандартов ISO 14001, OHSAS 18001. Действует аккредитованная в Беларуси и России собственная служба контроля качества, оборудованная по последнему слову техники и укомплектованная квалифицированным штатом.



С 2006 года организация является действительным членом Российского Союза Нефтегазостроителей.

Успех и масштаб организации стал возможен благодаря целенаправленной политике предприятия по формированию коллектива

Три десятка лет во главе предприятия стоял Александр Петрович Донец, удостоенный в 1999 г. почетного звания «Заслуженный строитель Республики Беларусь», передавший свой опыт и знания Гайковичу Ивану Антоновичу и последующим руководителям. Техническую политику со дня создания организации проводил главный инженер компании – Ефим Владимирович Гордон, талантливый строитель и организатор. Его дело успешно продолжает первый заместитель генерального директора Кубрак Владимир Михайлович. Под их руководством воспитаны и обучены сотни профессионалов, составляющих основу коллектива, насчитывающего до 1000 человек.

Особое внимание в организации уделяется механизации строительных процессов.

ОАО «Белтрубопроводстрой» постоянно ведет техническое перевооружение, приобретая у мировых производителей высококачественное оборудование. Это такие брэнды, как «Комацу», «Катерпиллер», «Либхер», сварочное оборудование фирмы

«Линкольн», компрессоры «Атлас-Копко» и уникальное оборудование других производителей. Более 400 единиц строительной техники позволяют специалистам организации выполнять работы в сжатые сроки, сохраняя неизменно высокое качество продукции.

На предприятии внедрены и используются технологии горизонтально-направленного бурения. Компания располагает пятью буровыми установками, в том числе мощной немецкой Prime Drilling с тяговым усилием в 400 тонн.

Организация выполняла буровые работы под реками, озерами, болотами, лесами, авто и железными дорогами, с диаметрами прокладываемых трубопроводов от 63 мм до 1420 мм и длиной до 2000 м.

Значительное техническое оснащение, квалифицированный персонал и огромный опыт позволяют предприятию в настоящее время сооружать до 300 км трубопроводов различного диаметра в комплексе с надземными сооружениями и объектами инфраструктуры.

Соответствие нормам и требованиям при выполнении работ в одной из сложнейших сфер строительства дает возможность ОАО «Белтрубопроводстрой» оказывать строительные услуги таким промышленным гигантам мирового масштаба, как ПАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», НК «Роснефть», ОАО РАО «ЕЭС России», а также быть лидером по профилю оказываемых услуг на рынке Республики Беларусь.

За пятьдесят лет успешной работы предприятие заслужило признание как надежный партнер, способный справиться с масштабными задачами.

В лице компании вы всегда найдете надежного партнера, который оправдает ваши ожидания. ●

KEY WORDS: pipelines, fuel and energy complex, transportation of hydrocarbons, compressor stations, tanks.

МОНИТОРИНГ НАДЕЖНОСТИ

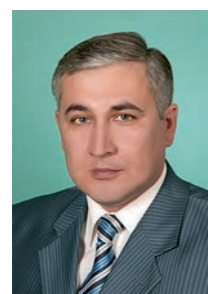
при транспорте и хранении углеводородов



Земенкова Мария Юрьевна,
доцент, кандидат технических наук, доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»



Земенков Юрий Дмитриевич,
профессор, доктор технических наук, профессор, кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»



Пимнев Алексей Леонидович,
директор Института геологии и нефтегазодобычи, доцент, кандидат технических наук, доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»



Петряков Виталий Александрович,
ассистент, заведующий лабораторией кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Требования к системе управления надежностью и безопасностью

В сложившейся экономической и экологической ситуации, весьма актуальной становится задача определения оптимального межремонтного периода с учетом текущего технического состояния оборудования.

Актуальные регламентирующие отраслевые стандарты [1, 2] обязывают предприятия опасных производств эксплуатировать объекты под контролем систем мониторинга с весьма четко сформулированными требованиями и функциями.

Согласно государственным стандартам современная служба мониторинга надежности обязана осуществлять следующие функции:

- разработку рекомендаций по эксплуатации оборудования с целью увеличения его межремонтного периода;
- разработку рекомендаций по срокам вывода оборудования в ремонт;
- сбор данных о надежности и фактическом техническом состоянии оборудования по результатам ремонта и эксплуатации;

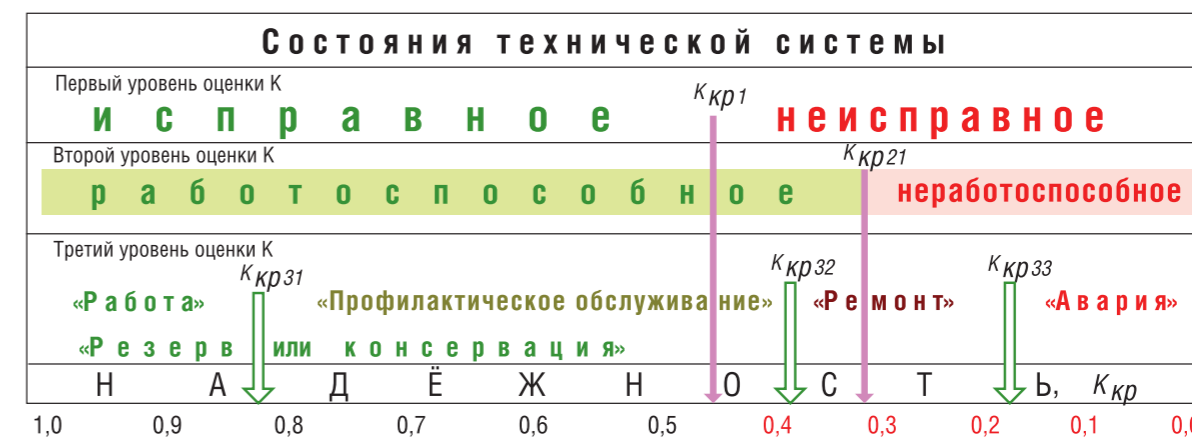
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХ.РЕГУЛИРОВАНИЯ В 2009–2014 ГГ., УЖЕСТОЧЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫСИЛИ АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ МОНИТОРИНГА НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОФИЛАКТИКЕ АВАРИЙ. СЕГОДНЯ В РОССИИ ДЕЙСТВУЕТ КОМПЛЕКС ГОСПРОГРАММ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНА РАЗРАБОТАННАЯ АВТОРАМИ АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ БАЗА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ. В КАЧЕСТВЕ ПРИМЕРА ПРЕДСТАВЛЕН РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ МОДУЛЕМ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ

MODERNIZATION OF TECHNICAL REGULATION SYSTEM IN 2009–2014, INCREASING THE LEVEL OF REQUIREMENTS TO SAFETY OF PRODUCTION FACILITIES AND THE RESPONSIBILITY OF DEVELOPMENTS IN THE FIELD OF MONITORING THE RELIABILITY OF EQUIPMENT AND PLANNING OF INTERVENTIONS FOR THE PREVENTION OF ACCIDENTS AND INCIDENTS. CURRENTLY THE COMPLEX OF GOVERNMENT PROGRAMS AIMED AT ENSURING RELIABLE AND SAFE OPERATION OF PIPELINE SYSTEMS PERFORMERS IN THE RUSSIAN FEDERATION. THE ARTICLE CONTAINS ALGORITHMIC AND METHODOLOGICAL FRAMEWORK OF RELIABILITY ESTIMATION FOR THE PIPELINE TRANSPORT DEVELOPED BY THE AUTHORS. IN THE PROCESS OF ANALYZING THE PROBLEMS OF ESTIMATION OF RELIABILITY OF OBJECTS OF TRANSPORT AND STORAGE OF HYDROCARBON RESOURCES THE RANGE OF AIMS HAVE BEEN SOLVED. AS AN EXAMPLE, THE RESULTS OF THE ANALYSIS OF THE RELIABILITY TESTED WITH THE HELP OF THE MODULE OF THE EXPERT SYSTEM ARE PRESENTED ON THE EXAMPLE OF OPERATIONAL DATA

Ключевые слова: надежность, показатели надежности, мониторинг, трубопроводный транспорт, транспорт углеводородных ресурсов, повышение эффективности, повышение надежности, современные технологии.

УДК 629

РИС. 1. Графическая модель технического состояния НТС



- анализ данных сервера диагностической сети с целью контроля работы служб по обслуживанию и ремонту технологического оборудования и обслуживанию диагностической сети и др.

В условиях ужесточения требований необходима разработка систем поддержки принятия решений на основании мониторинга надежности оборудования. Системы поддержки принятия решений [1, 2, 3] включают в себя свойства диагностических систем и должны выдавать предписания персоналу для предотвращения опасного состояния объекта и приведения его в нормальное состояние.

Вопросы повышения эффективности оценки надежности

Общепринятые нормативы на межремонтные периоды устанавливались для оборудования с фиксированным установленным рабочим ресурсом и все еще рассчитаны на стабилизированные периоды эксплуатации. В ряде случаев, применимо к деталям с простыми износowymi моделями надежности невысокой стоимости, это весьма эффективно. Однако, в современных изменяющихся условиях работы и сложности технического парка предприятий, с практикой продления нормативных сроков эксплуатации по показателям долговечности, особенно актуальным являются вопросы мониторинга надежности технических систем с прогнозными показателями.

Несомненно, проводимая таким образом оценка риска организует целенаправленное

и аргументированное внешнее воздействие на работу эксплуатируемых объектов (профилактическое обслуживание, диагностика), обеспечивает получение максимального эффекта от эксплуатации системы, минимизируя экономический ущерб и, естественно, снижая опасность объекта.

Тем не менее следует отметить, что существенным недостатком методики является применение среднестатистических величин, которые, как правило, принимаются средними за предыдущий год.

Кроме того, основным показателем риска является λn – среднестатистическое количество аварий нефтепровода за год на 1000 км и средняя за год вероятность аварий на трассе, который в ряде случаев недостаточно информативен, так как не отражает динамику системы. Стоит заметить, что некоторые методики по оценке риска также не учитывают статистический поток отказов на объекте, который представляет потенциальную экологическую и технологическую опасность.

Техническое состояние, надежность и безопасность

В соответствии с теорией надежности следует выделить 4 основных состояния (рис. 1), в которые периодически переходит (в соответствии с критическим показателем надежности $K_{кр}$ уровня) элемент или трубопроводная система в течение всего времени его эксплуатации:

- рабочее состояние, когда элемент несет функциональную нагрузку или находится в нагруженном рабочем резерве;

- пребывание в ненагруженном резерве, когда исправный элемент не несет никакой нагрузки;
- состояние профилактики или планового ремонта, в течение которого производится техническое обслуживание элемента при производстве оперативных переключений;
- аварийное состояние, когда элемент в связи с его повреждением не способен выполнять предназначенные для него функции, здесь и далее под аварией будем понимать разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Анализ отраслевых регламентов предприятий нефтяной отрасли показал, что оценка надежности чаще всего заменяется оценкой рисков, технического состояния или работоспособности системы и не производится в режиме реального времени.

Заметим, что характеристики – техническое состояние и работоспособность определяются фактическими значениями параметров системы и не заменяют необходимость оценки показателей надежности, определяемой закономерностями процессов изменения параметров системы. При построении модели надежности трубопроводных систем необходимо учитывать отказы как системы в целом, так и ее подсистем и элементов. Действительно, оценить техническое состояние системы означает определить, какими характеристиками обладает она в данный момент времени. Процесс

изменения технического состояния системы происходит вследствие воздействия факторов как на ее элементы, так и на систему в целом. Задача определения технического состояния решается средствами обычного технического контроля, позволяющего получать данные о параметрах в момент их измерения. Технический объект (система, устройство, элемент) считается работоспособным, если его параметры находятся в пределах, установленных нормативно-технической документацией (принадлежат области допустимых значений). Выход параметров за пределы области допустимых значений рассматривают как отказ. Работоспособность определяется конкретным набором значений выходных параметров, которые под воздействием различных факторов, зависящих от условий эксплуатации изменяют свою величину случайным образом.

работоспособности изменяется по мере совершенствования технологии строительства и эксплуатации трубопроводов, повышения качества труб и защитных изоляционных покрытий, в зависимости от расположения анализируемого периода на временном интервале эксплуатации нефтепровода, природно-климатических условий и др. Например, вместо предусмотренного срока службы в 15–20 лет многие промышленные трубопроводы вследствие внутренней коррозии и эрозии разрушаются уже через 2–5 лет.

В инженерной практике необходимые характеристики надежности оборудования предприятий нефтепроводов рассчитываются в соответствии с нормативной документацией. Определение и анализ показателей при техническом освидетельствовании производятся с целью:

- оценки технического состояния оборудования по статистическим эксплуатационным данным;
- уточнения методов технического диагностирования в совокупности с результатами визуального контроля оборудования;
- прогнозирования или корректировки остаточного

ресурса, определенного по результатам технического диагностирования.

Критериями отказов оборудования следует считать прекращение функционирования или снижение эксплуатационных параметров за предельно допустимый уровень. С точки зрения безопасности предельное состояние оборудования потенциально опасных производств определяется следующими показателями: потерей несущей способности, допустимым запасом прочности; вероятностью безотказной работы; временем срабатывания защитных устройств; пропускной способностью клапанов, герметичностью, установленной безотказной наработкой и др.

Необходимо отметить, что оценки являются среднестатистическими за период более 2-х лет. А такие показатели, как производительность и мощность, не являются определяющими факторами для проведения освидетельствования оборудования, если выход их за регламентированные значения не связан с созданием взрывопожароопасной ситуации.

Естественно, применительно к магистральным трубопроводам, как ещё более сложным системам,

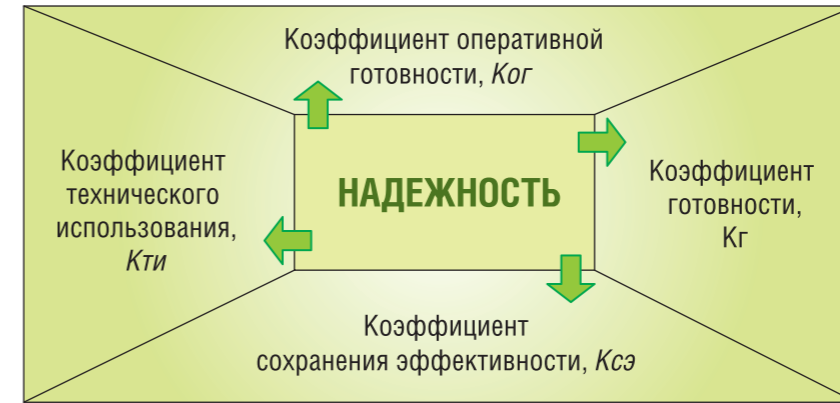
Аспекты оценки показателей надежности в системе трубопроводного транспорта

Следует обратить внимание на то, что удельный вес различных причин изменения надежности или

РИС. 2. Номенклатура единичных показателей надежности технических систем



РИС. 3. Номенклатура комплексных показателей надежности технических систем



невозможно всегда однозначно определить приоритетные показатели надежности, т.к. каждый случай, по сути, является частным и для каждого объекта приоритетными будут показатели в зависимости от цели и задач проводимых расчетов.

Более того, в публикациях отечественных ученых приводятся различные количественные характеристики надежности трубопроводов.

Такие оценки сложно проверить на адекватность и соотносить между собой по временному фактору и можно утверждать, что "банк показателей надежности" еще только формируется.

Проблему осложняет наличие двух подходов к оценке надежности. В соответствии с государственной системой стандартов основными свойствами (показателями) надежности являются ремонтпригодность, долговечность, безотказность и сохраняемость, которые, в свою очередь, определяются единичными показателями (рис. 2).

В то же время при случае необходимости оценки нескольких единичных свойств одновременно допускается использование комплексных показателей (см. рис. 2).

Существующие методики позволяют производить оценку безотказности технических систем с применением теории вероятности и статистики, однако стоит заметить, что действующие ГОСТы регламентируют преимущественно только общие требования к методам оценки надежности:

- коэффициент готовности – вероятность того, что объект

окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается;

- коэффициент оперативной готовности – вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается, и, начиная с этого момента, будет работать безотказно в течение заданного интервала времени;
- коэффициент технического использования – отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период;
- коэффициент сохранения эффективности – отношение значения показателя эффективности использования объекта по назначению за определенную продолжительность эксплуатации к номинальному значению этого показателя, вычисленному при условии, что отказы объекта в течение того же периода не возникают.

К основным недостаткам нормативных расчетных алгоритмов и математических моделей следует отнести:

- 1) допущение о постоянной интенсивности отказов и восстановлений, что для стареющих систем неприменимо;
- 2) применение упрощенных вероятностных и статистических моделей надежности без учета комплекса технологических и функциональных особенностей сложных производственных систем;
- 3) отсутствие моделей, позволяющих прогнозировать аварии на основе контроля производственных параметров систем в режиме реального времени;
- 4) использование моделей, базирующихся на показательном законе;
- 5) отсутствие моделей для оценки *сохраняемости* технических систем.

Использование комплексных показателей конструктивной надежности систем или показателей безотказности для количественной оценки надежности в инженерной практике получило широкое распространение. Однако с увеличением продолжительности эксплуатации объектов особое значение принимает обеспечение функциональной надежности системы, которая выражается в сохранении на заданном уровне рабочих параметров, регламентируемых правилами технической эксплуатации и рядом других нормативных документов.

Таким образом, возникает необходимость учета факторов, влияющих не только на потерю работоспособности единиц оборудования и их систем, но и на устойчивость параметров ее функционирования.

Проблема управления безопасностью и надежностью, в целом, ставит задачи по систематизации, анализу, контролю и управлению комплексом показателей надежности опасного производственного объекта.

Действительно, все чаще возникает вопрос, насколько надежна та или иная система с точки зрения обеспечения заданной производительности, потерь напора, обеспечения потребителя в строго определенное время.

Требуют соответствующего регулирования также возникающие в процессе эксплуатации системы,

отклонения рабочих параметров от плановых.

В настоящее время в ряде случаев подобное регулирование осуществляется без учета влияния на показатели безопасности и надежности объекта с учетом в основном экономического фактора, причем, со значительным отставанием по времени.

Отсутствие комплексной системы оценки показателей надежности отчасти объясняется тем, что номенклатура показателей надежности предусматривает оценку показателей с разноименными размерными величинами, и, следовательно, необходимо создание методики, приводящей показатели к единой системе измерений с одинаковым физическим смыслом.

Необходима разработка моделей, позволяющих осуществлять оценку показателей надежности в безразмерных единицах, например с областью определения функции от 0 до 1. Кроме того, отсутствуют такие показатели надежности, по которым возможно было бы оценить функциональную надежность (и безопасность, в частности) элемента в заданный момент времени по реальным данным с учетом особенностей исследуемой системы.

Одним из перспективных путей повышения эффективности эксплуатации сложных систем следует считать переход от технического обслуживания по выработке ресурса, применяемого в настоящее время, к обслуживанию по фактическому состоянию. В общем виде технология обслуживания по состоянию базируется на априорных закономерностях процессов дрейфа параметров и данных контроля параметров, характеризующих конкретный технический объект. В настоящее время такая система уже применяется при эксплуатации преимущественно небольших радиоэлектронных систем.

Таким образом, проведенный анализ существующих методик оценки характеристик сложных систем свидетельствует о необходимости разработки современных методов моделирования процессов изменения надежности нефтегазотранспортных систем. Для сложных и опасных технических энергетических систем,

таких как нефтегазовые объекты, возрастает роль технологий прогнозирования параметров технических объектов. Система обслуживания по состоянию должна быть основана на результатах оценки технического состояния объекта по данным контроля его параметров и прогнозирования дрейфа параметров.

В связи со значительными сроками эксплуатации опасных производственных объектов возникает необходимость перехода к техническому обслуживанию по оцениваемым и прогнозируемым показателям надежности с использованием вероятностно-статистических регистрационных методов как наиболее универсальных и корректных. Прогнозирование позволит эксплуатировать контролируемый объект до появления признаков снижения надежности, оптимизировать процесс эксплуатации с позиции обеспечения максимального уровня надежности при наименьших экономических затратах.

Модели оценки и анализа надежности объектов могут проводиться по результатам диагностики, паспортизации и аттестации эксплуатируемых объектов.

Существуют различные модели для оценки надежности технических объектов: экспериментальные модели; «параметр – поле допуска»; «нагрузка – прочность»; «нагрузка – несущая способность»; коэффициентные модели. Коэффициентные методы широко и эффективно используются в теории физико-химических процессов, электротехнике, радиоэлектронике, для оценки показателей надежности деталей машин. Достоверность результатов оценки показателей надежности подтверждается достоверностью данных о коэффициентах влияния и объективностью составленной модели.

Несомненно, коэффициентные методы являются особенно эффективными универсальными методами для применения в условиях длительной эксплуатации оборудования, условиях неопределенности и недостатка информации, т.к. представляют собой упрощенную совокупность сложных частных моделей.

Достоинством применяемой коэффициентной модели является также возможность непрерывного уточнения моделей в режиме реального времени. Коэффициентная модель строится на основании:

- 1) модели позволяющей осуществлять сравнение конкретного объекта с другим объектом – базовым, характеристики которого известны;
- 2) известной эмпирической модели, связывающей параметры надежности с характеристиками условий производства и применения объекта.

Связь параметров надежности и условий эксплуатации осуществляется посредством коэффициентов, учитывающих влияние на показатели надежности: особенностей технологии производства; климатические факторы; факторы нагрузки: механические, электрические и др.; сложности объектов; особенности технического обслуживания и др.

Таким образом, сформулированные выше задачи представляется возможным решить на основе применения коэффициентных моделей в сочетании с экспертной оценкой значимости коэффициентов.

Исходя из общепринятого определения состояния системы и надежности, для сложного объекта выделим два типа предельного состояния, предшествующих потере работоспособности:

- 1) непосредственный выход объекта из состояния, позволяющего осуществлять заданные функции;
- 2) выход параметров и характеристик объекта и процесса эксплуатации за нормативные.

В связи с этим при разработке системы мониторинга надежности объектов трубопроводного транспорта и решении задач прогнозирования и принятия решений актуальны два направления:

- 1) анализ показателей надежности характеризующих свойство объекта и его элементов сохранять состояние работоспособности (на основании статистических данных);
- 2) анализ характеристик, параметров, факторов,

определяющих свойство объекта сохранять работоспособность (на основании эксплуатационных данных).

Для анализа и управления надежностью системы необходимо сформировать систему (рис. 3), которая в режиме реального времени позволяет:

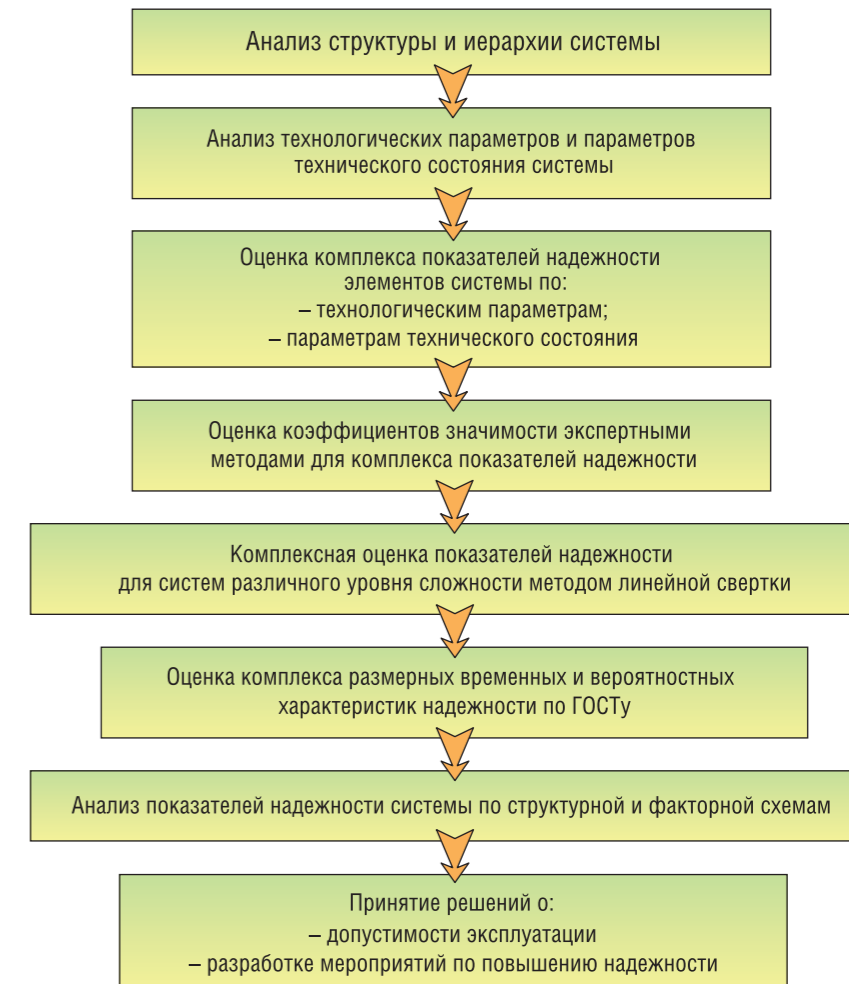
- а) производить оценку показателей надежности каждого элемента системы на любом уровне и определять наиболее уязвимые элементы;
- б) определять, какие параметры системы оказывают наибольшее влияние на надежность системы.

Таким образом, анализ будет производиться по двум схемам: структурной и факторной, позволяющим определить надежность элементов и осуществить мониторинг отдельных показателей. При этом комплекс показателей сохраняемости, отражающих качественные изменения и определяющих надежность, рассчитывается на каждом уровне сложности системы для каждого объекта.

Следует отметить, что в основу методики контроля надежности системы и подсистем объектов трубопроводного транспорта положены следующие требования:

- многофакторные модели надежности системы должны обеспечить однозначную, корректную оперативную количественную оценку конкретного опасного объекта;
- системная модель и комплекс универсальных логико-математических моделей должны позволять производить комплексную оценку и анализ надежности с учетом факторов и параметров, изменяющихся в длительных интервалах эксплуатации и хранения, и непрерывно изменяющихся параметров в режиме реального времени;
- должны быть четко установлены связи между факторами и показателями (часто зависимыми или однозначно определяемыми), влияющими на безопасность и надежность технической системы в целом (в частности, например, на сохраняемость);
- методы оценки надежности технологической системы

РИС. 4. Алгоритм методики анализа надежности в системе мониторинга производственных процессов



- должны быть совместимы с существующими системами АСУ ТП и давать возможность осуществлять корректировку показателей под воздействием различных факторов;
- система должна обеспечить функции прогнозирования (с применением теории вероятности и математической статистики) параметров технологического процесса, планирования, оптимизации и надежное и эффективное управление технической системой в целом.

Современные технологии при мониторинге надежности

В настоящее время в мировой практике достаточно эффективной признана технология мониторинга MPC (multivariable predictive control – многофакторный контроль, оценка, прогнозирование), отвечающая современным экономическим, производственным требованиям

и требованиям безопасности, основана на непрерывном особом контроле количественных и переменных величин множества показателей под воздействием контролируемых, регулируемых (уставок) и показателей производительности. Отличие данной технологии от применяемых в настоящее время на предприятиях систем контроля режимных параметров, заключается в наличии дополнительных аналитических экспертных систем и модулей, позволяющих принимать решения на основании прогнозных показателей.

Авторами разработан алгоритмическая и методологическая база оценки надежности для объектов трубопроводного транспорта [1–5, 7–9]. Программная оболочка основана на технологии непрерывного контроля количественных показателей: контролируемых, регулируемых и показателей производительности. В процессе исследования авторами

РИС. 5. Расчет данных и построение диаграмм

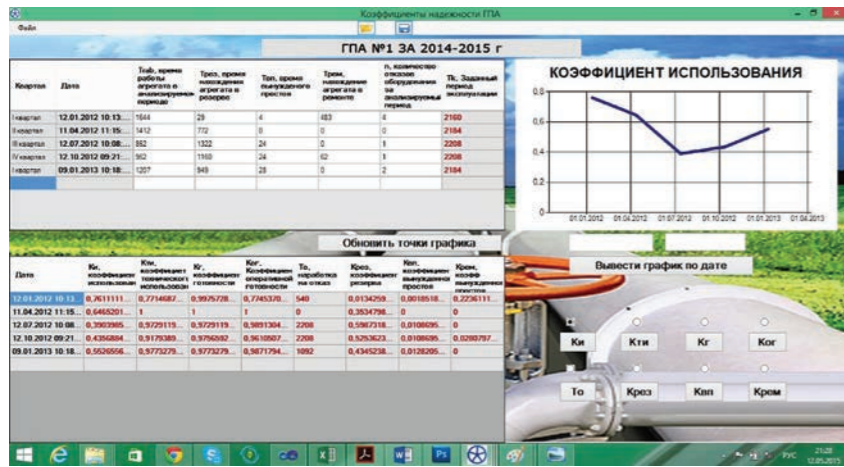
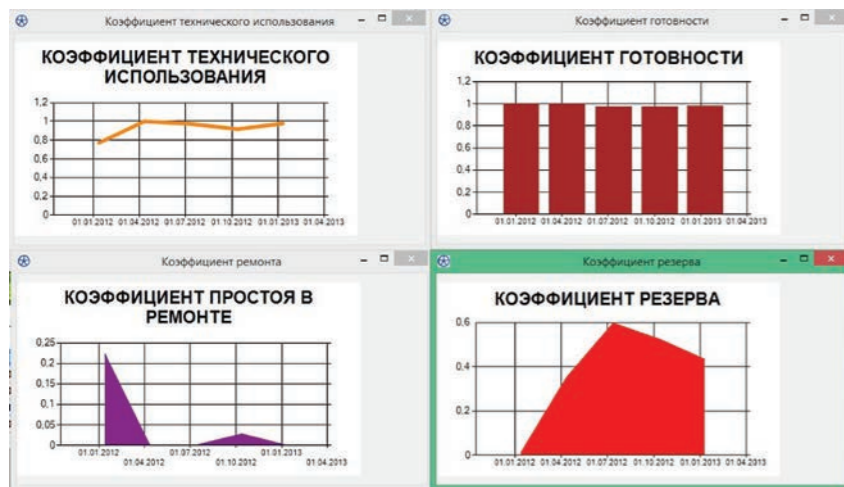


РИС. 6. Анализ комплексных показателей работы агрегата



решался ряд задач, связанных с разработкой моделей и алгоритмов для оценки показателей надежности по временным показателям и диспетчерским данным. В качестве примера представлены результаты анализа показателей надежности модулем экспертной системы на примере эксплуатационных данных.

Система обеспечения надежности и безопасности системы объектов должна основываться на анализе следующих составляющих:

- качественном анализе и прогнозировании параметров надежности;
- техническом оснащении объектов магистральных трубопроводов;
- кадровых ресурсах, принимающих организационно-управленческие решения и обслуживающих объекты;
- оперативном реагировании специальных служб при возникновении и инцидентов;

- автоматизированной системы управления магистральными трубопроводами и т.д.
- Поэтому создаваемый мониторинг строится на основе метода системного анализа, практически единственного, позволяющего корректно осуществлять принятие решений в условиях большого количества информации различной природы. Программа реализует принцип непрерывного сканирования показателей надежности и сравнения полученных значений с критическими. При достижении контролируемых факторами критических значений определяются область и вид технического вмешательства.

Практическая ценность работы заключается в разработке комплекса математических моделей и методов прогнозирования для системы поддержки принятия решений, мониторинга показателей надежности, действующей в

режиме реального времени и способствующей переходу от «послеотказовой» системы обслуживания и ремонтов к «предупредительной» по прогнозным показателям надежности.

Разработанная система прогнозного контроля MPC, функционирующая в режиме реального времени, позволит повысить эффективность принятия решений по обеспечению надежности объектов и повысить уровень социальной и экологической безопасности системы. ●

Литература

1. Аспекты технологической надежности и экономической эффективности эксплуатации подземных хранилищ природного газа Западной Сибири: монография/Шиповалов А.Н., Земенков Ю.Д., Торопов С.Ю., Подорожников С.Ю. и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012 – 344 с.
2. Земенков Ю.Д. Резервирование энергоресурсов для обеспечения надежности системы газоснабжения/Земенков Ю.Д., Акулов К.А., Васильев Г.Г. и др. – Тюмень: ТГНГУ, 2006. – 244с.
3. Земенкова М.Ю., Шиповалов А.Н., Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Системный анализ в процессах контроля и управления нефтегазовых объектов// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007, № 5. – С. 116–119.
4. Земенкова М.Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов трубопроводного транспорта: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 187 с.
5. Костров В.А., Земенкова М.Ю., Соколов С.М., Чекардовский С.М., Рябков А.В. Разработка экспертной системы оценки показателей надежности оборудования трубопроводного транспорта углеводородов// Фундаментальные исследования. – Пенза: Издательский Дом «Академия Естественных наук», №10, 2015. – С. 274–278.
6. Курушина Е.В. Транснациональный менеджмент: стратегический аспект: учебное пособие/ Е.В. Курушина – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 128 с.
7. Мониторинг гидродинамических и технических характеристик трубопроводных систем: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2008. – 432 с.
8. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов: Учебное пособие в 2-х томах. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: Изд. «Вектор Бук». – 2008. – т.1. – 380 с.
9. Техническая и параметрическая диагностика в трубопроводных системах/ Антипов В.Н., Земенков Ю.Д., Шабаров А.Б. и др. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: изд-во «Вектор Бук», 2002, 432с.
10. Шпилевой В.А., Курушина Е.В. Роль и оценка технической и экономической энергоэффективности добычи и транспорта нефти и газа Тюменского региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008, №1. – С. 93–101.

KEY WORDS: *reliability, reliability, monitoring, pipeline transport, transportation of hydrocarbon resources, increased efficiency, increased reliability, advanced technology.*

LED LENSER®



Свет для профессионала

OMEGA TOOL

Эксклюзивный дистрибьютор
www.ledlenser.ru
www.omegatool.ru

ЗОЛОТОЙ КВАДРАТ

Методика определения экономических показателей нефтегазотранспортного производства

ВАЖНЕЙШИЙ ЭТАП ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (ПД) ПРЕДПРИЯТИЯ – РАССМОТРЕНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ РЫНОЧНОЙ СИТУАЦИИ. ПОСКОЛЬКУ ПЛАН ПРЕДПРИЯТИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ СИСТЕМУ ЗНАЧЕНИЙ НАМЕЧЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ЕГО ВЫПОЛНЕНИЕ БУДЕТ ЗАВИСЕТЬ ОТ МНОЖЕСТВА ФАКТОРОВ. ПОЭТОМУ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, НЕОБХОДИМО ВЫПОЛНИТЬ АНАЛИЗ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПЛАНИРУЕМОЙ ПД. СУТЬ МЕТОДА Т.Н. «МЕРТВОЙ ТОЧКИ» ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ДЛЯ КАЖДОЙ СИТУАЦИИ ОБЪЕМА ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ ИЛИ ПД, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ БЕЗУБЫТОЧНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ. САМЫМ ПРОСТЫМ ЯВЛЯЕТСЯ АНАЛИЗ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ ОДНОРОДНЫХ УСЛУГ ПРОИЗВОДСТВА ИЛИ ПД. В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЕТСЯ ПРОБЛЕМАТИКА ЭФФЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ПД НЕФТЕГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С УЧЕТОМ РАСТУЩЕЙ ДОЛИ ЗАТРАТ НА ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ. РОСТ ОБУСЛОВЛЕН СОВРЕМЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ К БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧТО ТРЕБУЕТ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА, ДИАГНОСТИКИ, ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА РЕМОНТА И Т.Д. ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕЛИНЕЙНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ИСПОЛЬЗУЯ ИЗВЕСТНЫЕ ПРАВИЛА ЭЛЕМЕНТАРНОЙ МАТЕМАТИКИ И ПРИНЦИПЫ «ЗОЛОТОГО СЕЧЕНИЯ» ОТРЕЗКА И «ЗОЛОТОГО ПРЯМОУГОЛЬНИКА» ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ «ЗОЛОТОГО КВАДРАТА» С ДЕЛЕНИЕМ СТОРОН ПО ПРИНЦИПУ «ЗОЛОТОГО СЕЧЕНИЯ»

УДК 658.2

THE MOST IMPORTANT STAGE OF THE PLANNING PRODUCTION ACTIVITY (POA) OF THE ENTERPRISE – CONSIDERATION OF POSSIBLE CHANGES IN MARKET CONDITIONS. BECAUSE THE PLAN OF THE ENTERPRISE IS A SYSTEM OF VALUES OUTLINED BY THE COMPANY INDICATORS, ITS IMPLEMENTATION WILL DEPEND ON MANY FACTORS. THEREFORE, IN THE FIRST PLACE, YOU MUST PERFORM A BREAK-EVEN ANALYSIS AND PROFITABILITY PLANNING PD. THE METHOD OF THE SO-CALLED "DEAD POINT" IS TO DETERMINE FOR EACH SITUATION THE VOLUME OF SERVICES PROVIDED OR THE PD, ENSURE LOSS-FREE OPERATION. THE SIMPLEST IS BREAK-EVEN ANALYSIS OF HOMOGENEOUS PRODUCTION OR SERVICES OF THE PD. THE ARTICLE REVEALS THE ISSUES OF EFFECTIVE PD PLANNING OIL AND GAS TRANSPORTATION ENTERPRISES WITH A GROWING SHARE OF THE COST OF MAINTENANCE OF THE EQUIPMENT. THE GROWTH IS DUE TO MODERN SAFETY REQUIREMENTS AND THE EFFICIENCY OF PRODUCTION PROCESSES, WHICH REQUIRES THE INTRODUCTION OF NEW SYSTEMS OF MONITORING, DIAGNOSTICS, REPAIR, ETC. TO ASSESS THE EFFECTIVENESS OF THE ORGANIZATION OF PRODUCTION IN SUCH CONDITIONS THE METHODS OF CALCULATING NONLINEAR ECONOMIC PERFORMANCE INDICATORS, USING KNOWN RULES OF ELEMENTARY MATHEMATICS AND PRINCIPLES OF "GOLDEN SECTION" SEGMENT AND THE "GOLDEN RECTANGLE" TO DRAW THE "GOLDEN SQUARE" DIVISION OF THE PARTIES ACCORDING TO THE PRINCIPLE OF "GOLDEN SECTION"

Ключевые слова: *прибыль, выручка, затраты, себестоимость, безубыточность, «золотой квадрат».*



Чекардовская Ирина Александровна,
к.т.н., доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского государственного нефтегазового университета



Чекардовский Михаил Николаевич,
д.т.н., профессор кафедры теплоснабжения и вентиляции Тюменского государственного архитектурно-строительного университета, профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского государственного нефтегазового университета

В общем случае, без учета налоговых эффектов валовая прибыль предприятия за отчетный период рассчитывается по формуле [1]:

$$\Pi = R - FC - VC = R - C; \tag{1}$$

где R – выручка в денежных единицах, FC – постоянные затраты в денежных единицах (д.ед.), VC – полные переменные затраты в д.ед., $VC = Z \cdot Q$; C – себестоимость обслуживания оборудования в д.ед., $C = FC + VC$; Z – удельные переменные затраты (на единицу обслуживаемого оборудования), в д. ед., Q – количество обслуживаемого оборудования в д. ед. Таким образом:

$$\Pi = R - FC - Z \cdot Q \tag{2}$$

Точка безубыточности Q^* – это такой объем обслуживаемого оборудования, который позволит предприятию покрыть все затраты и выйти на нулевой уровень прибыли. Точку безубыточности можно найти из уравнения (2) при условии $\Pi = 0$. Тогда

$$R - FC - Z \cdot Q^* = 0, \tag{3}$$

следовательно:

$$Q^* = (R - FC) / Z. \tag{4}$$

График линейной зависимости показателей представлен на рисунке 1.

Анализ рисунка 1 показывает, что на этапе проектирования имеем прямые (постоянные) затраты (расходы). С момента начала деятельности предприятия (начало оказания услуг) общие затраты повышаются. С указанного момента общие затраты состоят из суммы прямых и косвенных (переменных) затрат. Приведенное графическое представление взаимосвязи прибыли и затрат от объема оказываемых услуг основано на предположении об их прямо пропорциональной зависимости. Такое предположение весьма условно. Многочисленные исследования показали, что зависимость носит нелинейный характер, поэтому преобразованный график представлен на рисунке 2. Данная зависимость показывает, что прибыль не является неограниченной – при достижении некоторого объема обслуживаемого оборудования дальнейшее его увеличение становится экономически неэффективным. С логической точки зрения такое поведение анализируемых показателей вполне реально и оправданно.

Расчет организационно-технических и экономически целесообразных темпов развития организации – один из важнейших этапов анализа и планирования в условиях рыночной экономики. По свидетельству некоторых западных специалистов, компании, выбирающие неверную политику и пытающиеся достичь слишком больших темпов роста в кратчайший период, нередко становятся банкротами. Однако и слишком медленные темпы развития не приемлемы, нужна «золотая середина». Найти ее формализованными методами с большой точностью практически невозможно, можно дать только ориентир. Используем для этого принцип «золотого сечения» отрезка и «золотого прямоугольника» [2] для построения «золотого квадрата» (рисунк 3) с делением сторон по принципу «золотого сечения».

РИС. 2. Графическое представление нелинейной зависимости показателей доходов и расходов при увеличении объемов производства или услуг

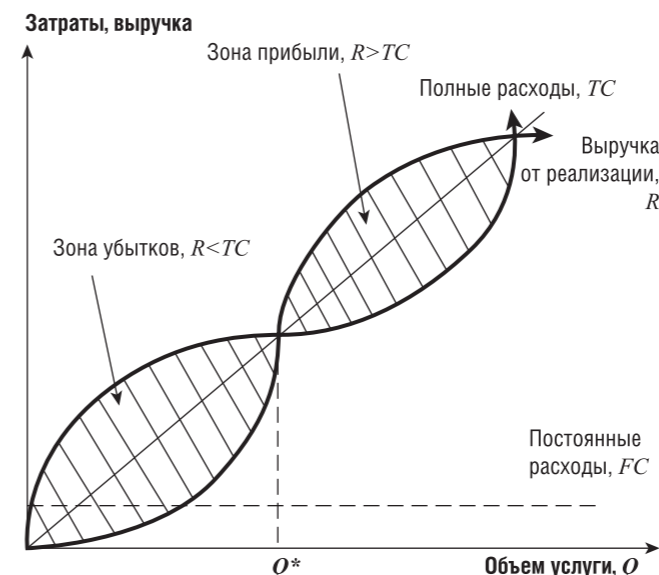
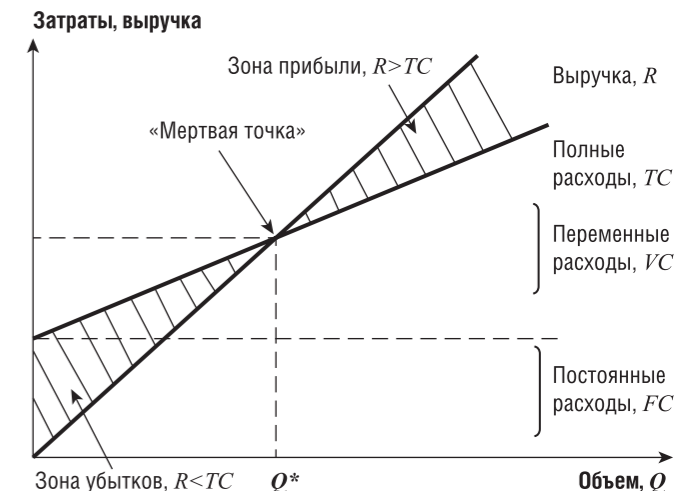


РИС. 1. Графическое определение уровня безубыточности



1. Построили квадрат ABCD со сторонами в относительных единицах (о.е.)
 $AB = CD = BC = AD = 1$ (о.е.) или в абсолютных единицах (а.е.) $AB = CD = BC = AD = 16$ сантиметров (см).
2. Поделили нижнюю сторону AD пополам и получили отрезок $AK = KD = AD/2 = 1/2 = 0,5$ (о.е.) или $AK = KD = AD/2 = 16/2 = 8$ см (а.е.).
3. Соединили точки K и C прямой линией.
4. Получили прямоугольный треугольник KCD.
5. Выполнили «золотое сечение» прямой CD прямоугольного треугольника KCD. Согласно принципу «золотого сечения» прямой CD $CD : CL = CL : LD$ [2], откуда $CL (\sqrt{5} - 1) \cdot CD / 2 \approx 0,618$; $LD \approx 0,382$ (о.е.) или $CL = 9,888$ см, $LD = 6,112$ см (а.е.).
6. Из точки D отложили отрезок $FD = LD = 6,112$ см (0,382 о.е.) на прямой AD и отметили точку F. Согласно правилу «золотого сечения» прямой AD $AF = 0,618$ о.е.; $FD = 0,382$ о.е. или $AF = 9,888$ см, $FD = 6,112$ см (в абсолютных единицах).
7. Из точки A отложили отрезок $AE = LD = 6,112$ см (0,382 о.е.) на прямой AB и отмечаем точку E. Соединили точку L с точкой E и получаем линию LE.
8. Соединили точки A и C и получили прямоугольный треугольник ACD.
9. Из точки F провели прямую линию до пересечения с прямой AC. Точку пересечения обозначим буквой M.
10. Провели линию AB за ось ординат, которая характеризует величину выручки и затрат в относительных и абсолютных единицах (денежное выражение) в результате оказания объема услуг или объема продажи продукции. Ось AD – это ось абсцисс, которая характеризует объем услуг или объем продажи продукции.
11. Точка M характеризует точку безубыточности. Через эту точку провели прямую параллельную линии LE и обозначили точки пересечения с осью ординат (AB) точкой H, а с линией CD – точкой μ . Соединив точку H с точкой μ получили линию H μ .
12. Через точку E и точку M до пересечения с линией CD провели линию. Точку пересечения обозначим точкой N. Соединив точку E с точкой N, получили линию EN.

РОССИЯ-ШВЕЙЦАРИЯ:

опыт рациональных решений для энергоэффективности



УХОДИТ В ИСТОРИЮ 2015 ГОД. К ИСХОДУ ГОДА ПРИНЯТО НЕ ТОЛЬКО ПОДВОДИТЬ ИТОГИ, НО И ПРИСТАЛЬНО ВСМАТРИВАТЬСЯ В БУДУЩЕЕ, В КОТОРОМ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ФАКТОРОМ РАЗВИТИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКОЙ ЦИВИЛИЗАЦИИ ВЫСТУПАЕТ РЕШЕНИЕ ПЛАНЕТАРНОЙ ЗАДАЧИ СБЕРЕЖЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

THE YEAR OF 2015 GOES INTO THE HISTORY. BY THE END OF THE YEAR IT IS COMMON NOT ONLY TO SUMMARIZE THE GOALS BUT ALSO TO PEER INTO THE FUTURE, IN WHICH THE DETERMINING FACTOR OF THE DEVELOPMENT OF HUMAN CIVILIZATION IS THE SOLUTION OF THE PLANETARY PROBLEM OF SAVING AND EFFICIENT USE OF ENERGY

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, энергетическая политика, премия «Золотой ватт», нефтегазовые промыслы.

Евгений Макаров,
советник по вопросам
энергетики и чистых
технологий,
Отдел экономики,
финансов и науки
Посольства Швейцарии

Станислав Барышев,
журналист

**«Золотой ватт» –
символ энергетического
прогресса**

Забывая об экологическом развитии и энергоэффективности производства, научное и промышленное сообщество ведет активный поиск и опробует принципиально новые подходы. Инновации в этой сфере во многом происходят благодаря сотрудничеству лучших научных школ «на стыках» энергетики и чистых технологий. Именно такие интеллектуальные усилия

стимулирует швейцарская премия The Watt d'Or («Золотой ватт»).

Этот конкурс, начиная с 2007 года, проводится ежегодно и завершается в январе церемонией награждения. Федеральное ведомство по энергетике Швейцарской Конфедерации отмечает «Золотым ваттом» наиболее смелые и выдающиеся проекты, открывающие неординарные энергетические решения в различных отраслях экономики.

В настоящее время премия выдается в следующих

номинациях, отражающих приоритеты энергетической политики Швейцарии: Общество. Энергетические технологии. Возобновляемые источники энергии. Энергоэффективный транспорт. Строительство и проектирование.

Жюри конкурса состоит из профессиональных энергетиков, представляющих научное сообщество, неправительственные организации, государственный и частный сектор. Такое авторитетное представительство гарантирует качественный отбор заявок и поддерживает статус «Золотого ватта» как наиболее престижной премии в области энергетики.

В ходе конкурсного отбора и этапа, связанного с присуждением премии, достигаются различные цели. Проекты-призеры становятся образцовыми примерами в применении наилучших практик и достижении качественных результатов; создаются стимулы для новых энергетических разработок; намечаются тенденции и ориентиры швейцарской энергетической политики. Благодаря высокому престижу премии «Золотой ватт» разработчики лучших проектов получают уникальные возможности по их продвижению, ведь ценность технологических новаций после столь высокой оценки значительно возрастает в глазах партнеров.

С тех пор как в июле 2014 года первая выездная экспозиция проектов, удостоенных премии «Золотой ватт», была представлена в Бостоне, взят курс на расширение географии показов. Так, демонстрация выставки в России в октябре 2015 года привлекла внимание российской аудитории к интересным энергопроектам, содействовала расширению профессионального диалога, установлению деловых связей

Показ экспозиции «Золотой ватт» в Санкт-Петербурге и Москве стал еще одним значимым этапом развития швейцарско-российского сотрудничества

и интеллектуального обмена с ключевыми фигурами научного мира, государственного и частного бизнеса наших стран.

В итоге, показ экспозиции в Санкт-Петербурге (фото 1) и Москве стал еще одним значимым этапом развития



ФОТО 1. Выставка проектов-лауреатов престижной швейцарской премии The Watt d'Or («Золотой ватт»)



ФОТО 2. Экспозиция «Золотой ватт» – площадка для российско-швейцарского делового диалога

швейцарско-российского сотрудничества, направленного на технологическое совершенство в гармонии с природой, долговременное двустороннее

экономическое партнерство для совместного решения задач энергоэффективности и энергосбережения.

Основным координатором показа выставки выступило Посольство Швейцарии в Москве. Результативности швейцарско-

российских деловых встреч всемерно содействовали Федеральным департамент Швейцарии по энергетике (BFE), Швейцарское агентство по связям с общественностью за рубежом (Presence Switzerland), Генеральное консульство Швейцарии в Санкт-Петербурге.

В северной столице экспозиция была развернута на Международном инновационном форуме. В ее открытии приняли участие глава Отдела экономики, финансов и науки Посольства Швейцарии, советник Посольства господин Ж. Тёни и петербургский вице-губернатор С.Н. Мовчан (фото 2). В Москве все желающие смогли познакомиться с уникальным



ФОТО 3. Международный инновационный форум в Санкт-Петербурге

швейцарским опытом на Фестивале науки в МГУ.

«Чтобы обеспечить экологически приемлемое и устойчивое функционирование энергосистем в будущем, уже сегодня в энергетике необходимы принципиально новые подходы», — отметил на открытии выставки в МГУ Жюльен Тёни. И такие инновации, по его словам, «возможны только за счет синергетического эффекта от совместных усилий лучших научных умов в сфере энергетики и чистых технологий».

Российские специалисты, посетившие выставку «Золотой ватт», высказали также примечательную идею, адресованную учредителям престижной премии: ввести дополнительную номинацию «Международное внедрение» — за успешное применение за рубежом швейцарского опыта и передовых технологий энергоэффективности и энергосбережения. Похоже, что отечественные энергетики всерьез намерены выступать в качестве первых претендентов на такую номинацию.

Лучший опыт для России

Будущее энергетики определяется технологиями, которые создаются и прогнозируются уже сегодня. Ведь энергетика — это фундаментальная и во многом специфическая отрасль,

точнее, совокупность тесно связанных между собой отраслей — единый системный организм, работу которого обеспечивают государственный и частный сектор, ученые и предприниматели, инженеры и политические деятели. Основные вопросы, связанные с энергетикой, имеют глобальное значение и могут быть решены только при слаженной совместной работе названных групп профессионалов высокого класса.

Поэтому столь актуальным стало заседание круглого



ФОТО 4. Заседание круглого стола «Швейцарский опыт энергосбережения и энергоэффективности: рациональные решения для России»

стола «Швейцарский опыт энергосбережения и энергоэффективности: рациональные решения для России» (фото 4), в котором участвовали представители известных энергетических и промышленных компаний ABB, Duar, Pöyry, Omya, Grantek Engineering, «Санкт-Петербургская электротехническая компания», ЭНЕРГАЗ и др.

В обсуждении и изучении этого опыта специалисты выделили приоритетные темы:

- отраслевые аспекты деятельности по повышению энергоэффективности и энергосбережению;
- энергоэффективность предприятий как фактор конкурентоспособности;
- анализ потенциала энергоэффективности различных отраслей промышленности;
- подходы к снижению энергоёмкости предприятий;
- стандартные и инновационные меры экономии энергии (электричество, тепло, топливо);
- консалтинговые и инжиниринговые услуги в сфере повышения энергоэффективности;
- перспективные направления развития малой энергетики;
- примеры успеха — решения и рекомендации для России.

Многие достижения швейцарских специалистов в энергетической сфере задают вектор развития на десятилетия вперед — и для самой Швейцарии, и для других стран, включая Россию

Достижения швейцарских специалистов впечатляют, причем многие инициативы в энергетической сфере задают вектор развития на десятилетия вперед — и для самой Швейцарии, и для других стран, включая Россию.

К примеру, интересная идея реализована в проекте одного из лауреатов «Золотого ватта» — это создание электростанций на основе газорасширительных турбин с генераторами (фото 5).

В процессе редуцирования магистрального природного газа высокого давления в низконапорный «потребительский» газ высвобождается большое количество энергии. Благодаря новейшей технологии эта энергия не теряется, а преобразуется в доступную форму электрического тока. Использование высокоскоростных роторов, высокоэффективного конвертера частоты тока, а также подшипника на магнитной



ФОТО 5. Газорасширительная турбина — основа инновационной электростанции

подвеске обеспечивает высокую производительность таких электростанций.

Добавим к этому, что умение и в малом найти новаторский подход, получить практическую выгоду — это отличительная черта швейцарского подхода к инновациям. К примеру, мини ГЭС на небольшой речушке — почти ручье — в окрестностях Берна. На первый взгляд, там использован довольно примитивный

ротор-водоворот, запатентованный американцами почти сто лет назад. Но присматриваешься, и на первый план выходит прагматизм швейцарцев, их умение взвешивать и считать. А еще — непоказная и естественная забота обо всем живом в природе. Стоит ли удивляться, что доктор Бертран Пикар, едва ли не самый известный в Швейцарии человек, почел за честь, когда его именем назвали эту крохотную сельскую электростанцию. И приехал затем на пуск, вместе с друзьями и единомышленниками.

ЭНЕРГАЗ-Enerproject: технологии для эффективности энергообъектов нефтегазовых промыслов

Одним из практических примеров повышения энергоэффективности, рентабельности и экологичности производства является строительство на нефтегазовых месторождениях автономных энергокомплексов — газотурбинных электростанций (ГТЭС), использующих в качестве топлива добываемый здесь же попутный нефтяной газ (фото 6).



ФОТО 6. Газотурбинная электростанция Талаканского месторождения «Сургутнефтегаза» работает на попутном нефтяном газе

ГТЭС различной мощности обеспечивают собственной и сравнительно недорогой электроэнергией производственные объекты и социальную инфраструктуру промыслов.

Поэтому в докладе компании ЭНЕРГАЗ – генерального партнера швейцарской фирмы ENERPROJECT в России и странах СНГ – внимание специалистов привлекли проекты создания модульных установок газоподготовки, предназначенных для работы в составе автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий и нефтегазовых месторождений.

Именно эти обоснованные проектные требования предъявляются создателями современных газотурбинных и парогазовых энергоблоков к оборудованию подготовки газа.

Ведь профессионалам хорошо известна прямая зависимость достижения проектного КПД, уровня надежности и запланированной экономичности газовой турбины от качества топлива. Исходя из этого, специалисты ЭНЕРГАЗа постоянно заботятся о внедрении современных российско-швейцарских инженерных решений в технологический процесс комплексной газоподготовки.

Только в нефтегазовой отрасли 73 установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» введены в эксплуатацию на 23 высокоэффективных ГТЭС

Только в нефтегазовой отрасли 73 установки «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» (фото 7) введены в эксплуатацию на 23 высокоэффективных ГТЭС. При этом решается главная технологическая задача – гарантированная подготовка исходного газа (практически любого качества и состава) до необходимых параметров по чистоте, температуре и давлению.

В целом проекты подготовки попутного газа (для ГТЭС и транспортировки) реализованы ЭНЕРГАЗом на 60 эксплуатационных площадках, где успешно действуют 140 установок подготовки и компримирования топливного газа, блочных пунктов и систем газоподготовки, газовых компрессорных станций. Всего же в активе компании – 114 проектов, выполненных на

объектах ТЭК по всей России (европейская часть страны, районы Крайнего Севера, Сибирь, Дальний Восток).

Российско-швейцарский диалог: продолжение следует

Итак, констатируем: эффективное использование швейцарского оборудования и технологий в России возможно при тесном сотрудничестве швейцарских разработчиков с российскими специалистами. Ведь на деле, при оснащении российских объектов энергетики и нефтегазовой отрасли, швейцарские производители сталкиваются с целым рядом проблем.

Нередко затраты на модернизацию рассматриваются руководством российских компаний как излишне высокие, или планы повышения энергоэффективности представляются второстепенными по отношению к другим инвестиционным проектам, или сроки окупаемости оцениваются как не отвечающие краткосрочным целям предприятия.

Однако электрическая и тепловая энергия – одна из главных статей расходов, а энергоэффективность – важная составляющая экономического успеха предприятия. Найти приемлемый для обеих сторон выход можно через конструктивный диалог между швейцарскими и российскими коллегами. Только такое профессиональное взаимодействие, учитывающее российские реалии и потребности, ведет к максимальному результату.

Каждый построенный в России современный энергообъект – это еще один шаг в реализации российской государственной стратегии энергоэффективности, которая основана на широком внедрении передовой мировой практики, где лидирующие позиции традиционно занимает технологический и инженерный опыт Швейцарии. И эта совместная работа продолжается. ●

KEY WORDS: *energy efficiency, energy conservation, energy politics, the prize "Golden watt", oil and gas fields.*



ФОТО 7. Оборудование подготовки и компримирования топливного газа «ЭНЕРГАЗ-Enerproject» для ГТЭС Рогожниковского месторождения

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19–20 апреля 2016

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ – 2016



18–21 апреля 2016

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+

ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОЕ УДАЛЕНИЕ ЛЬДА

с поверхности купольных крыш из алюминиевых сплавов

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРОБЛЕМЕ УДАЛЕНИЯ НЕРАВНОМЕРНОГО СКОПЛЕНИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА НА ПОВЕРХНОСТИ АЛЮМИНИЕВЫХ КУПОЛЬНЫХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА. ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЛЮМИНИЕВЫХ КУПОЛЬНЫХ КРЫШ В РОССИИ. ПРЕДЛОЖЕН ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНЫЙ МЕТОД УДАЛЕНИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА С КУПОЛЬНЫХ КРЫШ ИЗ АЛЮМИНИЕВЫХ СПЛАВОВ. ПРОВЕДЕН РАСЧЁТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ КРЫШИ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОГО МЕТОДА УДАЛЕНИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА

THE ARTICLE DEALS WITH THE PROBLEM OF REMOVAL THE UNEVEN ACCUMULATION OF SNOW FROM THE SURFACE OF LARGE DIAMETER ALUMINUM DOMED ROOFS OF TANKS. A REVIEW OF ACCIDENTS AND INCIDENTS DURING THE OPERATION OF ALUMINUM DOME ROOF IN RUSSIA IS PRESENTED. THE METHOD OF REMOVING A SNOW COVER OUT OF A DOMED ROOF MADE OF ALUMINUM ALLOY ELECTRIC IMPULSE IS PROPOSE. THE CALCULATIONS OF THE STRESS AND STRAIN STATE OF THE ROOF'S STRUCTURE WITH THE IMPACT OF ELECTRO PULSE IS PRODUCED WITH THE HELP OF FINITE ELEMENT METHOD (FEM)

Ключевые слова: алюминиевая купольная крыша, вертикальные стальные резервуары для нефти, снеговая нагрузка, электроимпульсная противообледенительная система.

УДК 622.692.23

Павел Андреевич Комаров,
Руководитель расчётной группы технологического отдела филиала «Самаргазпротрубопровод»

Марат Рустамович Терегулов,
Ассистент кафедры «Трубопроводного транспорта» Самарского Государственного Технического Университета

Сергей Дмитриевич Фан,
Студент кафедры «Трубопроводного транспорта» Самарского Государственного Технического Университета

В мировой практике алюминиевые конструкции крыш для вертикальных стальных резервуаров большого диаметра (более 45 м) применяются довольно долгое время, однако в России данные конструкции применяются всего лишь 8 лет [1]. Эксплуатация данных типов крыш в России осложняется климатическими особенностями районов применения.

Конструкция алюминиевой купольной крыши для резервуара объёмом 50000 м³ и диаметром 60,7 м, представляет собой сферический сетчатый каркас с радиусом 48,6 м и стрелой подъёма 10,92 м, покрытый обшивкой из алюминиевых листовых панелей [2]. Достаточно крутой уклон и гладкость поверхности, казалось бы,

должны исключить скопление снежного покрова на кровле. Однако, по опыту эксплуатации, наблюдается устойчивое скопление снега на поверхности настила, преимущественно с подветренной стороны конструкции (рис. 1).

Это приводит к появлению неравномерной нагрузки в локальных зонах конструкции крыши. В начале 2004 г. в г. Кириши (III снеговой район [3]) с интервалом 30 минут произошло полное обрушение двух алюминиевых куполов фирмы «ConservatekIndustriesInc» соседних РВСПА-50000 на ОАО «Киришинефтеоргсинтез» (рис. 2). Комиссия по расследованию аварии с участием российских и американских специалистов так и не смогла установить ее

РИС. 2. Разрушение конструкции алюминиевых крыш г. Кириши

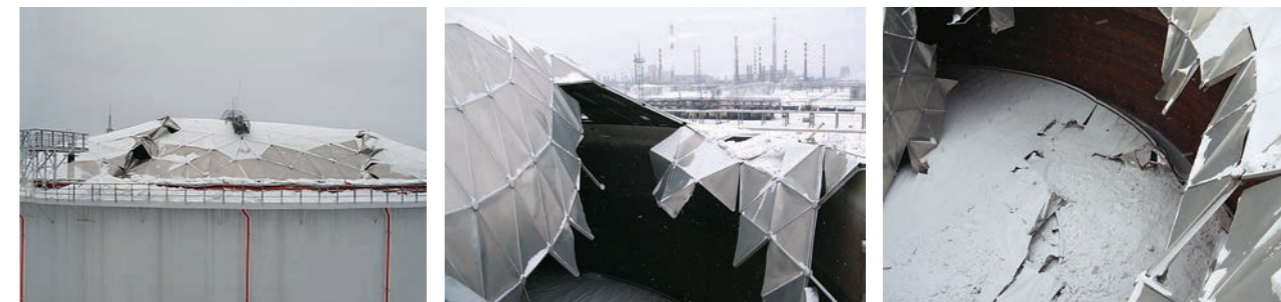


РИС. 3. Разрушение конструкции алюминиевой крыши г. Кстово



РИС. 4. Разрушение конструкции алюминиевой крыши п. Талакан



причину. Для предотвращения обрушения аналогичных крыш в г. Кстово на ОАО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» с 2004 г. до 2010 г. производилась регулярная уборка снега в зимних условиях. В 2010 г. крыша разрушилась (рис. 3) [1].

Зимой 2009 г. полное разрушение алюминиевой крыши произошло на объекте ОАО «Транснефть» «Восточная Сибирь – Тихий океан» в п. Талакан, поставка конструкций крыш – ОАО «Миасский машиностроительный завод» (рис. 4) [1].

Другой инцидент произошел в начале 2008 г. в г. Альметьевске (V снеговой район [3]), где в результате схода подтаявшего снега с алюминиевых крыш трёх РВСПА-50000, произошло

повреждение карт настила и площадок обслуживания оборудования на кровле (рис. 5).

Скопление основной массы снеговых осадков на купольной алюминиевой крыше происходит с подветренной стороны от среднегодового направления ветров данной местности, что объясняет неравномерный характер образования снегового покрова (снегового «мешка»). Выпавший снег с наветренной стороны подвергается ветровой эрозии, не успевая слежаться и образовать прочное сцепление с покрытием.

С подветренной стороны интенсивность ветрового давления минимальна, и у выпавшего снега достаточно времени образовать прочное сцепление с настилом и приобрести свойство

сопротивляться растягивающим напряжениям. Процесс образования сцепления происходит вследствие колебаний дневных и ночных температур, при которых образуется граничный слой – «ледяной прослойки» (рис. 6) [4, п.п. 6.5.1.1.6]. У эксплуатируемых резервуаров образование граничного слоя ускоряется, вследствие подогрева настила находящимся в резервуаре продуктом и отрицательной температурой снежного покрова на границе «настил-снег».

Механизмы снегонакопления, образования снеговых «мешков» и их саморазрушение для эксплуатируемых и неэксплуатируемых резервуаров были подробно рассмотрены [5, 6].

Неравномерные скопления снеговых «мешков» на стальных купольных

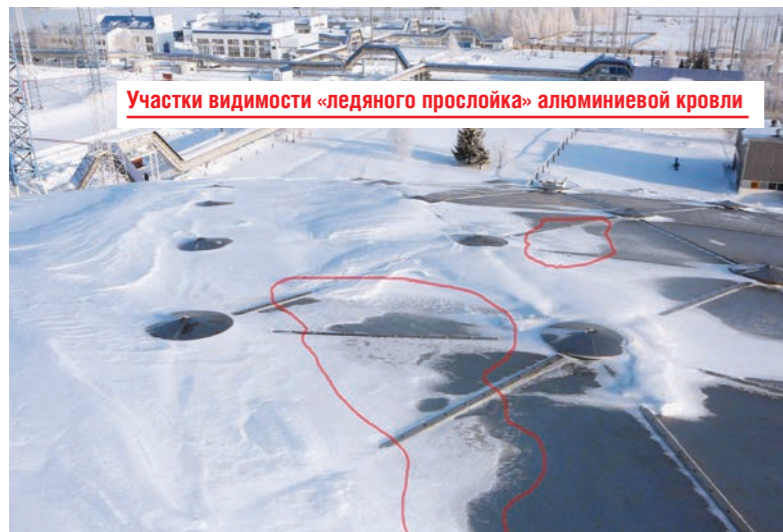
РИС. 1. Скопление снега на крыше РВСПА-50000



РИС. 5. Последствия схода подтаявшего снега



РИС. 6. Граничный слой – «ледяная прослойка» на алюминиевой кровле



Участки видимости «ледяного прослойка» алюминиевой кровли

крышах предотвращаются путём механической очистки (ручной способ) [7]. Однако, на алюминиевых крышах, существующих резервуаров, возможность механической очистки ограничена, ввиду конструктивных особенностей, т.е. крутой уклон и малая толщина настила покрытия (1,2 мм) [2].

Конструкция электроимпульсной противообледенительной системы

Одним из перспективных способов удаления поверхностного льда является импульсно-механический способ, основанный на принципе воздействия волновой интерференции непосредственно на ледяную массу, разрушая её при прохождении «пакета» импульсов по площади конструкции. Другими словами, на очищаемой ото льда поверхности создаются упругие деформации посредством периодических импульсов, создаваемых электромагнитным полем индуктора (катушки). Данная технология получила название электроимпульсной противообледенительной системы (ЭИПОС) [8].

Современные конструкции электроимпульсных систем разнообразны. По-существу же, в них заложен один и тот же принцип передачи импульса. ЭИПОС сегодня подразделяются на системы бесконтактного и контактного способа передачи и преобразования импульса.

В конструкциях бесконтактных ЭИПОС используется катушка индуктивности (индуктор), наводящая в очищаемой поверхности индуктивный ток высокой частоты (индуктор преобразует энергию электрического импульса в механическую). Данная конструкция применяется в большей степени в авиации, для защиты от обледенения небольшой площади поверхности закрылков, носка крыла и других конструкций самолёта. Применение бесконтактного способа в гражданском и промышленном строительстве, с внушительными площадями очищаемой конструкции, более энергозатратна, в отличие от представленной ниже конструкции.

Контактный способ сообщения импульса основан на передаче волны поверхности, через специальный волновод (рис. 7, б), распределяющий волну не

РИС. 8. Диаграмма распределения интенсивности упругой деформации (I) в зависимости от расстояния (r) от центра очищаемой поверхности

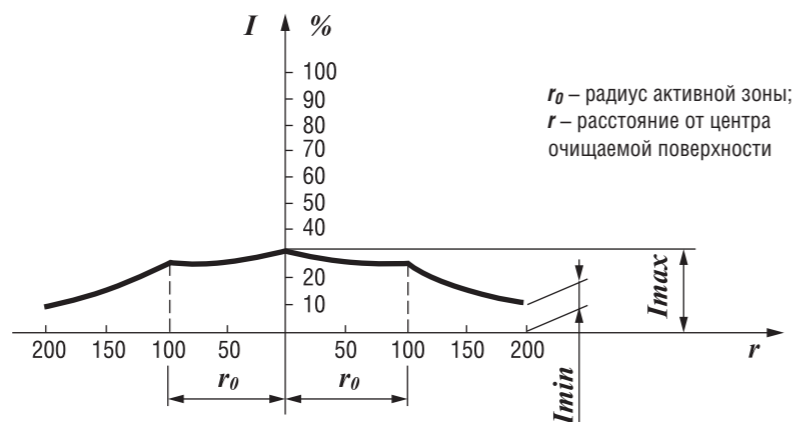
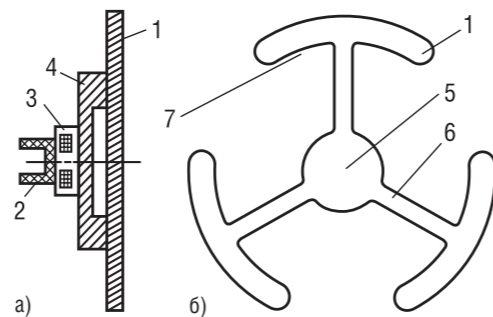


РИС. 7. Схематическое изображение устройства

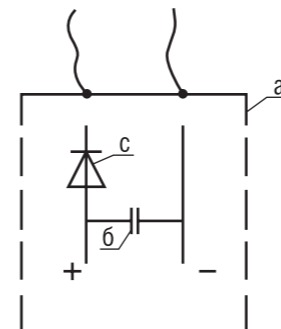


в точку, а на площадь, что обеспечивает отсутствие больших контактных напряжений в местах соприкосновения.

Пример контактной ЭИПОС представлен на рис. 7, а [9]. Конструкция содержит размещённый напротив очищаемой поверхности 1 неподвижный кронштейн 2, к которому прикреплён источник 3 механических импульсов. Волновод 4 прикреплён к очищаемой поверхности и соединён своей центральной частью с источником механических импульсов. Волновод выполнен в виде кольца (рис. 7, б) с соединёнными с его центральной частью 5 радиальными участками 6 и ограничивает активную зону 7 очищаемой поверхности.

Устройство работает следующим образом (рис. 7). При включении генератора импульсов (не показан), соединённого с источником 3 механических импульсов, в очищаемой поверхности посредством волновода 4 возбуждаются направленные внутрь активной зоны 7 волны упругой деформации, которые распространяются и за пределы активной зоны 7, обеспечивая

РИС. 9. Простейший блок питания ЭИПОС



Простейший блок питания – а электроимпульсной противообледенительной системы состоит из выпрямительно-зарядного устройства с накопительным конденсатором – б и коммутатора – с

интенсивную и эффективную очистку поверхности. Площадь активной зоны при этом составляет не менее 20% всей площади очищаемой поверхности. Интенсивность волн упругой деформации распределяется согласно диаграмме (рис. 8).

Применение ЭИПОС на алюминиевой крыше

Применительно к алюминиевой крыше резервуара ЭИПОС может разрушать «ледяную прослойку» на границе настил-снеговой покров, уменьшая сцепление снегового покрова с поверхностью крыши и обеспечивая сход снега. Благодаря возможности создания периодического воздействия импульсов на поверхность, система способна воспрепятствовать

образованию крупных снегообразований на крыше.

Конструкция сферы купольной крыши представляет собой сетчатый каркас из алюминиевых пресованных профилей двутаврового и квадратного исполнения, образованный из треугольных ячеек. Соединение стержней С1, С2 (рис. 10) между собой в узлах осуществляется при помощи узловых накладок и высокопрочных болтов.

Болтовые соединения узлов с наружной стороны купольной крыши закрываются защитным колпаком с герметизирующей прокладкой (рис. 10). Ограждающей конструкцией купольной крыши является её обшивка, состоящая из алюминиевых треугольных панелей толщиной 1,2 мм. Крепление

панелей обшивки к балкам каркаса осуществляется в «Замок» прижимными накладками при помощи самонарезающихся винтов.

Опирающие и передача нагрузки от купольной крыши на стенку резервуара производится 78 опорными стойками. Соединение стоек купольной крыши с опорными частями – шарнирное, а опорных частей стоек к опорному кольцу – на сварке.

Возможное оснащение конструкции алюминиевой кровли РВСПА-50000 электроимпульсными преобразователями предлагается выполнить на 30% поверхности настила с подветренной стороны резервуара (рис. 11).

В средней линии (рис. 12) ячейки каркаса устанавливаются кронштейн в виде уголка, соединение уголка с

РИС. 11. Схема расположения электроимпульсных преобразователей на алюминиевой крыше

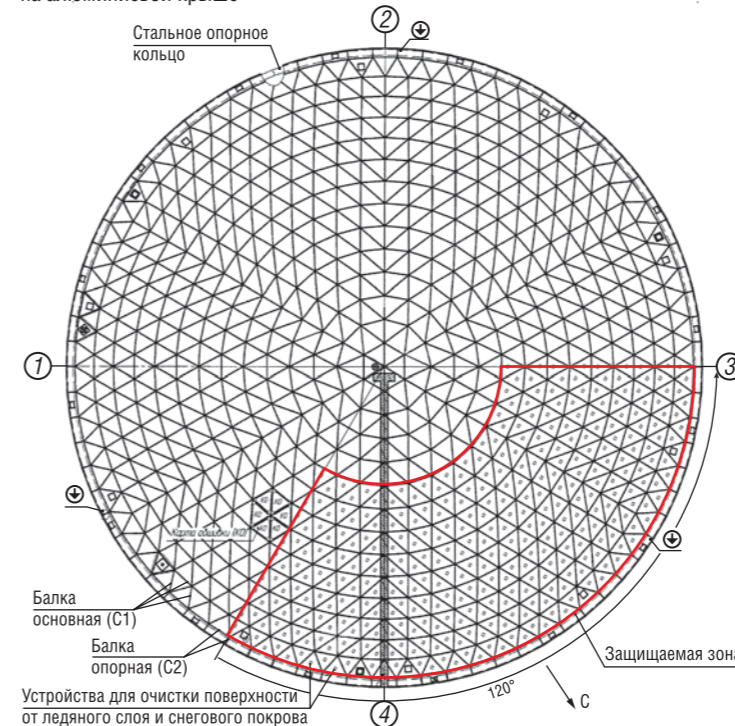


РИС. 12. Сектор сферической алюминиевой крыши с элементами ЭИПОС

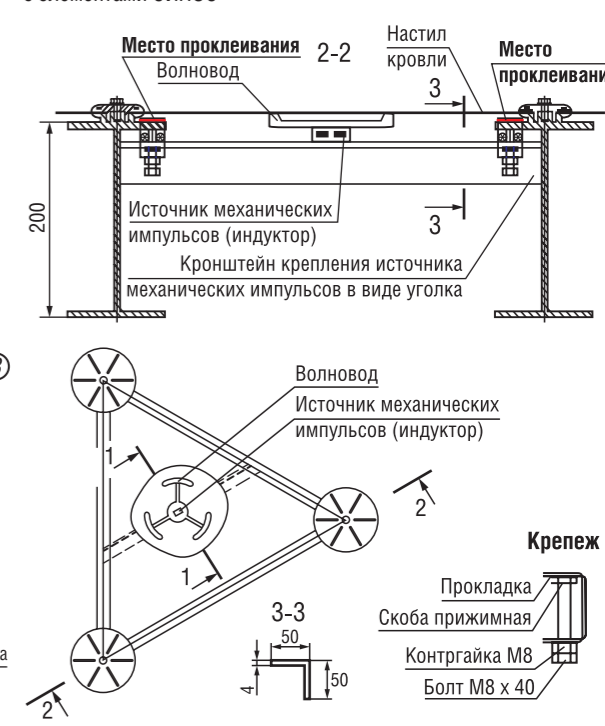
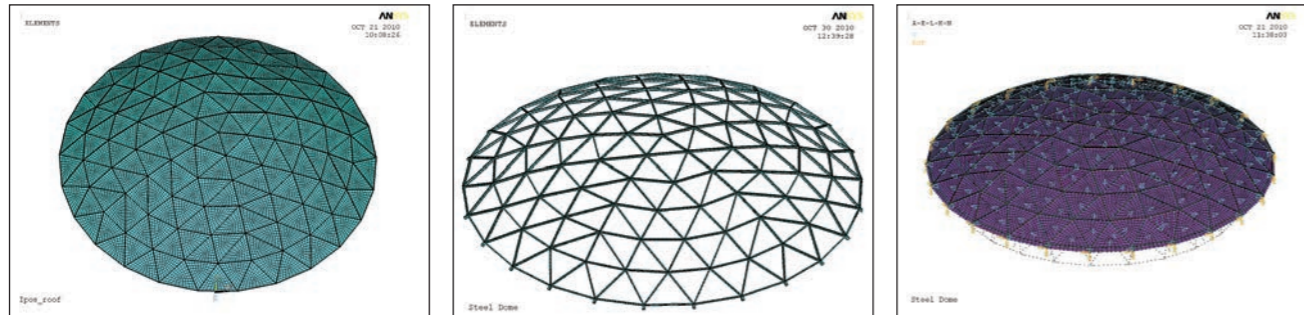


РИС. 13. Конечно-элементная модель алюминиевой кровли, каркас, граничные условия (приложение перемещений и закрепление конструкции)

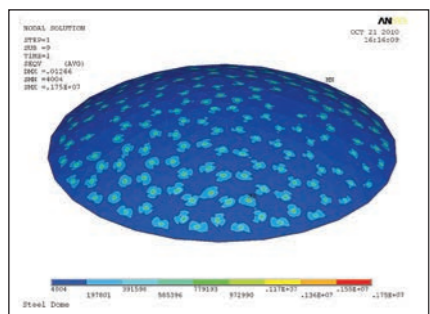


несущим каркасом, выполненным из двутавра, – клеевое с винтовым зажимом. Уголок будет являться опорой для источника механических колебаний (индуктора – во взрывозащищённом исполнении [10]) и волновода, подведённого к обшивке. Крепление преобразователя во взрывозащищённом исполнении производится к внутренней поверхности кровли. Кабель питания предлагается прокладывать по стенке несущего двутавра каркаса кровли.

Время срабатывания системы ориентировочно с 3–6 импульсными разрядами каждые 6–12 часов, в зависимости от метеоусловий. Периодическое включение в работу группы элементов ЭИПОС позволит воздействовать на обшивку, устраняя тем самым находящиеся на ее поверхности ледяной слой и снеговой покрова.

Расчет НДС (напряжённо-деформированного состояния) настила и каркаса крыши с использованием данных, полученных в [8], выполнен для упрощённой конечно-элементной

РИС. 14. Распределение эквивалентных напряжений на сферической алюминиевой крыше резервуара по теории прочности Губера-Генки-Мизеса (в Па)



модели для радиуса резервуара 17100 мм (рис. 13).

Для приложения граничных условий, согласно данным [8], выбран максимальный прогиб пластины $A_m = 7,5$ мм при максимальной энергии электрического импульса $W = 300$ Дж (при толщине льда $\delta_l = 0$), при данном прогибе и энергии электрического импульса будет происходить гарантированное удаление льда с поверхности пластины толщиной 1,5 мм [8]. Для обеспечения запаса прочности пластины увеличиваем величину максимального прогиба A_m до 10 мм.

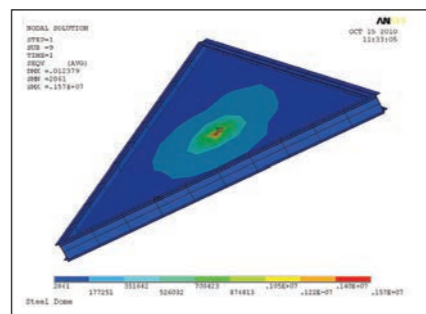
Закрепление конструкции производится по 25 балкам квадратного сечения по периферии крыши. Приложение перемещений (амплитудных прогибов пластины) $A_m = 10$ мм производится в центре каждого сектора сферической алюминиевой крыши.

Результаты расчёта представлены на рис. 14, 15, 16.

По результатам расчётов можно сделать определённые выводы:

- максимальное значение эквивалентных напряжений в

РИС. 15. Напряжённо-деформированное состояние сектора сферической алюминиевой крыши с максимальным значением эквивалентных напряжений (в Па)



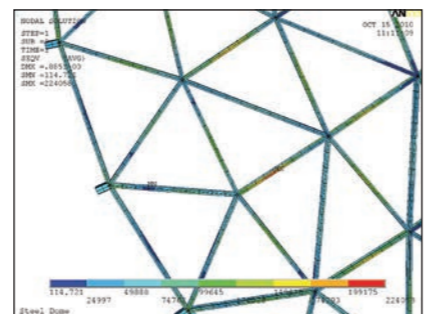
обшивке составляет 1,75 МПа (рис. 15), что в 45 раз меньше допускаемого напряжения сплава обшивки АМгЗ – 78 МПа (7,8 кг/мм²);

- максимальное напряжение в металлоконструкциях каркаса купольной алюминиевой крыши (рис. 16) составляет 0,224 МПа, что, соответственно, намного меньше допускаемых напряжений алюминиевых сплавов;
- количество циклов до полного разрушения в обшивке из сплава АМгЗ, при максимальных напряжениях – 1,75 МПа, составит порядка 23 миллионов циклов нагружения.

Выводы

1. Представлен обзор аварий и инцидентов при эксплуатации алюминиевых купольных крыш в России;
2. Определён механизм скопления осадков на поверхности алюминиевой конструкции крыши;
3. Рассмотрен электроимпульсный метод удаления снегового

РИС. 16. Напряжённо-деформированное состояние купольной алюминиевой крыши с максимальным и минимальным значениями эквивалентных напряжений (в Па)



покрова с купольных крыш из алюминиевых сплавов;

4. Проведён расчёт напряженно-деформированного состояния конструкции крыши методом конечного элемента, при воздействии электроимпульсного метода удаления снегового покрова.

При применении данной системы целесообразно разделение площади действия импульсного разряда на отдельные группы секторов алюминиевой конструкции покрытия, для недопущения появления резонансных явлений и совпадения собственной частоты конструкции с частотой внешнего воздействия искусственно создаваемыми импульсами. Последовательное включение импульса на различных секторах конструкции с различными интервалами создаст условия для минимизации вероятности резонансных явлений в конструкции.

Однако следует отметить, что при применении данной системы, особое внимание следует

уделить прочности и устойчивости конструкции крыши резервуара, и ее отдельных элементов, а также учесть влияние среды в резервуаре на элементы самой системы и ее работоспособность. Так же при применении ЭИПОС на взрывопожароопасном объекте необходимо наличие разрешающих сертификатов на искробезопасность и взрывозащищенность всей системы и отдельных её элементов в соответствии с ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное». С учетом вышесказанного, следует провести научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по испытанию данной системы на резервуарных конструкциях. ●

Литература

1. ООО «Глобалтэксинжиниринг» [Электронный ресурс] Режим доступа <http://www.rustank.ru/publications/>, свободный. Яз. рус.
2. Проект купольной крыши из алюминиевых сплавов резервуара РВСПА-50000 ЗАО «Нефтемонтаждагностика», 2008 г.
3. СП 20.13330.2011 Актуализированная ред. СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия».

4. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000–50000 куб. м.
5. Востров В.К., Павлов А.Б. Вопросы расчета экстремальных снеговых нагрузок на купольные покрытия // Промышленное и гражданское строительство. 2005. № 7.
6. Ильин Е.Г., Востров В.К. Снеговые нагрузки и конструктивные параметры сферических алюминиевых крыш для вертикальных цилиндрических стальных и железобетонных резервуаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1.
7. ОР-23.020.00-КТН-285-09 Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период.
8. Левин И.А. Исследование процессов удаления льда с обшивки летательного аппарата способом импульсного силового воздействия и создание на его основе электроимпульсной противообледенительной системы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени ктн. – М: Типография МАИ, 1970.
9. Левин И.А. Способ удаления отложений, преимущественно льда, с очищаемой поверхности обшивки и устройства для его осуществления. Авт. свид. №2096269, 1997.
10. ООО Таурус [Электронный ресурс] Режим доступа <http://www.taurus.com>, свободный. Яз. рус.

KEY WORDS: aluminum dome roof vertical steel tanks for oil, snow load, electric pulse de-icing system.

www.ataman-guns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ

ООО «Демьян»
+7 (495) 9847629

СКИФСКАЯ ПЛИТА В РЕЖИМЕ ON-LINE

Инновационные технологии освоения нефтяных месторождений в реальном времени

ДО НЕДАВНЕГО ВРЕМЕНИ ИССЛЕДОВАТЕЛИ НЕ СЧИТАЛИ ГОРИЗОНТЫ ПАЛЕОЗОЯ И ТРИАС ЮЖНОГО КРАЯ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПЕРСПЕКТИВНЫМИ. АВТОРЫ СТАТЬИ ОТНОСЯТ ЭТОТ КОМПЛЕКС К ПЕРСПЕКТИВНЫМ НА НЕФТЬ И ГАЗ ОТЛОЖЕНИЯМ И ПОЛАГАЮТ, ЧТО В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОГО КРАЯ ВЕП МОГУТ БЫТЬ КРУПНЫЕ ПО РАЗМЕРАМ И АМПЛИТУДЕ АНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ПОДНЯТИЯ, С КОТОРЫМИ МОГУТ БЫТЬ СВЯЗАНЫ КРУПНЫЕ И СРЕДНИЕ ПО ЗАПАСАМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

UNTIL RECENTLY, RESEARCHERS DID NOT CONSIDER THE HORIZONS OF THE PALEOZOIC AND TRIASSIC SOUTHERN EDGE OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM PERSPECTIVE. THE AUTHORS RELATE THIS COMPLEX TO BE PROMISING ON OIL AND GAS, AND CONSIDER THAT WITHIN THE SOUTHERN EDGE OF EEP CAN BE LARGE IN SIZE AND AMPLITUDE ANTICLINAL UPLIFT, WHICH CAN BE RELATED IN LARGE AND MEDIUM-SIZED RESERVES OF OIL AND GAS FIELDS

Ключевые слова: нефтегазовые отложения, освоение месторождений, Восточно-европейская платформа, Скифская плита.

Еремин Николай Александрович,
Заведующий лабораторией
«Теоретических основ разработки нефтяных месторождений»
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Доктор технических наук,
профессор

Сарданашвили Ольга Николаевна,
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник
ИПНГ РАН

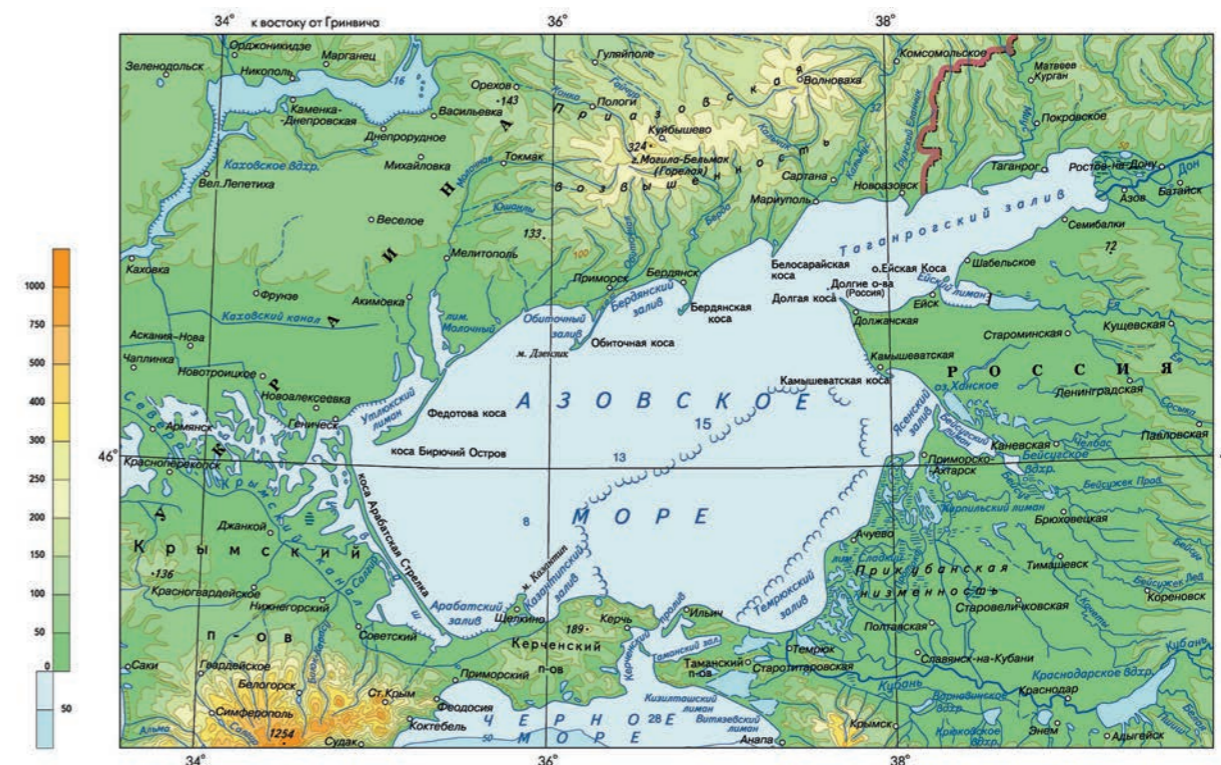
Пономарева Ирина Александровна,
доктор экономических наук,
главный научный сотрудник
ИПНГ РАН

Обоснованы возможные технико-экономические перспективы освоения нижнемезозойских-палеозойских месторождений и структур Азовского моря.

В Азовском море к настоящему времени выявлены преимущественно мелкие и мельчайшие по запасам газовые месторождения. На берегах Азовского моря также установлены лишь мелкие и средние по запасам месторождения в Ростовской области, в Краснодарском крае, в Степном Крыму, в Херсонской области, на Таманском и Керченском полуостровах. Открытые залежи в своем большинстве связаны с образованиями неогена, а также майкопа, хотя на отдельных месторождениях продуктивны также горизонты палеогена, мела, триаса и даже докембрийского фундамента. В то же время в Краснодарском крае в структурно-тектонических зонах, имеющих свое продолжение под дном Азовского моря, выявлены месторождения средние, крупные и уникальное Анастасиевско-Троицкое. Акватория Азовского моря в настоящее время снова привлекает внимание исследователей и инвесторов как объект открытия новых месторождений нефти и газа в прибрежной части и на горизонтах с глубиной залегания более 1500–2000 м. По результатам проведенных сейсмических работ и общим геологическим предпосылкам в северо-восточной части Азовского моря следует ожидать открытия, по крайней мере, средних по величине запасов месторождений нефти и газа [2, 3].

Целью геолого-геофизических работ являлось открытие и подготовка к освоению нефтегазовых месторождений в кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложениях в пределах лицензионных участков [1, 2]. Основными задачами геологических работ в северо-восточной части Азовского моря являются подробное изучение структурного плана осадочной толщи, выявление

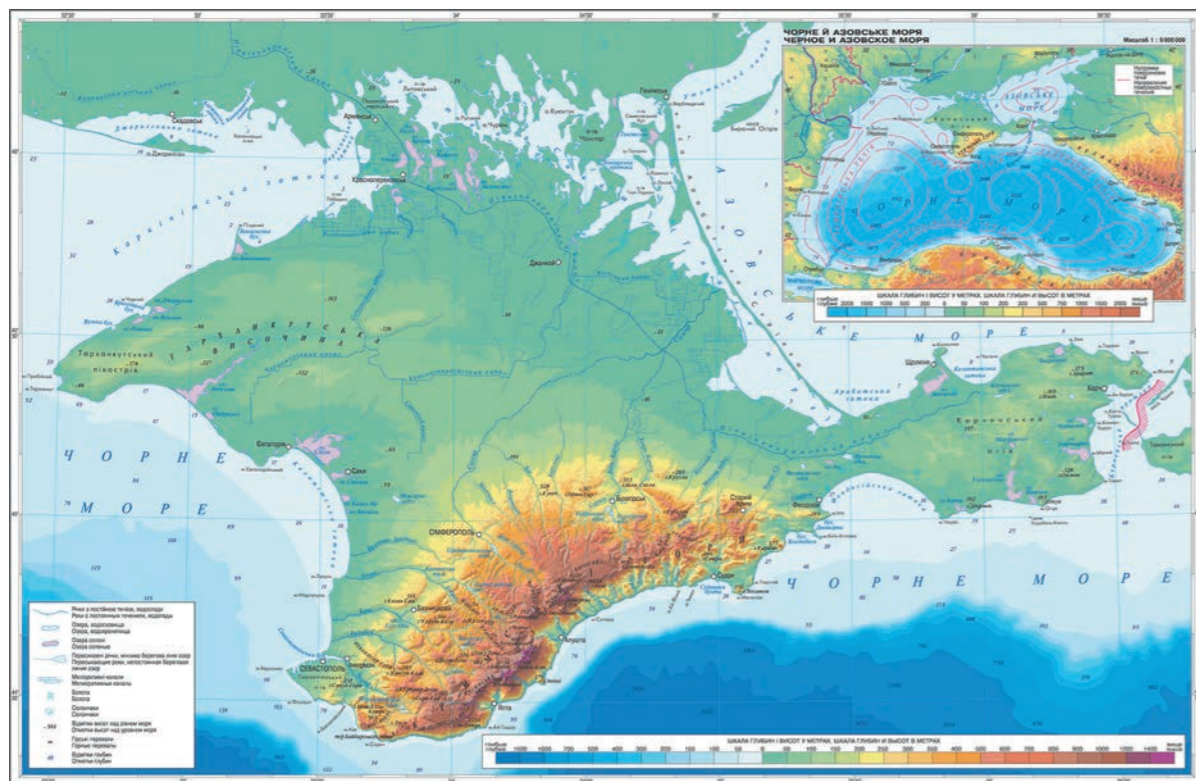
УДК 553.04



перспективных объектов, определение локализованных прогнозных ресурсов выявленных объектов, подготовка рекомендаций по очередности их ввода в разведку, бурение поисково-разведочных скважин, опробование продуктивных горизонтов, подсчет запасов УВ. Прорабатываются различные варианты освоения прибрежных неглубокозалегающих газовых месторождений, включая использование несамоходной плавучей платформы и бурение протяженных горизонтальных скважин с берега.

Систематические геолого-геофизические исследования Азовского моря, в том числе и его восточной части, были начаты ещё в середине 50-х годов. Около 40–50% акватории северо-восточной части Азовского моря изучена сейсморазведкой, гравиразведкой, магниторазведкой, электроразведкой и геохимическими съемками в масштабах от 1:50 000 до 1:200 000. Объем сейсморазведочных работ 2D сейсмике выполненных в условном российском секторе за все время исследований составляет 21,1 тыс км. Прошлые сейсморазведочные работы в основном были выполнены вне прибрежной зоны на глубинах моря от 5 до 12 м. Удельные затраты на 1 пог. км на этих глубинах в 3–4 раза ниже, чем в прибрежной транзитной зоне. Изученность Таганрогского, Ейского, Ясенского и Бейсугского заливов, а так же всей прибрежной мелководной зоны ограничивается лишь региональным уровнем. Геолого-разведочные работы (ГРП) 70–90-х годов и начала 2000-х гг. позволили изучить верхнюю часть осадочного разреза Азовского моря. Предшествующими работами изучены: Северо-Азовский прогиб до глубин 2,5 км; Азовский вал до 1,2 км. В Северо-Азовском прогибе изученный интервал разреза включает отложения мела, палеогена и неогена, на Азовском валу – отложения майкопской серии и неогена, а также меловые и палеогеновые отложения. Структура нижней части осадочной толщи: нижний мезозой и палеозой остались практически не изученными. В

ряде скважин, пробуренных в российском секторе, получены притоки углеводородного газа. В результате всех работ пока открыто несколько мелких по запасам месторождений и одно среднее – Бейсугское месторождение газа (находится в разработке ОАО «Кубаньгазпром»). Диапазон продуктивных горизонтов – от неогена до триас-юрского комплекса включительно. Результатом проведенных исследований стало выявление более 120 структур. Из них 30 локальных структур были изучены детально и подготовлены к бурению сейсмическими методами. Бурение глубоких скважин в Азовском море началось в 1975 году (Электроразведочная площадь, скважины Западно-Бейсугская-1 и Северо-Керченская-1) и было приостановлено в 1991 году. Первый промышленный приток газа был получен в 1976 г. из скважины Северо-Керченская-1. На 14 объектах проводилось глубокое бурение. На 1 января 1991 года пробурено 28 скважин глубиной от 560 до 3100 м. В 1997–98 гг. были пробурены три скважины на Северо-Казантипском поднятии, вскрывшие газоконденсатную залежь в майкопе. В 1998 году пробурена скважина на Матросском поднятии, вскрывшая на забое граниты верхнедевонского возраста. Бурение позволило установить 11 месторождений газа и нефти: Стрелковое, Сейсморазведочное, Прибрежное, Стрелковое, Морское, Небольшое, Западно-Бейсугское, Бейсугское, Северо-Казантипское, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское. Все месторождения (кроме нижнемеловой залежи на Бейсугской структуре) являются мелкими (запасы каждого – первые млрд. м³). В настоящее время на акватории Азовского моря эксплуатируются следующие месторождения – Прибрежное, Бейсугское, Стрелковое, Северо-Казантипское, Восточно-Казантипское, Северо-Булганакское и Стрелковое. В восточной части моря скважины сосредоточены, в основном, на Азовском валу (15 скважин). Все они прошли кайнозой-меловую толщу осадочного чехла



и остановлены в юрско-триасовом комплексе. На площадях Западно-Бейсугская, Морская-1, Сигнальная, Небольшая и Октябрьская получены промышленные притоки газа из отложений майкопа и верхнего миоцена. Непромышленный приток нефти получен на Неизвестной структуре. В целом изученность недр Азовского моря бурением чрезвычайно низкая: одна скважина на каждые 1600 км² акватории, или 1,2 м проходки на 1 км² площади.

Переобработка старых материалов, а также привлечение нового сейсмического материала позволила паспортизовать 26 локальных структуры, а по восьми из них были подготовлены паспорта бурения: Восточно-Ясенской, Олимпийской, Ударной, Белосарайской, Молодежной, Небольшой, Приразломной и Должанской. Материалы прошлых лет практически непригодны для изучения нижнего структурного комплекса. В процессе их переобработки, может быть значительно повышено соотношение амплитуд полезных сигналов к амплитудам помех и улучшено качество временных разрезов. В то же время, невозможно увеличить глубинность исследований из-за того, что длительность сейсмической записи почти на всех объектах ограничена тремя секундами.

В течение многих лет граница между осадочным чехлом и фундаментом на акватории Азовского моря проводилась по эродированной поверхности разновозрастных образований от архейского до юрского возраста (отражающий горизонт «F»). Было установлено, что ниже горизонта F (ранее отождествлялся с фундаментом, затем – с акустическим фундаментом) на многих профилях есть протяженные, довольно легко картируемые горизонты с высокими скоростями суммирования (3600–5200 м/сек), отнесенные к палеозою-нижнему мезозою. В этом комплексе были закартированы крупные антиклинальные структуры. В частности, по

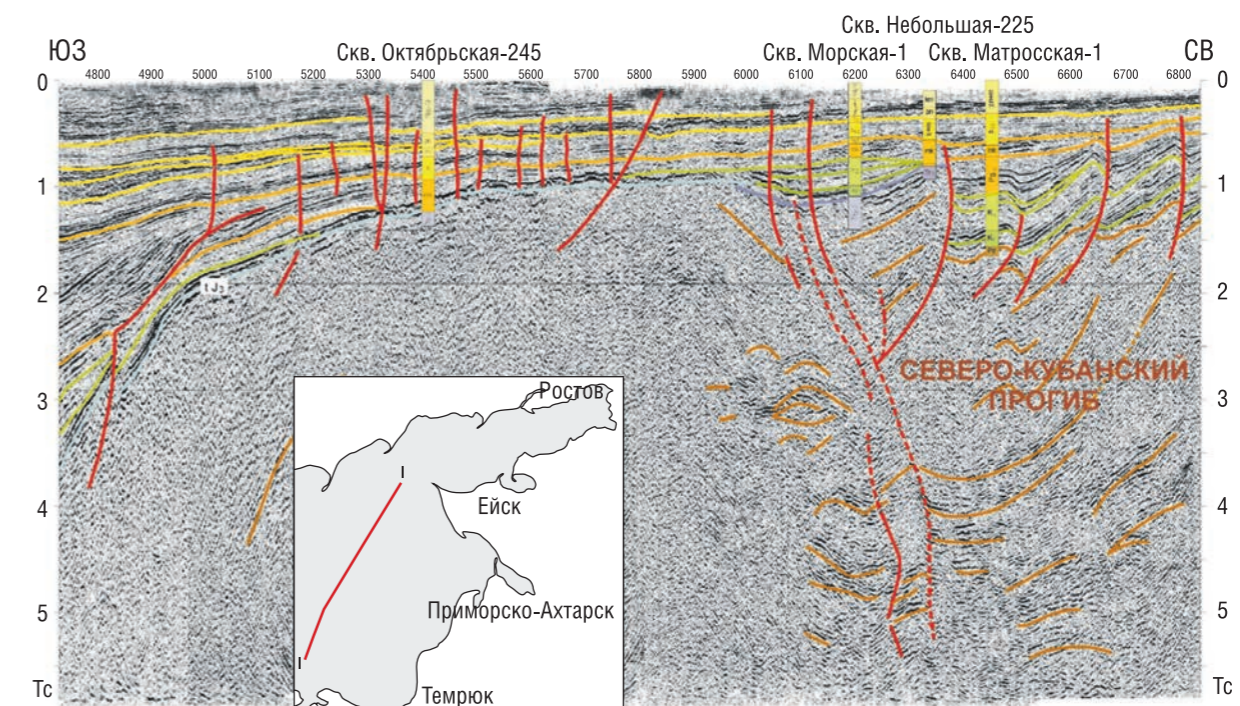
особенностям сейсмической записи на некоторых разрезах предполагается развитие баровых тел в мел-палеогеновой части чехла. По результатам работ в этом районе выявлены десятки антиклинальных перегибов, выраженных в осадочном чехле. В границах некоторых складок на временных разрезах обнаружены аномалии волнового поля, которые предположительно имеют признаки неантиклинальных ловушек углеводородов, тел бокового наращивания.

В середине 80-х годов прошлого столетия при рассмотрении подвижных зон платформ разного возраста (Западно-Европейской или Средне-Германской, Восточно-Европейской, Скифско-Туранской) было высказано мнение, что эти геологические структуры являются шовными зонами. Вдоль последних на протяжении длительного геологического времени происходило примыкание новых блоков, постепенно нарастивших ядро Восточно-Европейской платформы (ВЕП). Вероятно, подобный механизм был присущ также Западно-Сибирской и Сибирской платформам, в результате чего сформировался громадный массив Евро-Азиатского материка. Южный край ВЕП, сформировавшийся после причленения Украинского щита к Воронежскому массиву по зоне Европейско-Туранского линеамента, впоследствии стал такой же шовной зоной, вдоль которой происходило дальнейшее наращивание Евро-Азиатского материка. Регион располагается на участке земной коры, отличающейся высокой степенью геодинамической активности на протяжении двух (или более) сотен миллионов лет. Миграция УВ под дном Азовского моря в основном идет снизу, из горизонтов мезозоя и палеозоя, где имеется благоприятный литолого-фациальный состав пород по системе пологопадающих нарушений надвигового типа. Поэтому можно ожидать, что при переходе к опоскованию все более древних горизонтов

вероятность открытия под дном Азовского моря более крупных месторождений реальна. Работы последних лет дают основание считать такие предположения обоснованными [1]. В северной части региона, на месте Северо-Азовского прогиба и северной части Азовского вала в интервале, ранее связывающегося с фундаментом, выявлен глубокий прогиб, выполненный осадочным комплексом нижнемезозойско-палеозойского возраста, а может быть и древнее. Прогиб получил название Северо-Кубанский [1]. Его глубина в наиболее прогнутой части превышает 12 км. Прогиб осложнен рядом тектонических нарушений взбросо-надвигового типа, подвижки по которым, вероятно, неоднократно возобновлялись, о чем свидетельствуют антиклинальные структуры палеоген-неогенового возраста в лобовых частях тектонических пластин, уже подвергшихся денудации в домеловой период. Вероятно, в начальной стадии формирования прогиба это были послонные надвиги, приведшие к дуплексированию ранне-мезозойского разреза и появлению экзотических глыб палеозойского возраста. Подтверждением последнего является вскрытие бурением, почти в самом центре прогиба, на структуре Матросская на глубине 1949 м после триасовых отложений, палеозойских плагиигранитов [1]. Характерно, что на временных разрезах, в интервале экзотической глыбы, ограниченной с юга Главным Азовским разломом, отражающие горизонты не наблюдаются. Представляется, что Главное Азовское нарушение одно из рядовых, но самое большое по амплитуде, надвигов, осложняющих Северо-Кубанский прогиб. В связи с выделением палеозойского Северо-Кубанского прогиба несколько иные очертания приобретает Азовский вал. Его северной границей является не Главный Азовский разлом, а южный борт Мало – Азовского мел-кайнозойского прогиба. Ядро вала выполнено палеозойскими породами, что подтверждается вскрытием их на Сигнальной, Неизвестной площадях, а крылья – породами низов мезозоя. На Азовском валу

удалось наметить места выхода глубинных разломов на уровень горизонта «F», а также разграничить участки, где отражение F отождествляется с мезозойскими и палеозойскими образованиями. Наиболее сложное строение имеет южный борт Северо-Кубанского прогиба в зоне его сочленения с Азовским валом (см. рис.1). На временных разрезах здесь отмечаются участки записи, характерные для погребенных биогермных построек [см. рис.1]. Одним из главных доказательств этого является наличие в разрезе крупных линзовидных тел. Сопоставление результатов сейсморазведки, гравиразведки и магниторазведки (изометричные аномалии) дает основание предполагать наличие под такими структурами вулканического аппарата, сформировавшегося на уступе древнего континентального склона. Аналогичные аномалии гравитационного и магнитного полей прослеживаются и на других участках. Выделяется ряд достаточно крупных по размерам локальных структур, связанных с горизонтами нижнего мезозоя – палеозоя. На региональных сейсмических профилях, отработанных в последние годы спорадически фиксировались отражающие горизонты ниже поверхности «F». Сейсмические исследования в пределах Азовского вала подтвердили наличие структурного этажа, выполненные нижнемезозойско-палеозойскими отложениями, вскрытыми несколькими скважинами. Характерно плоскопараллельное залегание отражающих горизонтов выше поверхности «F» и неровное с угловым, стратиграфическим несогласием залегание «промежуточного» комплекса. В «промежуточном» комплексе отмечаются несколько антиклинальных перегибов, предположительно, в осадочных отложениях нижнемезозойско-палеозойского возраста как на профилях по простиранию Азовского вала, так и в крест простирания. Выявленные поднятия в «промежуточном» комплексе представляют несомненный интерес для поисков нефти и газа. По результатам проведенных сейсмических работ подтверждено, что русло древней реки (Палео-Дон)

РИС. 1. Сейсмо-геологический разрез Северо-Восточной части Азовского моря [1]



пересекает центральную часть Азовского моря, оно прослежено в толще верхнего мела-палеоцена. На временных разрезах русло хорошо картируется по врезам и четко выраженным телам бокового наращивания. Песчаные речные фации отложений палео-Дона могут представлять значительный интерес для поисков скоплений углеводородов. При наличии хороших экранирующих толщ, ограничивающих подобные зоны можно считать весьма перспективным направлением работ на нефть и газ [1–3]. В северо-восточной части Азовского моря главным источником углеводородов, вероятно, служат триасовые аргиллиты, юрские, нижнемеловые и палеоцен-эоценовые глинистые и глинисто-карбонатные отложения. Мощности нефтегазогенерирующих толщ изменяются от 2.0 до 5.5–6.0 км. Качественные флюидоупоры на северо-восточной части Азовского моря отмечаются в верхах альба, палеоцене, эоцене, майкопе и в миоцен-плиоцене. Хорошие поровые породы-коллекторы имеются практически во всех комплексах осадочного чехла – в нижнем мелу, палеоцене, эоцене, майкопе, миоцене и плиоцене. Трещинные коллекторы могут быть представлены в верхнем мелу.

Полевой период сейсморазведочных работ в Азовском море составляет 9 мес. с марта по ноябрь включительно. Средняя производительность работы сейсмической партии с донной телеметрической системой составляет до 150 пог. км в мес. (МОГТ 2D) и 50 км² в мес. (МОГТ 3D только в летние месяцы). Наиболее полное решение геологической задачи в данных географических условиях было достигнуто за счет применения донных регистрирующих систем – радиотелеметрической системы BOX фирмы Fairfield (США). Применение этой системы регистрации упругих колебаний позволит осуществить съемку лицензионных участков вплоть до береговой черты. При необходимости может быть обеспечен выход на прилегающую сушу. Настоящая методика работ с использованием новой радиотелеметрической системы «BOX» имеет к настоящему времени очень ограниченное использование в пределах российского шельфа. При работе в условиях мелководного Азовского моря следует учитывать ряд факторов, влияющих на скорость движения судна по профилю и, следовательно, на производительность работ. Это, в первую очередь, наличие многочисленных отмелей, интенсивное движение судов. Темрюкский залив относится к районам интенсивного рыболовного промысла, что также осложняет проведение морских сейсмических работ, создавая опасность наматки промысловых сетей. Все это приводит к необходимости выдерживать скорость движения судна на уровне от 1–3 узла. При этом возникает риск утери дорогостоящих модулей системы «BOX», особенно при работе в переходной зоне суша-море, что ограничивает период работы светлым временем суток. Методика работ: система наблюдений – фиксированная расстановка приемного устройства; количество активных каналов – не менее 120; кратность прослеживания – 60; расстояние между каналами – 50 м; расстояние между пунктами взрыва – 50 м; длительность регистрации – 8 с; шаг квантования – 2 мс. Возбуждение упругих колебаний: тип источника – пневматический «Bolt» («Пульс-6»); количество источников в группе – до 6; общий объем – не менее 12 литров; рабочее давление – не ниже 120 атмосфер; глубина погружения – 0,5–6,0 м.

С указанных позиций можно говорить о достаточно высоких перспективах нефтегазоносности нижнемезозойских (триас, юра) и палеозойских образований в пределах южного края Восточно-Европейской платформы, Скифская плита – особенно в северной ее части. Основной смысл сделанного открытия заключается в том, что отложения палеозой-нижнего мезозоя формировались в платформенных условиях, т.е. в спокойных тектонических условиях, и в принципе должны были сохранить все свои свойства, благоприятные для генерации УВ, накопления и сохранения скоплений нефти и газа. Включение нижнемезозойско-палеозойского комплекса в разряд нефтегазоперспективных объектов может резко увеличить нефтегазовый потенциал акватории Азовского моря и благоприятно сказаться на инвестиционной политике в регионы, окружающие эту акваторию. ●

Литература

1. Савченко В.И., Шайнуров Р.В., Еремин Н.А., Нижнемезозойско-палеозойский комплекс – новый возможно перспективный объект для поисков нефти и газа в Северо-Восточной части Азовского моря // Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и каспийского морей-2007 // Тез. Докл. 4-я Межд. Конф. по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей., с. 77–80 – Геленджик, ГНЦ ФГУП «Южморгеология», 2007. – 252 с.
2. Еремин Н.А., Савченко В.И., Новые геологические данные по высокоперспективным транзитным и переходным зонам Азовского моря. // ДАН, 2009, том 426, №3, с. 361–363.
3. N. A. Eremin, V. I. Savchenko, New Data on the Geology of the Northeastern Sea of Azov // Doklady Earth Sciences, 2009, Vol. 426, No. 4, pp. 556–558.

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.



GAZOVYE ELEKTROSTANЦИИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

- Номинальная мощность: 70–200 кВт
- Виды топлива: Природный газ, Биогаз, СУГ, Попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.

Гарантия 2 года без ограничения моточасов.

info@tedomengines.com, +420 483 363 642
www.tedomengines.com




ПНХ
ПОЖНЕФТЕХИМ®

Мир технологий
пожарной безопасности



e-mail: mail@pnx-spb.ru
www.pnx-spb.ru

000 «Пожнефтехим»
Санкт-Петербург
Тел.: +7 (812) 309 9109

000 «Пожнефтехим-Комплект»
Москва
Тел.: +7 (499) 703 0132

ОДИН ИЗ ЛУЧШИХ СТАЛ НАШИМ!

ВОПРОС ПО РЕМОНТУ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ТРУБ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ ДОВОЛЬНО ОСТРО СТОИТ ПЕРЕД БОЛЬШИНСТВОМ ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ТРУБОПРОВОДЫ ОРГАНИЗАЦИЙ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАКИХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕРИАЛОВ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ДОЛГОВЕЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ?

THE QUESTION ON REPAIRING OF ANTI-CORROSION COATING OF OIL AND GAS PIPES IN THE FIELD CONDITIONS IS QUITE ACUTE FOR THE MOST PIPELINE OPERATING ORGANIZATIONS. THE USAGE OF WHAT TECHNOLOGIES AND MATERIALS ALLOWS TO OBTAIN A DURABLE COATING?

Ключевые слова: антикоррозионные материалы, переизоляция, нефтяные и газовые трубы, покрытия, импортозамещение.

Анастасия Сергеевна Фомичева,
старший инженер по продукции ЗАО «ЗМ Россия»

Михаил Андреевич Папков,
старший инженер службы технической поддержки ЗАО «ЗМ Россия»

Юлия Борисовна Хейфец,
руководитель по технической поддержке ЗАО «ЗМ Россия»

Виктор Викторович Белоусов,
специалист по продукции ЗАО «ЗМ Россия»

Наряду с битумно-ленточной технологией переизоляции все чаще применяют терморезактивные материалы на эпоксидной, полимочевинной или полиуретановой основе. Эти решения позволяют получать покрытие с высокими показателями как по долговечности и надежности, так и по физико-механическим свойствам.

У полиуретановых покрытий есть ряд преимуществ, которые отличают их от других типов терморезактивных материалов: двухкомпонентная система, однослойное и «безпраймерное» покрытие, а также высокие долговременные эксплуатационные свойства. Двухкомпонентное полиуретановое защитное покрытие Scotchkote®352HT обладает всеми этими преимуществами и при этом

еще устойчив к ультрафиолетовому излучению, совместим с токами катодной защиты, а специальный наполнитель обеспечивает высокую стойкость к сдиру, прорезу и пенетрации. Особенно стоит отметить технологичность данного продукта. По отзывам работающих с ним специалистов, материал обладает комфортным временем отверждения (см. таблицу 1). Эти характеристики позволяют подрядчику продуктивно организовывать работы по переизоляции, а самому материалу успевать «растечься» по поверхности, полностью заполняя профиль и образуя сплошное покрытие с низкой разнотолщиной.

Первые применения Scotchkote®352HT в России относятся к началу 2000-х годов.

РЕКЛАМА

ТАБЛИЦА 1. Время отверждения Scotchkote®352HT при разных температурах

Температура	Время отверждения, минут
10°C	60
35°C	20
65°C	3
100°C	1

На протяжении этого периода материал неоднократно проверялся экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в процессе аттестационных испытаний при подтверждении нахождения материала в реестре ПАО «Газпром». За последние два года специалистами различных лабораторий, исследовательских центров и ЗАО «ЗМ Россия» была проведена большая работа по оценке свойств материала, нанесенного в трассовых условиях. Так, покрытие успешно прошло проверку по требованиям СТО Газпром 9.1-018-2012 в инженерно-техническом центре ПАО «Газпром» в г. Челябинск. О высоком качестве и надежности защитного покрытия Scotchkote®352HT говорят и другие результаты регулярных проверок компаниями, входящих в группу «Газпром». Эти и другие исследования подтверждают, что полиуретановое покрытие ЗАО «ЗМ Россия» удовлетворяет текущим ожиданиям и требованиям нефтегазовых предприятий после проведения шурфовок на их объектах в Ленинградской области, Пермском крае (более 10-ти лет эксплуатации); Астраханской области, республике Дагестан, республике Коми, ХМАО, Нижегородской области, Ставропольском крае и других регионах РФ (более 5-ти лет эксплуатации). Можно с уверенностью говорить, что качество материала Scotchkote®352HT было неоднократно подтверждено на стороне организаций, эксплуатирующих трубопроводы. Потребность в материале росла с каждым годом, вследствие чего в 2012 году было принято решение о локализации производства Scotchkote®352HT в России.

РИС. 2. Церемония открытия ЗАО «ЗМ Россия» в ОЭЗ «Алабуга». Президент Татарстана Рустам Минниханов, генеральный директор «ЗМ Россия» Роберт Николс, первый заместитель начальника департамента ПАО «Газпром» Настека Вадим Викторович



21 октября 2015 года в Особой экономической зоне «Алабуга» (республика Татарстан) состоялось торжественная церемония открытия второго производственного комплекса компании ЗМ в России – ООО «ЗМ Волга» (рис. 2). Основным направлением работы завода является производство жидких антикоррозионных покрытий для труб, в том числе Scotchkote®352HT. Производственная линия позволяет полностью обеспечить российский рынок продукцией локального производства. Первые запуски производственных линий состоялись еще в начале 2015 года, после чего локально произведенный продукт Scotchkote®352HT успешно прошел внутреннюю квалификацию в исследовательском центре компании ЗМ на производственном комплексе в г. Волоколамск в соответствии с требованиями ПАО «Газпром». В июне 2015 года производство полиуретанового защитного покрытия Scotchkote®352HT успешно прошло квалификационные испытания в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046-2006. Стоит отметить, что локально-произведенное покрытие было поставлено на объекты ПАО «Газпром» в третьем квартале 2015 года, где оно успешно преодолело этап нанесения в реальных полевых условиях в присутствии инженеров технической поддержки ЗАО «ЗМ Россия». Специалисты подрядных организаций отметили

отсутствие какой-либо разницы между материалом, произведенным за рубежом и в России, в частности, с т.з. технологичности, удобства использования и качества.

Можно с уверенностью говорить, что стратегия компании ЗМ по переносу высокотехнологичных производств в Россию, по своей сути, полностью соответствуют резолюциям руководства нефтегазовых компаний о замене импортных материалов на российские аналоги, в том числе путем освоения производства на территории РФ. Запуск российского производства двухкомпонентного полиуретанового защитного покрытия Scotchkote®352HT может быть квалифицирован, как один из успешных и, возможно первых, результатов реализации плана мер по импортозамещению за счет локализации ранее импортируемых в Россию материалов. ●

KEY WORDS: anti-corrosion materials, recoating, oil and gas pipe, coatings, substitution.

3M Наука, Воплощенная в жизнь™

Контакты ЗАО «ЗМ Россия»
Центральный офис и Технологический Центр
121614, Москва, ул. Крылатская, 17 стр. 3
Бизнес-парк «Крылатские Холмы»
Тел.: +7 495 784 7474 (многоканальный)
Тел.: +8 800 250 84 74 (call-центр)
Факс: +7 495 784 7475

РИС. 1. Нанесенное в трассовых условиях полиуретановое покрытие Scotchkote® 352HT



ШЕЛЬФ ПОД КОНТРОЛЕМ

наблюдение и сертификация морских нефтегазовых проектов

НЕСМОТЯ НА ТОТ ИЗВЕСТНЫЙ ФАКТ, ЧТО С НАЧАЛА XXI ВЕКА В ЭНЕРГЕТИКЕ НАМЕТИЛОСЬ ДВИЖЕНИЕ В СТОРОНУ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (В ЧАСТНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ), ТРАДИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ НЕФТЬ И ГАЗ, НЕ ТОЛЬКО ПРОДОЛЖАЮТ В ОБЗОРИМОМ БУДУЩЕМ ОСТАВАТЬСЯ ВАЖНЕЙШИМИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯМИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТРАНСПОРТА, НО И БУДУТ СТАВИТЬ ПЕРЕД СПЕЦИАЛИСТАМИ ВСЕ БОЛЕЕ СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ, СВЯЗАННЫЕ С ДОБЫЧЕЙ И ТРАНСПОРТИРОВКОЙ. ВО МНОГОМ ЭТО СВЯЗАНО С АКТИВИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ, ЧТО ОБУСЛОВЛЕНО КАК РАЗВИТИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ, ТАК И ПРОГНОЗИРУЕМЫМ ИСТОЩЕНИЕМ ИЗВЕСТНЫХ ИСТОЧНИКОВ НА СУШЕ. КАКИЕ ЗАДАЧИ СТОЯТ ПЕРЕД КОМПАНИЯМИ, ОСВАИВАЮЩИМИ ШЕЛЬФОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, И КАК ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ВЫПОЛНЕНИЕМ ЭТИХ ЗАДАЧ?

DESPITE THE KNOWN FACT THAT SINCE THE BEGINNING OF THE XXI CENTURY IN THE ENERGY SECTOR THERE HAS BEEN A MOVEMENT TOWARDS THE DEVELOPMENT OF ALTERNATIVE ENERGY SOURCES (PARTICULARLY SOLAR AND WIND), TRADITIONAL RESOURCES, PRIMARILY OIL AND GAS WILL NOT ONLY CONTINUE, IN THE FORESEEABLE FUTURE, REMAIN THE MOST IMPORTANT ENERGY SOURCES FOR INDUSTRY AND TRANSPORT, BUT THEY WILL BE PUT THE INCREASINGLY COMPLEX TASKS ASSOCIATED WITH THE PRODUCTION AND TRANSPORTATION BEFORE THE EXPERTS. THIS IS LARGELY DUE TO THE INTENSIFICATION OF PROJECTS ON EXTRACTION OF HYDROCARBONS OFFSHORE, DUE TO THE TECHNOLOGY DEVELOPMENT IN THIS AREA, AND THE PROJECTED EXHAUSTION OF THE KNOWN SOURCES ON LAND. WHAT ARE THE CHALLENGES FACING COMPANIES THAT EXPLORE OFFSHORE FIELDS, AND AS TECHNICAL CONTROL OVER THE IMPLEMENTATION OF THESE TASKS?

Ключевые слова: шельф, сертификация, добыча нефти и газа, морские подводные трубопроводы, буровые платформы, Арктика.



Максим Литвинец,
Старший эксперт
Отдела организации
экспертизы проектов
морских нефтегазовых
сооружений
ФАУ «Российский морской
регистр судоходства»

Заметное место в развитии морской добычи углеводородного сырья занимает российский шельф, благодаря большому количеству открытых на нем в недавние годы месторождений. Однако реализация проектов представляет собой и дополнительные, порой уникальные сложности для разработчиков, поскольку разведанные месторождения находятся в самых разных регионах огромной по протяженности территории – от Балтийского моря до побережья Сахалина, от Арктики до Северного Каспия. Такое географическое и климатическое разнообразие обуславливает серьезный технологический вызов в процессе их освоения.

Этот процесс представляет собой сложную многопрофильную задачу, где задействовано множество объектов, среди которых – буровые комплексы, плавучие хранилища углеводородов, многочисленные суда обеспечения и, естественно не в последнюю очередь, системы транспортировки нефти и газа, в том числе морские подводные трубопроводы (МПТ). Проектирование, изготовление и эксплуатация этих объектов требует тщательного и независимого технического контроля.

Российский морской регистр судоходства (РС) относит

освоение морского шельфа к одному из основных сегментов своей деятельности. В качестве классификационного общества РС много лет принимает участие в различных проектах в нефтегазовой сфере. Эти проекты включают в себя ряд задач. В первую очередь это сертификация бурового оборудования и техническое наблюдение за проектированием, постройкой и эксплуатацией объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений, современных крупнотоннажных танкеров для перевозки нефти и газа от морских отгрузочных комплексов до береговых терминалов, а также сложных многофункциональных судов для обеспечения работы буровых платформ, в том числе в суровых условиях Арктики.

При этом в процессе транспортировки добываемого сырья морем при обустройстве морских месторождений развитие получают и системы морских подводных трубопроводов.

В 2015 году РС продолжил свое участие в одном из крупнейших проектов по обустройству нефтегазоконденсатного месторождения им. В. Филановского, расположенного в Каспийском море в 190 километрах от Астрахани. Месторождение было



РЕКЛАМА

открыто в 2005 году, разведанные запасы составляют 220 млн тонн нефти и порядка 40 млрд куб. м газа. Под техническим наблюдением РС строились и будут эксплуатироваться все основные объекты проекта: ледостойкие стационарные платформы, центральная технологическая платформа, жилые модули, райзерный блок и др., включая систему МПТ различного назначения и протяженности.

РС уже многие годы накапливает опыт в высокотехнологичных областях, связанных со всеми аспектами освоения морских нефтегазовых месторождений. Это означает не только наличие компетентного, опытного персонала, но и разработку и постоянное совершенствование нормативной базы РС, которая позволяет организации оказывать услуги в указанных областях в соответствии с новейшими инженерными решениями.

В полной мере это касается и проекта прокладки морских подводных трубопроводов на месторождении им. В. Филановского, в отношении которого нормативный арсенал РС располагает Правилами классификации и постройки морских подводных трубопроводов, а также Руководством по техническому наблюдению и эксплуатации морских подводных трубопроводов. В текущем году выходит уже пятая редакция этих Правил.

Уместно добавить, что у месторождения им. В. Филановского есть и своя отличительная черта: оно является транзитным по отношению к более удаленному, расположенному в 240 км от Махачкалы месторождению им. Ю. Корчагина, и связано с ним при помощи межпромышленных МПТ. Объекты обустройства месторождения им. Ю. Корчагина (ледостойкие платформы, точечный



причал, плавучее нефтехранилище и МПТ) также были в свое время построены и в настоящее время эксплуатируются под техническим наблюдением РС.

За последние два года в рамках работ по строительству МПТ для месторождения им. В. Филановского специалистами РС был рассмотрен и одобрен большой объем технической документации. В том числе проектная и рабочая документация системы МПТ, включающей в себя газопроводы и нефтепроводы внешнего транспорта общей длиной 250 км, внутрипромысловые трубопроводы различного назначения, а также межпромысловые газопровод и нефтепровод общей длиной 80 км. Помимо рассмотрения проектной документации в спектр задач инспекторов РС вошло техническое наблюдение за изготовлением значительных объемов стального проката и труб на нескольких крупных предприятиях отрасли.

Перечень выполненных РС работ также включил техническое наблюдение за изготовлением листового проката для сварных труб для МПТ на АО «Магнитогорский металлургический комбинат», где было одобрено 59 200 тонн металлопроката; сварных труб для МПТ внешнего транспорта на АО «Челябинский трубопрокатный завод» (одобрено 27 400 тонн трубной продукции); сварных и бесшовных труб для МПТ на АО «Волжский трубный завод» (одобрено 70 800 тонн трубной продукции).

В дополнение к этому специалисты РС осуществили техническое наблюдение за обетонированием трубной продукции на АО «Московский трубозаготовительный комбинат», г. Москва, и ООО «БТ СВАП», г. Астрахань. Результатом этой работы стало одобрение

бетонного покрытия на трубах общей длиной почти 350 км.

Проведено типовое одобрение целого ряда изделий и одобрение партий продукции для системы МПТ, включая антикоррозионное покрытие труб, термоусаживающие манжеты, стальные фланцы, браслетные алюминиевые протекторы, горячегнутые отводы и прочую продукцию.

Кроме того, РС проводил работы непосредственно в море, осуществляя техническое наблюдение за укладкой всех элементов системы МПТ на месторождении им. В. Филановского. Сюда вошло наблюдение за постройкой МПТ внешнего транспорта и межпромысловых МПТ с выдачей по его итогам классификационных свидетельств РС.

Основываясь на приобретенном опыте, РС продолжает развивать спектр услуг в сфере освоения морских шельфовых месторождений, строительства и эксплуатации буровых установок и сопутствующего оборудования. На сегодняшний день в классе РС находятся 35 морских нефтегазодобывающих платформ. Среди них есть самоподъемные, погружные, а также ледостойкие платформы, предназначенные для эксплуатации в арктических районах шельфа. Помимо этого, в классе РС состоят морские подводные трубопроводы, плавучие нефтехранилища и многочисленные суда обеспечения, способные выполнять свои задачи в самых сложных климатических условиях. ●

KEY WORDS: shelf, certification, oil and gas, Maritime, underwater pipelines, drilling platforms, Arctic.

ПЕТЕРБУРГ ПО-ДАЛЬНЕВОСТОЧНОМУ: LEGENDA предлагает квартиры будущего

ЧТО НУЖНО ДЛЯ ВЫБОРА ИДЕАЛЬНОЙ НОВОЙ КВАРТИРЫ В ПЕТЕРБУРГЕ? КОНЕЧНО ЖЕ, НАЙТИ ПЛАНИРОВКУ, КОТОРАЯ ПОДОЙДЕТ ИМЕННО ВАМ. БЫТЬ УВЕРЕННЫМ, ЧТО НА ТЕРРИТОРИИ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА ВАША СЕМЬЯ, ВАШИ ДЕТИ БУДУТ В КОМФОРТЕ И БЕЗОПАСНОСТИ. ТОЧНО ЗНАТЬ, ЧТО РЯДОМ БУДЕТ НЕОБХОДИМАЯ ТРАНСПОРТНАЯ, СОЦИАЛЬНАЯ, КОММЕРЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА. ВСЕ ЭТО ЕСТЬ В НОВОМ ЖИЛОМ КОМПЛЕКСЕ ОТ КОМПАНИИ LEGENDA. ДОБРО ПОЖАЛОВАТЬ НА ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ!

WHAT DO YOU NEED TO SELECT THE PERFECT NEW APARTMENT IN ST. PETERSBURG? OF COURSE, TO FIND A PLAN THAT IS RIGHT FOR YOU. BE SURE THAT THE RESIDENTIAL COMPLEX YOUR FAMILY, YOUR CHILDREN WILL BE IN COMFORT AND SAFETY. JUST KNOW THAT THE NECESSARY TRANSPORT, SOCIAL AND COMMERCIAL INFRASTRUCTURE WILL BE QUITE NEAR ALL THAT IN THE NEW RESIDENTIAL COMPLEX OF THE COMPANY LEGENDA. WELCOME TO THE DALNEVOSTOCHNIY!

Ключевые слова: *недвижимость, планировка, квартиры, инфраструктура, жилой комплекс.*

Дмитрий Боголюбов, Руководитель службы по связям с общественностью

«LEGENDA на Дальневосточном, 12» – новый проект петербургской компании LEGENDA, известной своим уникальным smart-подходом к созданию жилой недвижимости. Компания из проекта в проект остается верна своим принципам: дома в буквальном смысле «строятся вокруг семьи», учитывая стиль жизни и требования к комфорту всего многообразия домохозяйств, будь то убежденный холостяк, молодая пара, родители с одним ребенком или двумя детьми... Перечислять можно долго, ведь здесь действительно подумали о каждом типе и составе семьи.

На Дальневосточном сегодня доступны самые интересные предложения как по цене, ассортимент квартир – максимальный. В этот проект просто невозможно не влюбиться!

В удачном окружении

Участок на углу Дальневосточного и Коллонтай – это парадный въезд в большой обжитой район Петербурга. Совсем недалеко метро, рядом остановки наземного транспорта. Отсюда быстро можно добраться в центр Санкт-Петербурга на автомобиле. А третья улица, ограничивающая участок застройки – Союзный проспект –

в скором времени превратится в зеленую благоустроенную зону и станет идеальным местом для прогулок. Комплекс «LEGENDA на Дальневосточном, 12», безусловно, станет настоящей архитектурной достопримечательностью района: автором проекта стал известный петербургский зодчий Евгений Герасимов. «Топонимика проекта связалась с архитектурой сама собой, став неким финальным штрихом, – рассказывает он, – Современная европейская архитектура началась именно с открытия культуры Дальнего Востока, особенно традиций Японии. Эта эстетика проявляется в минимализме, во внимании к деталям, в натуральных материалах. Здесь уместны дерево, сталь, камень. На Дальневосточном мы подхватываем эту филигранную архитектуру, один из девизов которой – достаточность в средствах и максимум результата».

Архитектура для человека

В каждом из 7 корпусов нового комплекса будет всего 11 жилых этажей. Сегодня такая высота домов достаточно редкое явление для рынка петербургских новостроек. Тем ценнее новый проект компании LEGENDA – такой комплекс совершенно гармонично мог бы появиться в любой из современных столиц Европы. Вместе с тем, человеколюбивая архитектура нового проекта как бы отсылает нас

к традиционной и любимой многими ленинградской застройке, где мы и по сей день наблюдаем разумный баланс жилья и среды – здесь не тесно во дворах, достаточно пространства между зданиями, соразмерно смотрятся дома и взрослые деревья рядом с ними.

Кстати, о природе. В этом проекте (что не типично для петербургских новостроек) не будет пандуса внутри двора, что позволит в «живую» землю посадить настоящие деревья. А сам двор предлагает невероятное разнообразие для жителей разных возрастных групп и интересов: площадка для самых маленьких, игровой городок для подростков, уютная зона для релакса взрослых, мультиспортивный стадион и даже отдельный амфитеатр



для соседских мероприятий. Все это расположено так, чтобы никто не мешал друг другу, а вместе складывается в единую концепцию, в которой прослеживается все та же тема экологии и гармонии «по-восточному».

Просторные двухсветные входные группы в каждом корпусе продолжают принципы компании LEGENDA, которая никогда не экономит на объемах и качестве дизайна мест общего пользования. Все в комплексе должно поддерживать настроение: «я дома, я в безопасности, мне уютно».

Квартиры на любой вкус

В жилом комплексе покупателей ждет невероятный, но уже традиционный для проектов компании LEGENDA ассортимент планировок. Здесь не будет студий, а вот выбор семейных квартир с 1, 2 или 3 спальнями представлен в 39 типах и по цене от 3,2 млн рублей.

Количество опций комфорта в квартирах, которые может выбирать покупатель, несомненно радует: мастер-зоны, эркеры, прачечные, места для работы и хобби и многое другое. «Мы понимаем, чего людям не хватает на рынке, и добавляем эти функции в наши квартиры», – рассказывает генеральный директор компании LEGENDA Василий Селиванов.

Традиционно в квартирах большие окна и много «угловых» вариантов, где будет максимум естественного света. Квартиры предлагаются как готовыми для проживания – с полной отделкой по дизайн-проекту на выбор покупателя, так и в варианте «белой» отделки, где клиент может самостоятельно определиться с финишными материалами и воплотить уникальный дизайн.

Самая нужная «коммерция»

По внешнему периметру комплекса «LEGENDA на Дальневосточном, 12» будут расположены коммерческие помещения – уютные ресторанчики, магазины шаговой доступности, салоны разнообразных бытовых услуг. Учитывая не только жителей нового комплекса, но и население всего квартала, посетителей и клиентов здесь всегда будет более чем достаточно.

По опыту предыдущих проектов компании LEGENDA, собственниками коммерческих помещений в доме могут стать и его жители. Тем более, что в этом жилом комплексе ряд вариантов имеет небольшие площади и рассчитан на минимальные бюджеты от 4,3 млн рублей. Может быть, именно вам захочется иметь в доме собственную небольшую пекарню или салон красоты.

В проектах компании LEGENDA все продумано до деталей и воплощается в бескомпромиссном качестве технологий и решений. А выбор и квартир, и коммерческих помещений – настоящее удовольствие, в чем вы сами можете убедиться на сайте www.legenda-dom.ru

KEY WORDS: *estate planning, apartments, infrastructure, residential complex.*



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

Союзу китайского и российского нефтегазовых гигантов – быть!

Об этом заявил 1 ноября 2005 г. вице-премьер Александр Жуков. Он напомнил, что Газпром и CNPC подписали соглашение о стратегическом сотрудничестве, которое предусматривает будущие поставки природного газа из России в Китай из единой системы газоснабжения. Эта система будет развиваться на юге Западной Сибири и формироваться в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Такие поставки возможны как через западный, так и через восточный участок российско-китайской границы.

Комментарий Neftegaz.RU

Важнейшим проектом Газпрома по строительству газопровода длиной почти в 4 тыс. км для поставок газа из Якутии в Приморский край и восточную часть Китая стал МГП Сила Сибири. В мае 2014 г. Газпром и китайская CNPC подписали 30-летний контракт на поставку газа в восточную часть Китая по МГП Сила Сибири. В 2015 г. был спаян первый стык газопровода, по которому Китай будет получать российский газ. Сегодня Газпром ищет подрядчиков для строительства 4-х новых участков МГП Сила Сибири общей протяженностью 822 км.



Штокман может дать первый газ уже в 2012

Такое мнение выразил глава московского представительства норвежского государственного концерна Statoil К. Маро, выступая в ноябре 2005 г. перед участниками проходящего в Лондоне Форума. По словам К. Маро, в предстоящие 25 лет разработка природных недр Баренцева моря будет осуществляться в три этапа (до 2012 года, затем до 2020 и, наконец, до 2030), и Штокмановскому месторождению надлежит стать ключевым звеном в этом развитии.



Комментарий Neftegaz.RU

В феврале 2008 г. Газпром, Total и Statoil подписали соглашение о создании Shtokman Development. В марте 2013 г. Газпром выкупил долю участия Statoil в СП. Дата начала реализации проекта много раз откладывалась и на сегодняшний день – к концу 2015 г. он так и не запущен. Некоторые эксперты предполагают, что даже при благоприятном развитии, существуют риски нереализации проекта в связи с высокой капиталоемкостью и сложностью освоения Штокмановского ГКМ, а при нынешних ценах на газ, даже думать о развитии проекта Штокман бессмысленно. Еще более ухудшило перспективы Штокмана открытие Южно-Киринского НГКМ, которое оказалось гораздо ближе к перспективным ныне рынкам стран АТР.

Россия может вступить в ВТО в 2007

Об этом в ноябре 2005 г. заявил глава Минэкономразвития Герман Греф, принимающий участие во встрече министров иностранных дел и торговли Форума АТЭС в Пусане.

По самому оптимистичному варианту, по словам Грефа, у России есть шанс войти в ВТО в середине следующего года. Второй вариант предусматривает завершение этого процесса до конца 2006 г.

Комментарий Neftegaz.RU

21 июля 2012 г. В. Путин подписал Федеральный закон «О ратификации Протокола о присоединении РФ к Марракешскому соглашению об учреждении ВТО».

Россия пыталась вступить в ВТО с 1993 г. Россия была готова вступить в ВТО давно: не получилось в 2002 г., уже было договорилась с США в 2005 г., но не получилось, не получилось в 2010 г., мешал М. Саакашвили. В 2002 г. А. Кудрин порадовал Панитчпагди Супачая решением о вступлении России в ВТО. Г. Греф назвал 2007 г. «идеальным для вступления в ВТО». В 2007 г. В. Путин придумал альтернативу ВТО. В 2008 г. Д. Медведев «в сердцах» посчитал, что «ВТО – не морковка».



Российские производители будут вынуждены конкурировать с зарубежными.

Как конкурировать в условиях практически тотальной коррупции в России – непонятно.

Вместе с тем нужно отметить, что пока существенную долю экономики России составляет нефтегаз, стране, по-большому счету, ничего не угрожает. Не хотелось бы только, чтобы цена нефти опустилась до 8 долл США за тонну. Именно при этих условиях перестал существовать СССР. ●



Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

17 - 18 ФЕВРАЛЯ 2016

МАДИНАТ ДЖУМЕЙРА • ДУБАЙ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Обзор отрасли и тенденций развития рынков
- Долгосрочное стратегическое планирование
- Текущие и планируемые крупнейшие проекты
- Финансирование новых проектов
- Достижение операционной эффективности
- Управление крупными проектами

При поддержке:



АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

Спонсоры:



A Honeywell Company



Гипрогазоочистка

Инжиниринговая компания



ВЕДУЩИЕ ДОКЛАДЧИКИ И УЧАСТНИКИ ДИСКУССИЙ:

Колин Чапман, Президент, EURO PETROLEUM CONSULTANTS

Игорь Соглаев, Советник Президента, Председателя Правления, РОСНЕФТЬ*

Яков Полункин, Генеральный директор, БАШНЕФТЬ-УФАНЕФТЕХИМ

Дмитрий Иванов, Директор Дирекции крупных проектов (Блок Логистика, Переработка, Сбыт), ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Денис Станкевич, 1-ый Вице-президент по нефтепереработке и коммерции, БАШНЕФТЬ

Проф. Владимир Капустин, Генеральный директор, ВНИПНЕФТЬ

Илшат Валиуллин, Президент, РУСГАЗИНЖИНИРИНГ

д.х.н., проф. Саламбек Хаджиев, Генеральный директор, ИНСТИТУТ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО СИНТЕЗА РАН

Григорий Выгон, Управляющий директор, VYGON CONSULTING

Норм Гильсдорф, Президент по России, Центральной Азии и Ближнему Востоку, HONEYWELL

Высокопоставленный представитель, UOP

Жан Сентенак, Президент, Генеральный директор, AXENS

Сулейман Озмен, Вице-президент, SHELL GLOBAL SOLUTIONS

Марк Хийли, Менеджер по продажам, Химические технологии, EXXONMOBIL

Вальтер Пфайффер, Ведущий партнер нефтяной практики, ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS

Марк Партридж, Управляющий директор, ГАЗПРОМБАНК

Елена Гольм, Исполнительный директор отдела нефти и газа, СБЕРБАНК КИБ

Джон Пейдж, Вице-президент, IHS

Алексей Кондрашов, Партнер, руководитель международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора, EY

и другие высокопоставленные представители российских и международных компаний

*Ожидается окончательное подтверждение

Для дополнительной информации, пожалуйста, свяжитесь с нами:
+7 495 517 77 09, moscow@europetro.com, www.europetro.com



**ПУТИНУ ВСЕ РАВНО,
ЧТО ЦЕНЫ НА НЕФТЬ
ПАДАЮТ**

Bloomberg

Леонид Бершидский

Спад российской экономики в нынешнем году часто объясняют низкими ценами на нефть. Но показатели России намного хуже, чем у большинства других стран-экспортеров нефти. Причина, наверное, другая. В России «нефтяная рента» – лишь 13,7% ВВП. То есть зависимость от нефтяных доходов есть, но несмертельная. Однако, по прогнозам МВФ, в 2015 г. спад российской экономики составит 3,8%. Среди крупных нефтяных экспортеров более мрачный прогноз – только для Ливии и Венесуэлы, а у большинства экономика все-таки вырастет.



По оценке Citigroup, спад российского ВВП лишь на 10% объясняется западными санкциями, а на 90% – обвалом цен на нефть. Причина в том, что российское правительство не препятствовало свободному падению рубля.

Другие нефтяные экспортеры старались смягчить болезненные последствия для своей экономики. Но президент Путин не волновался: война на Украине, а теперь и в Сирии плюс машина пропаганды, работающая на полную катушку, держат его рейтинги на высоте.

В России упал внутренний спрос, и пессимизм повлек за собой сокращение капиталовложений. Правительство ничуть не ослабило тиски, в которых держит бизнес, ничего не сделало для искоренения коррупции в верхах, даже не симулировало большей привлекательности в отношении инвесторов. ●

**БЛАГОДАРЯ ПУТИНУ
И ГОНКОНГУ ЦЕНА
РОЖДЕСТВЕНСКОГО
УЖИНА В ЭТОМ ГОДУ
САМАЯ НИЗКАЯ С 2011г.**

theguardian

Сара Батлер

Одним из факторов снижения стоимости рождественской трапезы в Великобритании в этом году стало введенное Россией эмбарго на ввоз зарубежных продуктов, сообщает The Guardian со ссылкой на аналитическое агентство Mintec.



В годовом исчислении заметно подешевели некоторые ключевые компоненты праздничного стола: свинина – на 13%, картофель – на 8%. Это компенсировало незначительное (на 1%) подорожание индейки. Кроме того, снизилась цена на сырье для рождественских хлопушек. В то же время существенно подорожали ингредиенты, необходимые для производства шоколада.

Среди причин такой динамики названы российское эмбарго на ввоз продуктов питания из-за рубежа, снижение спроса на импорт в связи с экономическими проблемами в Гонконге, а также теплая погода в начале осени.

**САНКЦИИ,
КОТОРЫЕ РЕАЛЬНО
БОЛЕЗНЕННЫ**

Tages-Anzeiger

Юлиан Ханс, Майк Шимански

Санкции, введенные Россией против Турции в связи с инцидентом со сбитым российским бомбардировщиком Су-24, выходят далеко за рамки мер, на которые обычно идет Москва в подобных случаях. Так, с 1 января 2016 г., как говорится в президентском указе, Россия вводит визовый режим с Турцией, турецким бизнесменам запрещается заниматься определенными видами бизнеса в России, а российским компаниям – нанимать на работу турецких граждан и продавать туристические путевки в эту страну. Помимо этого, в скором времени российское правительство опубликует список турецких товаров и услуг, против которых вводится эмбарго.

Все эти меры означают серьезный удар по экономикам обеих стран. Тем более, в настоящее время происходит падение темпов роста турецкой экономики по сравнению с предыдущими годами. Да и российская экономика переживает трудности – по оценкам Минэкономразвития РФ, снижение ВВП составит 3,7%. Россия является вторым по значимости торговым партнером Турции после Германии. Пока неясно, затронет ли российское эмбарго планы по строительству газопровода «Турецкий поток» и новой атомной электростанции.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–5 февраля

Специализированная выставка

**МЕТАЛЛООБРАБОТКИ
и СВАРКИ – 2016**

Красноярск

16–18 февраля

Всероссийская выставка
**СТАНКОСТРОЕНИЕ –
2016**

Международная выставка
**ШИНЫ. КАУЧУКИ.
РТИ – 2016**

Специализированная выставка

**МАШИНОСТРОЕНИЕ.
МЕТАЛЛООБРАБОТКА.
МЕТАЛЛУРГИЯ.
СВАРКА – 2016**

Международная специализированная выставка

**ЭНЕРГЕТИКА
ЗАКАМЬЯ – 2016**

Специализированная выставка

**ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ –
2016**

Татарстан, Набережные Челны,
Экспо-Кама ВЦ

ФЕВРАЛЬ

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

17–19 февраля

XIII Специализированная выставка
**НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО–2016**

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

18–19 февраля

Международная конференция
**ЗАКУПКИ
И СНАБЖЕНИЕ
В НЕФТЕГАЗОВОМ
СЕКТОРЕ**

Москва

24–26 февраля

Международная выставка материалов на волокнистой основе

TECHTEXTIL RUSSIA 2016

Сырье, оборудование, продукция

Москва, ЦВК «Экспоцентр»



А. Ларин, И. Шпуров, Ю. Ампилов



В. Бабкин



Президиум III Международного Московского химического Форума



Участники конференции Геологоразведка-2015



М. Попов, Е. Петров



О. Федосеева, А. Савельева, В. Войтко



А. Давыдов, Б. Нурабаев, Р. Панов



А. Цыб



А. Хортов



Участники выставки Химия-2015



А. Аккулов, М. Мамманов



А. Афанасьев, Ю. Трегер



В. Капустин



Стенд ГК ТАМФ на выставке Химия-2015



С. Аминов



А. Вашкевич, А. Брехунцов, О. Прищеп



А. Вашкевич, Ю. Шпуров, А. Дроздов



С. Штунь



С. Донской



К. Foerster



В. Чирков, И. Афанасьев



А. Бикмурзин

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отопливать нефтью – все равно что отопливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

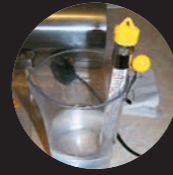
1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА KASSBOHRER STS32



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

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

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

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

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

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

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

АВТОЦИСТЕРНА АЦТ-10

1. Оборудование и инструмент в НГК

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

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

Автоцистерна изготовлена на базе современных комплектующих импортного производства.

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

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



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

РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 *Оборудование для использования газа и нефтепродуктов*

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

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

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

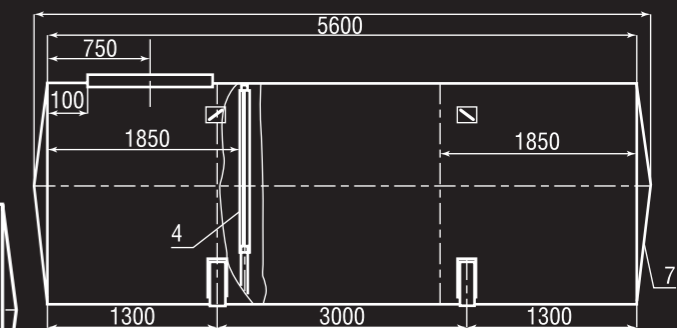
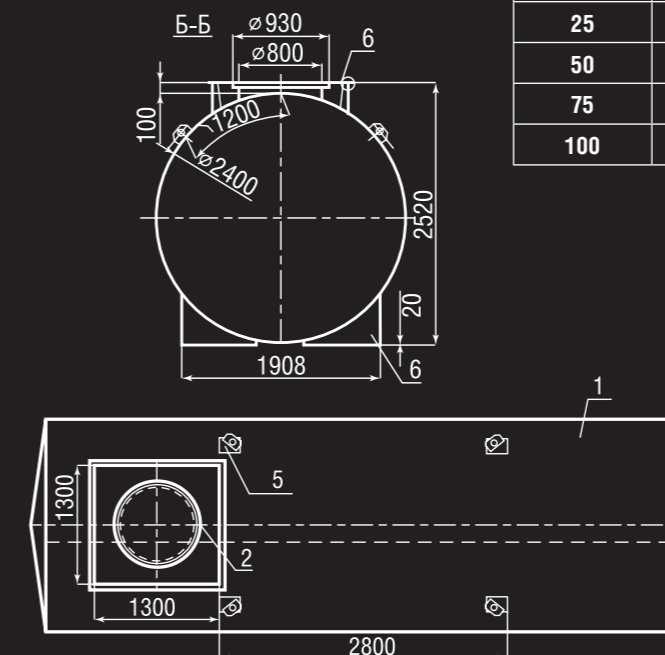
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



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

Объем Vном, м ³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	–	–	910
5	1900	2040	–	2075	1175
10	2220	2840	–	2470	1390
25	2400	5460	–	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900



Резервуар наземный одностеночный ёмкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости; 5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ

ПРОЕКТ 15230

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой двух и более сортов груза. Танки оборудованы змеевиками обогрева и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч. Мощность электростанции 650 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	3910/5550
Грузоподъемность (река/море), т	3650/5100
Длина наибольшая, м	123,7
Ширина наибольшая, м	15,8
Осадка по грузовую марку (река/море), м	3,65/4,55
Скорость спецификационная, км/ч	20
Дальность плавания, км	7500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2х1320
Экипаж, чел	11

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

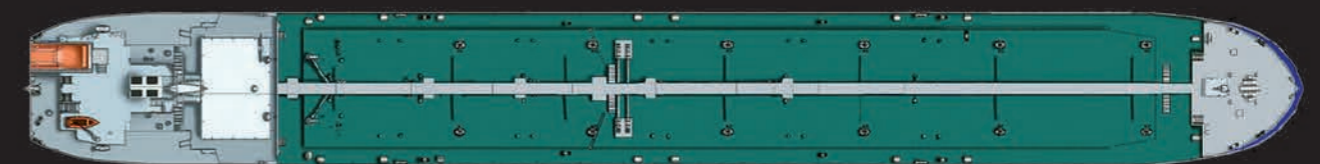
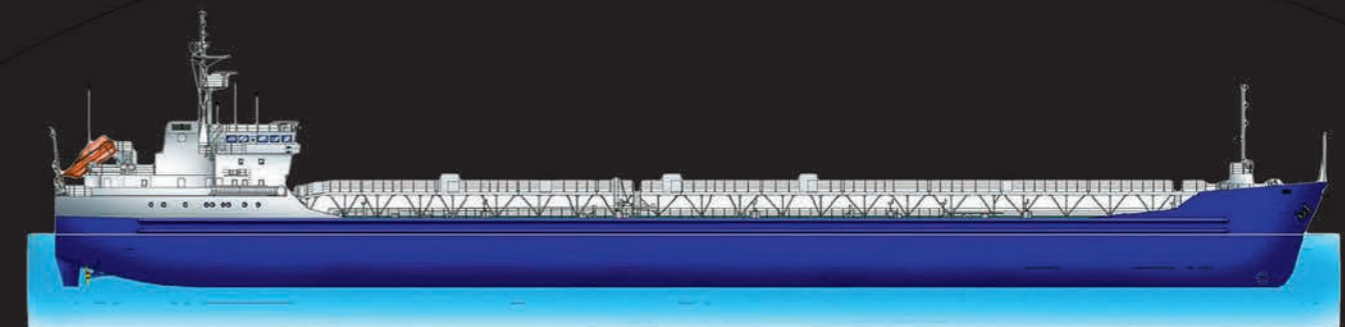
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовую марку, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вяртсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2х1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●





«Хорошо было бы так: приехал – и сразу все в 10 раз выросло, я бы не переставая ездил, не вылезал бы из самолета»

В. Путин



«Общее ощущение у меня такое, что нам нужно всем в стране больше и лучше работать и получать от этого удовольствие»

А. Дворкович



«Я разговаривал с новым президентом Мексики по поводу поставок нефти в США. Таким образом, мы больше не будем зависеть от поставок нефти из-за границы»

Д. Буш-младший



«Все, что нужно для развития экономики – это мир и низкие налоги»

А. Улюкаев



«Нефтяной бизнес так уязвим – одна спичка, и от сверхприбыльного предприятия остаются головешки»

Б. Акунин
(«Черный город»)



«Мы не вернемся в сытое прошлое»

В. Савельев

«Проблема финансового сектора заключается в том, что рынки становятся глобальными, а механизмы регулирования остаются национальными»

А. Хара



VELASSARU MALDIVES

- Прекрасные белоснежные песчаные пляжи и одна из самых больших лагун на Мальдивах
- Элегантный стиль и современный дизайн: тиковое дерево, природный камень и соломенные крыши
- Атмосфера покоя и уединения, но не отдаления: курорт расположен на частном острове всего в 25 минутах езды на скоростном катере от международного аэропорта Мале (круглосуточные трансферы)
- Гости ждут 8 различных категорий номеров – на самом острове и установленные на сваях над лагуной, некоторые – с собственными бассейнами
- Выбор из 5 прекрасных ресторанов и 2 баров с современным дизайном
- Панорамный бассейн с видом на пляж и океан
- Спа-центр с 10 надводными павильонами и отдельным павильоном для занятий йогой



Участник международной сети люксовых бутик-отелей Small Luxury Hotels (SLH)



2800 м

ТЕХНОЛОГИИ ЛИДЕРСТВА

«Газпром нефть» - лидер нефтегазовой отрасли по доле высокотехнологичных скважин по итогам 2014 года. Из 772 скважин 40% пришлось на долю высокотехнологичных, что является рекордным показателем для отрасли*.

*По данным отчетности компании за 2014 год.



РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧЕСКИ
ОБОСНОВАННЫХ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ
ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ
НЕФТИ



ЦЕНТРЫ КОМПЕТЕНЦИЙ
И СИСТЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ЗНАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ

3700 м

68% нефтенасыщенность
пласта



25
ЛЕТ

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ