



ISSN 2410-3837

МОРСКИЕ
ПЕРЕВОЗКИ СПГ

ТРУБНЫЙ
ВОПРОС

«СЕВЕРНЫЙ
ПОТОК»

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[5] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

МНОГОФАЗНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА





ГРУППА КОМПАНИЙ «ПОЖНЕФТЕХИМ»

Мир технологий пожарной безопасности

Основные направления деятельности ГК «Пожнефтехим»:

- Разработка, производство и поставка противопожарного оборудования и пенообразователей;
- Разработка нормативных документов различного уровня;
- Проектирование комплексных систем противопожарной защиты;
- Осуществление предпроектных работ;
- Научно-техническое консультирование по вопросам применения противопожарного оборудования и пенообразователей ГК «Пожнефтехим»;
- Проведение специализированной экспертизы организационных и инженерно-технических решений по обеспечению пожарной безопасности;
- Научно-техническое консультирование по вопросам обеспечения противопожарной защиты при проектировании, строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и эксплуатации объектов различного назначения;
- Организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области создания новых видов пожарной техники, пожарно-технического оборудования и огнетушащих веществ.

ГК «Пожнефтехим» образована в 2014 году из компаний, объединенных целью внедрения на объектах нефтяной и химической промышленности современных систем противопожарной защиты, созданных с учетом новейших отечественных и зарубежных разработок в области пожарной безопасности и зарекомендовавших себя на рынке противопожарных услуг.

На сегодняшний день в ГК «Пожнефтехим» входят:

- ООО «Пожнефтехим»
(основано в 2004 году, г. Санкт-Петербург);
- ООО «Пожнефтехим-Деталь»
(основано в 2010 году, г. Донской, Тульская обл.);
- ООО «Пожнефтехим-Комплект»
(основано в 2011 году, г. Москва);
- ООО «Пожнефтехим-Проект»
(основано в 2013 году, г. Москва, г. Санкт-Петербург).



ООО «Пожнефтехим»

196084, г. Санкт-Петербург,
Московский пр, д. 130, литер А, пом. 17Н
Адрес для почтовой корреспонденции:
196135, г. Санкт-Петербург, а/я 2
Тел.: +7 (812) 309 9109

ООО «Пожнефтехим-Комплект»

109341, г. Москва ул. Братиславская,
д.6, оф. 314
Тел.: +7 (499) 703 0132
e-mail: mail@pnx-spb.ru
www.pnx-spb.ru



КОЛЛЕКЦИЯ НЕДВИЖИМОСТИ
ПРЕМИУМ-КЛАССА



УСЛУГИ HONKA Realty

- продажа недвижимости
- покупка недвижимости
- построенные дома на первичном рынке
- построенные дома на вторичном рынке
- гарантийное и эксплуатационное обслуживание дома



НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ HONKA

Вы хотите стать владельцем уникального дома, но не хотите тратить время на согласования проектов, подбор отделочных материалов и прочие ожидания, связанные со строительством?

Компания HONKA - мировой лидер в области деревянного домостроения, расширила спектр своих услуг и открыла новое направление - HONKA Realty.

Обратившись в HONKA Realty в качестве покупателя, вы получите профессиональную помощь в поиске подходящего именно вам объекта недвижимости, вы будете уверены в чистоте сделки и непременно оцените индивидуальный подход наших менеджеров.

Придя в HONKA Realty с желанием продать свой объект недвижимости, вы забудете о сложностях, связанных с поиском покупателей и оформлением сделки, всю работу наши специалисты возьмут на себя, вам лишь останется получить вырученные с продажи деньги.

+7 (495) 215-50-30 www.honka-realty.ru

Трубный вопрос



12

Сборно-разборные трубопроводы



18

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Ненаучный подход	6
Место России в мире	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Календарь событий	43
Алгоритмы интеграции Применение математического моделирования при проектировании подземных трубопроводов, прокладываемых в сложных инженерногеологических условиях	44
Россия в заголовках	49
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	61

Морские перевозки СПГ

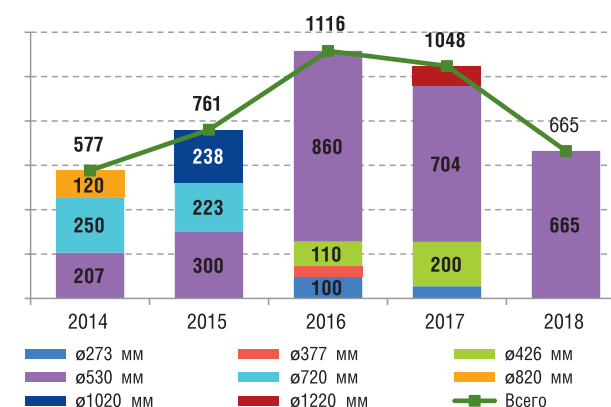


26

Железнодорожные перевозки



32



Транспортировка углеводородов

50

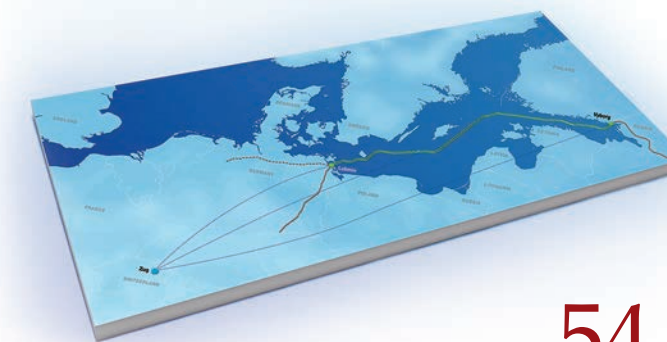
Повышение качества строительства газовых скважин с позиции пролонгирования надежности цементного камня во времени	70
Энергобезопасность стратегических отраслей	76
Мир технологий пожарной безопасности Как его создать на опасных производствах?	78
Системы магнитного подвеса для крупных роторных машин Общие принципы построения	80



Выход в Поднебесную

62

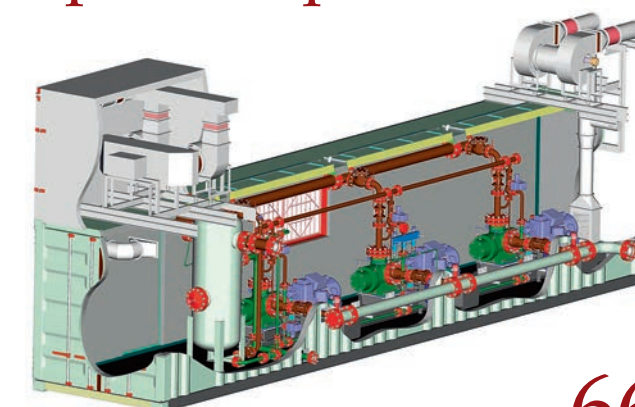
«Северный поток»: бенчмарк трубопроводной индустрии



54

Контейнеры «Север»® многофункциональная система обеспечения безопасности и надежности работы оборудования	86
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	90
Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК	92
Цитаты	96

Многофазные технологии транспорта



66

169 лет назад

В 1846 году на Биби-Эйбатском месторождении вблизи Баку (десятилетием раньше, чем в США) была получена нефть из первой буровой скважины. Попытки буровых работ для разведки нефти предпринимались в Тамани ещё с 1835 г.

142 года назад

В январе 1873 года состоялся первый аукцион нефтеносных участков. Формально участки поступали в частную собственность, но это была бессрочная аренда, поскольку кроме единовременной оплаты стоимости участка владелец был обязан платить в казну ежегодно по 10 руб. с десятины.

140 лет назад

В 1877 году Р. Нобель запустил производство керосина, а в октябре следующего года уже поставил в Петербург 300 бочек.

137 лет назад

В 1878 году танкер «Зороастр» был спущен на воду и переправлен на Каспийское море во время весеннего половодья на Волге. «Зороастр» перевозил нефть непосредственно в трюмах, разделенных перегородками на отсеки, что позволяло избежать риска волнообразного движения груза.

122 года назад

В 1893 году в лондонском Королевском институте Д. Дьюар продемонстрировал первый сосуд для хранения сжиженных газов.

49 лет назад

В 1966 году с месторождения Уренгой в столицу Советского Союза и другие города страны начинает поступать природный газ.

46 лет назад

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

13 лет назад

В 2002 году у побережья Испании терпит крушение танкер Prestige. В море вылилось около 450 тыс. тонн сырой нефти, что в два раза больше, чем в 1989 году с Exxon Valdez.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Сергей Степанов,
Алексей Петров

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Араkelов
Ольга Иванова
Сергей Григорьев
Леонид Васильев
reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Татьяна Зима

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Владислав Карпов

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
ПИ №Ф77-46285

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



Проверенные технологии Смелые идеи

Увеличение продуктивности

Добавки для облегчения буровых и цементных растворов
Решения для фильтрации в добыче и переработке
Обработка поверхности пропантов
Стимуляция притока скважин
Технология для увеличения пропускной способности ЛЭП

Материалы для ремонта и технического обслуживания

Абразивные материалы
Антикоррозионные покрытия для насосов и турбин
Промышленные ленты и клеи
Электротехнические материалы
(соединительные, переходные и концевые муфты холодной усадки – безогневая технология)

Охрана труда и защита окружающей среды

Средства индивидуальной защиты
Решения для промышленной безопасности
Световозвращающие технологии
Решения для пожаротушения
Сорбенты

Увеличение срока службы критических активов

Внешние и внутренние антикоррозионные покрытия
Фильтры для борьбы с пескопроявлениями
Пассивная противопожарная защита
Антикоррозионные ленты

О компании:

Компания 3М – международная производственная корпорация, объединяющая более 30 бизнес-направлений в области электроники, энергетики, здравоохранения, безопасности, промышленности и другие. Объем продаж компании 3М составляет 31 млрд. долл. США в год, штат сотрудников насчитывает 89 тыс. человек более чем в 70 странах мира.

Компания 3М имеет 60-летний опыт работы в нефтегазовой индустрии.

Дополнительную информацию смотрите на сайте <http://www.3MRussia.ru/oilgas>

3М

Контакты ЗАО «3М 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

Клиентский центр
192029, Санкт-Петербург
пр. Обуховской обороны, 70
корп. 3/А, 5-й этаж
БЦ «Фидель»
Тел.: +7 (812) 33 66 222
Факс: +7 (812) 33 66 444

Клиентский центр
620014, Екатеринбург
ул. Бориса Ельцина, 1а
БЦ «Президент», 11-й этаж
Тел.: +7 (343) 228 22 88
Факс: +7 (343) 228 22 99

3М, логотип 3М являются зарегистрированными товарными знаками компании «3М Компани». Авторские права на фотографии, содержание и стиль любой печатной продукции принадлежат компании «3М Компани». © 3М 2015. Все права защищены.

<http://www.3mrussia.ru/oilgas>



НЕНАУЧНЫЙ ПОДХОД

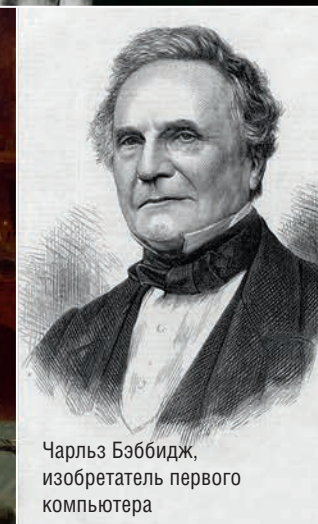
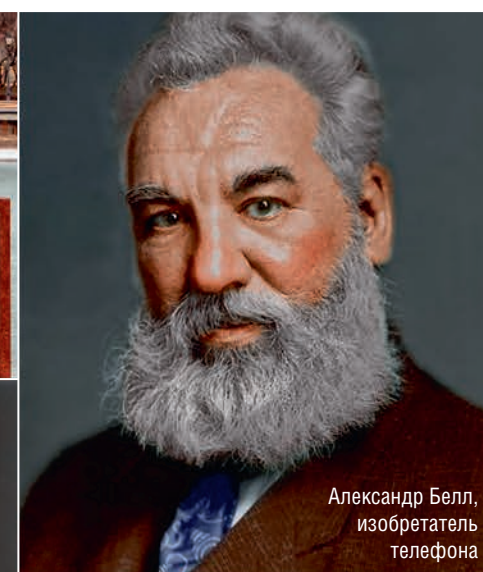
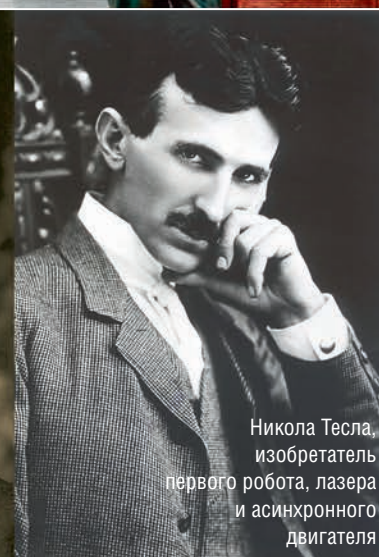
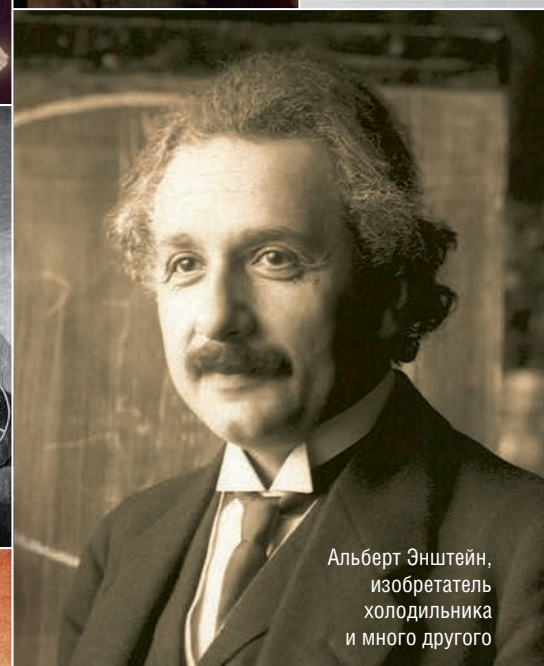
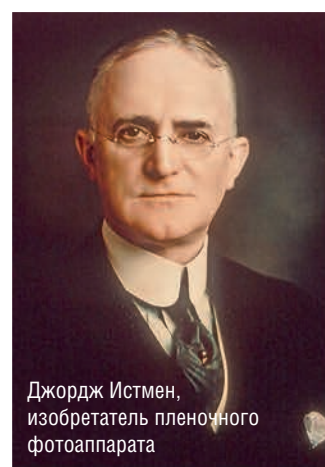
Анна Павлихина

Этой весной российские ученые остались без основного источника информации по академическим и прикладным наукам. Из-за падения курса рубля Российский фонд фундаментальных исследований не смог оплатить подписку на научные издания.

Лишить институты доступа к научным изданиям, означает отрезать российских ученых от достижений мирового научного сообщества. На фоне других происходящих событий вопрос может и не казаться столь важным, но только если не учитывать, что Россия находится на 21-м месте в мире по доле расходов на науку и permanently скатывается в этом рейтинге все ниже, увеличивая свои шансы упасть в третий технологический уклад.

В 2012 г. расходы федерального бюджета на прикладную науку составили 0,4%, на фундаментальную – 0,1% ВВП. В целом, сегодня Россия тратит на науку в 2 раза меньше, чем 20 лет назад. Так, в 2013 г. на научные исследования потрачено 342 млрд. руб. Для сравнения, на развитие военно-воздушных сил было потрачено 4,5 трлн руб., а на Олимпиаду в Сочи – 1 трлн. 525 млрд. рублей.

Конечно, есть сферы науки, которые не требуют больших вливаний, например, философия, история, но, чтобы получить новый продукт в сфере хай-тек нужны дорогие исследования, оборудованные лаборатории, а зачастую и целые комплексы. Вопрос создания высокоинтеллектуальных продуктов и развития отраслей будущего – это вопрос настоящего. И особенно отчетливо он высвечивается, если вспомнить в очередной раз о санкциях, которые показали, насколько важно иметь автономные производства.

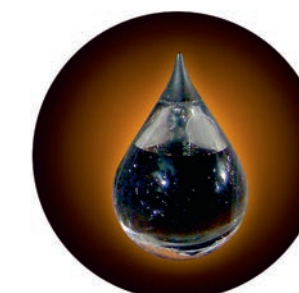


Почему в России не производят продукты нового поколения? Еще не так давно наша страна лидировала в космической, ядерной отрасли, собственная наука полностью обеспечивала нефтегазовую промышленность. Но затем потонули 20 лет экономической разрухи. Ничего не поделаешь, так исторически сложилось, что было не до науки. В результате мы не только почти полностью угробили наработки советских времен, но и пропустили вход в пятый технологический уклад. За это России, безусловно, благодарны Apple, Samsung, Microsoft, которые готовятся совершить революционный скачок в шестой технологический уклад – эру нанoeлектроники и робототехники. При этом, максимум, на который может рассчитывать наша страна – это удержаться на существующих позициях.

У нас еще много высококвалифицированных ученых, но природа российского устройства такова, что все ценное в ней утекает на запад. И это не удивительно, учитывая мизерные зарплаты и бюрократические барьеры при внедрении разработок.

Специально для коммерциализации новых технологий был создан центр «Сколково». Очень емко сущность этого заведения обозначил профессор Г. Малинецкий: «У вас нет лошади, конюшни и денег на всё это. А вам говорят, что будут шапочка и костюм для конной езды. Это будет престижно, солидно, серьёзно и красиво».

Тогда возникает вопрос: только ли в низком финансировании кроется проблема, или, может страна столь богатая нефтью и газом, не нуждается в инновационном развитии? ●



МЕСТО РОССИИ В МИРЕ

Россия занимает **1-е место** по:

разведанным запасам природного газа;
добыче и экспорту природного газа;
добыче нефти и второе по её экспорту;
разведанным запасам каменного угля;
запасам торфа;
разведанным запасам олова, цинка, титана, ниобия;
запасам алмазов и второе по их добыче;
разведанным запасам серебра;
протяженности электрифицированных железных дорог;
числу ежегодных запусков космических аппаратов;
величине национального богатства;

2-е место по:

объему добычи нефти (2014)
объему добычи товарного природного газа (2014)
объему добычи золота (2014)
разведанным запасам золота;
разведанным запасам платины и первое место по её экспорту;

И **3-е место** по размерам государственных золотовалютных резервов

И при этом

57-е место по уровню жизни (2014);
129-е по средней продолжительности жизни (2014);
1-е по количеству аборт (2012);
2-е по количеству людей, ищущих убежища в развитых странах;
134-е по рейтингу коррупции (2014);
2-е место в Европе по росту потребительских цен;
62-е место в мире по уровню технологического развития (между Коста-Рикой и Пакистаном);
70-е по использованию передовых информационных и коммуникационных технологий;
72-е по рейтингу расходов государства на человека;
97-е по доходам на душу населения;
127-е по показателям здоровья населения;
159-е по уровню политических прав и свобод;
182-е по уровню смертности из 207 стран мира;
1-е по абсолютной величине убыли населения;
1-е по заболеваниям психики;
1-е по потреблению спирта и спиртосодержащей продукции;
2-е по распространению поддельных лекарств (после Китая);

Зато

2-е место в мире по числу долларовых миллиардеров (после США);
1-е по темпам роста числа долларовых миллиардеров;
2-е по уровню бюрократии. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

После того, как на Россию посыпались санкции, запрещающие ей, в частности, пользоваться достижениями европейской технической мысли, правительство нашей страны задумалось о том, что неплохо было бы создать такие предприятия, которые позволили бы стране чувствовать себя более автономно. На этот счет было даже издано несколько постановлений. Но на деле произвести продукты, аналогичные импортируемым оказалось не так-то просто

Сможет ли Россия полностью перейти на импортозамещение?

33 %

Нет, есть сегменты, в которых не существует аналогов западным продуктам

13 %

Да, любое производство можно наладить и в России

5 %

Нет, переход на импортозамещение это долго и дорого

26 %

Да, собственный продукт оправдает себя в долгосрочной перспективе

23 %

Можно произвести любой продукт, но аналогичная номенклатура не означает аналогичное качество

Несмотря на повсеместное внедрение энергосберегающих технологий мир продолжает наращивать потребление энергоресурсов и мир все больше опутывается сетью трубопроводов. Россия, как ведущий поставщик газа строит новые ветки МГП и на запад, и на восток. Какие из них окажутся наиболее политически и экономически выгодными для России?

Какой газовый маршрут наиболее выгоден России?

40 %

Сила Сибири

20 %

Турецкий поток

5 %

Алтай

25 %

Северный поток

10 %

Голубой поток



КУРГАНХИММАШ

УЧАСТНИК ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Высокий инженерно-конструкторский потенциал



Индивидуальный подход к каждому Заказчику



Профессиональный шеф-монтаж и пусконаладка



Реализация продукции:
zakaz@td-khm.ru
www.td-khm.ru

События

Запуск нового производства

Отмена пошлин Северный поток

Цены на нефть

Экономический кризис

Выборы президента

Обвал рынка акций

Газовые войны

Сливающие капиталов

Новый глава Роснефти



Началось строительство Турецкого потока

8 мая 2015 г. стало официальной датой строительства МГП Северный поток. Безапелляционное решение сторон о строительстве трубопровода активизировало и его противников. США стали отговаривать Грецию, с которой в результате так и не получилось подписать Меморандум. 7 мая В. Путин позвонил А. Ципрасу и предложил финансирование строительства греческого участка газопровода. После этого засомневался в Турецком потоке и Т. Николич, который, возможно, тоже хочет получить от России аналогичное предложение по финансированию своего участка. ЕС пока не высказал консолидированной позиции.

Если раньше Газпром доставлял газ до потребителя и заключал с ним отдельные контракты, то сейчас модель логистики приведена в соответствии с требованиями 3-го энергопакета. Российский газ будет доставляться лишь до границы Турции с Грецией. Стоимость строительства газопровода – продолжения МГП Турецкий поток – до 5 млрд

евро. И строить этот газопровод – продолжение МГП ТП – ЕС должен сам.

7 мая А. Миллер и Т. Йылдыз подтвердили неизбежность даты запуска в конце декабря 2016 г. 1-й нитки МГП ТП. 180-километровый сухопутный участок МГП ТП уже практически готов со всей инфраструктурой, потому что строился под МГП Южный поток. К концу 2015 г. уже предполагается запустить ГТС Южный коридор, откуда прямая дорога для газа в МГП Турецкий поток.

1000-километровый морской участок МГП ТП до территориальных вод Болгарии совпадает с проектом морского участка МГП Южный поток.

Пришлось перепроектировать лишь участок от места поворота МГП ТП в сторону турецкого побережья.

Газ в КНР пойдет по «Алтаю»

А. Миллер и вице-президент CNPC В. Дунцинъ подписали соглашение об основных условиях поставок российского газа в Китай по западному маршруту.

Соглашение между дочками госкомпаний – Газпром экспорт и PetroChina International предусматривает поставку

30 млрд м³/год газа в течение 30 лет, но эти объемы могут возрасти и на 200%.

Ранее В. Маркелов заявил, что поставки газа по западному маршруту в Китай могут начаться после 2020 г.

Западный маршрут – МГП Алтай, предполагает поставки природного газа с месторождений в Западной Сибири до Синьцзян-Уйгурского автономного района на западе Китая. Трасса МГП должна пройти по территориям 6 субъектов РФ: Алтай, Алтайский край, Новосибирская обл., Томская обл., ЯНАО и ХМАО.

Разрешение на проведение инженерно-изыскательских работ для строительства МГП Алтай Газпром получил еще в 2006 г. Газпром давно прорабатывал проект МГП Алтай к реализации, но в марте 2013 г. стало известно о возможном замораживании проекта. Прорыв наступил в мае 2014 г., когда в Китай с визитом приехал В. Путин.

Тогда CNPC подписала с Газпромом 30-летний контракт на поставку в Китай 38 млрд м³ газа/год по восточному маршруту – МГП Сила Сибири. Но на той же встрече обсудили и поставки по западному маршруту. Уже в ноябре 2014 г. было подписано рамочное соглашение о западном маршруте поставок газа в Китай.

Пропускная мощность МГП Алтай будет составлять 30 млрд м³/год с возможностью увеличения до 100 млрд м³. Газопровод Алтай может быть использован для поставок газа не только в Китай, но и в Индию.

Это сделает Китай не только потребителем, но и транзитером российского газа. ●

Продажа квот

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Южный поток

Торги на бирже

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили

Началось бурение на Чаяндинском месторождении

Газпром начал бурение эксплуатационных скважин для опытно-промышленной разработки нефтяной оторочки на Чаяндинском месторождении.

В рамках ОПР уточняются геолого-физические, добычные и другие характеристики залежи, оценивается оптимальность выбранных технических решений. Это необходимый этап для подготовки Чаяндинского НГКМ к промышленной эксплуатации.

Сейчас на Чаянде ведется бурение трех эксплуатационных скважин. В период ОПР нефтяной оторочки будет построено 11 эксплуатационных скважин. Затем Газпром начнет эксплуатационное бурение на газ.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается в рамках ГТС Сила Сибири. Газ Иркутского и Якутского центров газодобычи будет транспортировать по Силе Сибири через Хабаровск до Владивостока и далее в Китай. Чаяндинская нефть будет поступать в магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Газпром хотел уже в 2014 г. ввести в промышленную эксплуатацию нефтяную оторочку на Чаянде, а в 2017 г. – газоконденсатные залежи. На 2018 г. предполагалось добыть 16,1 млрд м³ газа, нефти – 146 тыс т, газового конденсата – 254 тыс т.

Чаянда по величине запасов является уникальным месторождением. Суммарные извлекаемые запасы по категориям С1+С2 составляют около 1,45 трлн м³ газа и 89,7 млн т извлекаемых жидких углеводородов. На полке

добычи будет извлекаться до 25 млрд м³ газа и не менее 1,5 млн тонн нефти в год.

В октябре 2012 г. по месторождению было принято окончательное инвестиционное решение (ОИР) и началась разработка проектной документации по его обустройству. Начало добычи газа запланировано на конец 2018 г.

Частников допустят к шельфу

4 мая 2015 г. В. Путин подписал указ, согласно которому частные нефтяные компании получили возможность разрабатывать углеводородные месторождения.

Частные компании получают доступ к шельфовым месторождениям в результате подписания президентом Закона «О внесении изменений в статью 12 Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для

обеспечения обороны страны и безопасности государства».

Право на разработку предполагает, что компания сама открыла месторождение, которое намерена в дальнейшем разрабатывать. А открыть месторождение компания может, только если получила лицензию на проведение геологоразведочных работ до 2008 г.

Ранее на всей территории страны правом хозяйничать на шельфе варяжских вод могли только Газпром с 68 лицензиями на шельфе и Роснефть, у которой таковых 47. При этом последней открыто не нравилось то, что теперь в дело может вступить и ЛУКОЙЛ.

Представители Роснефти заявляли, что внесение поправок в законодательство выглядит явным лобби интересов ЛУКОЙЛа, хотя за допуск частных к шельфу выступали многие.

Говоря о других компаниях, стоит отметить, что бытует мнение о уже существующем негласном распределении участков шельфа. Таким образом, получить право на разработку некая компания сможет только в том случае, если участок будет изъят из собственности другой конторы.

Право на это, разумеется, есть только у государства. ●



ТРУБНЫЙ ВОПРОС

Нормирование и техническое регулирование качества трубной продукции для магистральных трубопроводов в условиях импортозамещения

СЕГОДНЯ В РОССИИ СЛОЖИЛАСЬ СИТУАЦИЯ, КОГДА НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ, ОРИЕНТИРОВАННЫЕ НА РАЗНЫЕ РЫНКИ СЫРЬЯ ИЛИ СБЫТА, ПРОИЗВОДЯТ ТРУБНУЮ ПРОДУКЦИЮ, РУКОВОДСТВУЯСЬ РАЗЛИЧНЫМИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ. ОДНИ КОМПАНИИ – МЕЙДЖЕРЫ ОТРАСЛИ - РАЗРАБАТЫВАЮТ ИХ САМОСТОЯТЕЛЬНО, ДРУГИЕ ОПИРАЮТСЯ НА ОТЕЧЕСТВЕННУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ, ТРЕТЬИ ПОЛЬЗУЮТСЯ МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ. ТАКАЯ РАЗНОПЛАНОВЫСТЬ ПОРОЖДАЕТ РЯД ПРОБЛЕМ, Т.К. В ОЦЕНКЕ ПРОЧНОСТИ И КЛАССИФИКАЦИИ ТРУБ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ ПОДХОДЫ НЕ СОВПАДАЮТ

THERE IS A SITUATION IN RUSSIA TODAY WHEN OIL AND GAS COMPANIES TARGETED AT DIFFERENT MARKETS OF RAW MATERIALS OR SALES, PRODUCE TUBULAR PRODUCTS, GUIDED BY VARIOUS REGULATORY AND TECHNICAL COMPLEXES. SOME COMPANIES ARE MAJORS OF THIS INDUSTRY – DEVELOP THEIR ITSELF, WHILE OTHERS RELY ON THE DOMESTIC DOCUMENTATION, OTHERS USE INTERNATIONAL STANDARDS. THIS RAISES A NUMBER OF DIVERSITY OF PROBLEMS, BECAUSE IN THE ASSESSMENT AND CLASSIFICATION OF STRENGTH PIPES FOR TRUNK PIPELINES DOMESTIC AND FOREIGN APPROACHES ARE NOT THE SAME

Ключевые слова: трубная продукция, магистральные трубопроводы, трубы нового поколения, нормативная документация.



**Макаров
Георгий Иванович,**
доктор технических наук,
профессор
Начальник управления
исследований технологии
сварки и прочностных расчетов
ООО «НИИ Транснефть»

В соответствии с Федеральным законом РФ № 184-ФЗ «О техническом регулировании», крупные отечественные нефтегазовые компании разработали собственные нормативно-технические комплексы, регулирующие качество трубной продукции для магистральных трубопроводов. Компании, которые изначально были сориентированы на отечественных поставщиков, сформировали требования к качеству труб и соединительных деталей на основе отечественных нормативных документов (ГОСТ, СНиП, ВСН и др.). Нефтегазовые компании, которые в больших объемах закупали импортную продукцию, построили свои системы технического регулирования на основе зарубежных стандартов (API, ISO, ASTM и др.). В условиях импортозамещения проблема для последних заключается в несовместимости отечественных и зарубежных подходов к оценке прочности и классификации труб для магистральных трубопроводов. В отечественной практике традиционно сложился подход, основанный на предельном состоянии достижения максимальными рабочими напряжениями значений расчетных сопротивлений, определяемых величиной временного

сопротивления трубной стали. В большинстве зарубежных стандартов 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. Различие подходов 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 (рис. 1).

В отечественной практике метод расчета по допускаемым напряжениям традиционно применяется в машиностроении и смежных отраслях. В строительстве, а также в трубопроводном транспорте используют метод расчета по расчетным сопротивлениям. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость выполняют по СНиП 2.05.06-85* (СП 36.13330.2012). Расчетную толщину стенки трубы для конкретного участка магистрального трубопровода определяют по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_l + np)}, \quad (1)$$

УДК 621.633

РИС. 1. Сравнение двух подходов



где p – рабочее (нормативное) давление; D_n – наружный диаметр трубы; R_l – расчетное сопротивление; n – коэффициент надежности по нагрузке.

В формуле (1) величина расчетного сопротивления R_l определяется минимальным значением временного сопротивления σ_B (принимаемого по стандартам на трубы) с учетом коэффициентов, отвечающих за влияние различных факторов.

$$R_l = \frac{\sigma_B m}{k_l k_n}, \quad (2)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода в зависимости от категории участка; k_l – коэффициент надежности по материалу; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

В зарубежной практике, как правило, расчет трубопроводов выполняют по предельному состоянию наступления текучести. Например, в соответствии с международным стандартом ISO 13623:2009 максимальное расчетное напряжение σ_{max} сравнивают с допускаемым напряжением, которое подсчитывают как минимальное значение предела текучести σ_T с учетом коэффициента безопасности K_T .

$$\sigma_{max} \leq K_T \sigma_T. \quad (3)$$

Максимальное расчетное напряжение при этом подсчитывают как максимальное окружное напряжение в стенке трубы.

$$\sigma_{max} = (p - p_0) \frac{D_n - \delta_{min}}{2\delta_{min}}, \quad (4)$$

где p – проектное внутреннее давление; p_0 – внешнее давление; D_n – наружный диаметр трубы; δ_{min} – минимальная толщина стенки трубы.

Принципиальное различие отечественных и зарубежных подходов к оценке прочности труб для магистральных трубопроводов приводит к различным принципам классификации труб и трубных сталей. В табл. 1 представлена отечественная классификация труб для магистральных трубопроводов по классам прочности.

Трубы классов прочности K34...K60 выпускают по ГОСТ 31447-2012.

ТАБЛИЦА 1. Нормативные механические характеристики металла труб для магистральных трубопроводов (отечественная классификация)

Класс прочности	σ_B , МПа (кгс/мм ²)	σ_T , МПа (кгс/мм ²)	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
K65	640 (65)	545 (56)	19
K70	690 (70)	590 (60)	19

ТАБЛИЦА 2. Механические характеристики и классификация трубных сталей по стандарту Американского нефтяного института API 5L

Марка	Предел текучести		Временное сопротивление	
	Фунт / кв. дюйм	МПа	Фунт / кв. дюйм	МПа
X42	42000	290	60000	414
X46	46000	317	63000	434
X52	52000	359	66000	455
X56	56000	386	71000	490
X60	60000	414	75000	517
X65	65000	448	77000	531
X70	70000	483	82000	565
X80	80000	552	90000	621
X100	100000	690	112000	770

ТАБЛИЦА 3. Механические характеристики и классификация трубных сталей по международному стандарту ISO 3183-1:1996

Класс прочности	σ_B , МПа (кгс/мм²)	σ_T , МПа (кгс/мм²)	δ , %
	Не менее		
L175	175	315	27
L210	210	335	25
L245	245	415	21
L290	290	415	21
L320	320	435	20
L360	360	460	19
L390	390	490	18
L415	415	520	17
L450	450	535	17
L485	485	570	16
L555	555	625	15

Трубы высокопрочные К65 и К70 поставляют по отраслевым требованиям. Цифры в обозначении класса прочности соответствуют нормативному значению временного сопротивления трубной стали в кгс/мм². В табл. 2 приведены значения механических характеристик и классификация трубных сталей по Американскому стандарту API 5L.

Цифры в обозначении марки трубной стали: X42 ... X100 соответствуют значению предела текучести в Фунт / кв. дюйм $\times 10^{-3}$. Причем значение предела текучести определяют по величине полной деформации 0,5%. Аналогичная классификация принята в Европейском стандарте ISO 3183-1:1996. В табл. 3 приведены механические характеристики и классификация

ТАБЛИЦА 4. Классификация труб по классам прочности и категориям качества

Класс прочности труб	Категории качества труб и соответствующие коэффиценты надежности по материалу							
	A	B	C	D	E*	F*		
	1,55	1,47	1,40	1,34	1,26	1,18		
K42	+	+	+	Не применяются				
K48	+	+	+					
K50		+	+					
K52			+	+				
K55			+	+				
K56	Не применяются		+	+			+	+
K60			+	+			+	+
K65							+	+
K70				+	+	+		
K80				+	+	+		

трубных сталей по группам прочности: L175 ... L555.

Цифры в обозначении группы прочности соответствуют нормативному значению предела текучести в МПа, величину которого также определяют по величине полной деформации 0,5%. В отечественных нормативных документах значение предела текучести всегда задается как технический (условный) предел текучести $\sigma_{0,2}$, определяемый нормативной величиной упругой деформации 0,2%.

Таким образом, полное несовпадение принципов классификации труб и трубных сталей для магистральных трубопроводов в отечественных и зарубежных стандартах делает

невозможным совмещение требований по характеристикам трубной продукции и номенклатуре труб отечественной и импортной поставки.

На сегодняшний день разработана более полная отечественная классификация труб по классам прочности и категориям качества (табл. 4). Категории качества А, В, С, D и соответствующие им коэффиценты надежности по материалу: 1,55 ... 1,34 взяты из СНиП 2.05.06-85* (СП 36.13330.2012). Высшие категории качества Е* и F* соответствуют перспективным трубам нового поколения – с повышенными эксплуатационными характеристиками. Табл. 4 также включает перспективные трубы повышенных классов прочности: К65, К70 и К80.

Технические требования на трубы нового поколения – высокопрочные и с повышенными эксплуатационными характеристиками помимо ужесточения требований к существующим показателям включают также дополнительные требования, ранее не входившие в паспорта на трубную продукцию.

Требования по микроструктуре

- Полосчатость
- Зернистость
- Наличие неметаллических включений

Требования по пластичности и хладостойкости

- Относительное поперечное сужение
- Критическая температура хрупкости

Требования по вязкости разрушения

- Статическая трещиностойкость
- Динамическая трещиностойкость

Трубы нового поколения повышенных категорий качества Е* и F* позволят в дальнейшем уменьшить величину коэффициентов надежности по материалу для этих категорий труб (ориентировочно до значений, соответственно: 1,26 и 1,18). При проектировании трубопроводов из этих труб при прочих равных условиях требуемая по расчету толщина стенки труб уменьшится на 5–10%.

ТАБЛИЦА 5. Химический состав трубных сталей повышенных классов прочности

Название элемента	Содержание элемента, %		
	К56 и К60	К65 и К70	К80
Углерод	0,09	0,07	0,07
Сера	0,005	0,003	0,002
Фосфор	0,013	0,010	0,010
Азот	0,009	0,007	0,007
Кремний	0,17 – 0,37	0,17 – 0,37	0,17 – 0,37
Марганец	1,65	1,95	2,10
Ниобий	0,08	0,08	0,08
Ванадий	0,09	0,10	0,10
Титан	0,03	0,03	0,03
Никель	0,30	0,30	0,50
Хром	0,30	0,30	0,50

ТАБЛИЦА 6. Требования по свариваемости для высокопрочных трубных сталей

Показатель свариваемости	Значение показателя, не более			
	К56 и К60	К65	К70	К80
Эквивалент углерода $S_{экв}$	0,38	0,40	0,45	0,48
Параметр стойкости против растрескивания R_{cm}	0,21	0,23	0,23	0,25

Применение высокопрочных труб для магистральных трубопроводов связано со стремлением повысить производительность перекачки транспортируемого продукта за счет повышения рабочего давления. 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 свариваемость (которая

регламентируется ограничением эквивалента углерода и параметра стойкости против растрескивания), процентное содержание углерода пришлось понизить до 0,07–0,09% (табл. 5–6).

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 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

ТАБЛИЦА 7. Нормативные требования для труб магистральных газопроводов в отношении сопротивляемости протяженным разрушениям

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Пластическое раскрытие у вершины трещины δ_C при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации, для подземной прокладки на участках I – II категорий, мм, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	6,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
	7,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
	8,3	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
	9,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
	11,8	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1
	14,7	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6
720	5,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	6,3	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
	7,4	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
	8,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
	9,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4
	11,8	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9
	14,7	3,4	3,3	3,1	3,0	2,8
820	5,4	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	6,3	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
	7,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
	8,3	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3
	9,8	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7
	11,8	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4
	14,7	4,2	4,0	3,8	3,6	3,4
1020	5,4	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
	6,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
	7,4	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
	8,3	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
	9,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,1
	11,8	3,6	3,5	3,3	3,2	2,9
	14,7	5,2	5,0	4,7	4,5	4,2
1220	5,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
	6,3	1,7	1,6	1,5	1,5	1,3
	7,4	2,1	2,1	2,0	1,9	1,7
	8,3	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2
	9,8	3,6	3,4	3,3	3,1	2,8
	11,8	5,0	4,8	4,6	4,4	4,0
	14,7	7,1	6,8	6,5	6,2	5,8
1420	5,4	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
	6,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8
	7,4	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3
	8,3	3,6	3,5	3,3	3,2	2,9
	9,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,8
	11,8	6,5	6,3	6,0	5,7	5,3
	14,7	9,3	8,9	8,5	8,2	7,6

ТАБЛИЦА 8. Требования по показателям пластичности основного металла и сварных соединений труб повышенных категорий качества

Показатели пластичности	Значение
Относительное удлинение, не менее	18 %
Относительное поперечное сужение, не менее	50 %
Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	0,90
Максимальный угол статического изгиба по API 5L	180 градусов
Критическая температура хрупкости, не выше	- 60 град. С
Пластическая деформация при экспандировании, не более	1,2 %

образом на пластичность и вязкость разрушения влияет снижение загрязненности стали неметаллическими включениями. С другой стороны, такой параметр как полосчатость (а это – проявление эффекта раздавливания и удлинения зерен при прокатке), влияет на прочностные характеристики металла: предел текучести и временное сопротивление.

Основным технологическим требованием, предъявляемым к механическим свойствам металла труб и сварных соединений, является сохранение запаса пластичности после всех операций технологического передела при изготовлении труб на трубопрокатных заводах (после вальцовки, сварки, экспандирования, гидроиспытаний и т.п.), а также при выполнении сварочно-монтажных работ при строительстве и ремонте. В табл. 8 представлены требования, определяющие показатели пластичности металла и сварных соединений труб нового поколения после всех технологических операций.

К числу новых требований к качеству труб для магистральных трубопроводов относятся требования к вязкости разрушения (трещиностойкости). Известные механические характеристики ударной вязкости: KCU, KCV, DWTT носят качественный характер и не могут использоваться при прочностных расчетах. Новые количественные показатели вязкости разрушения необходимы для выполнения прочностных расчетов при проектировании и оценке технического состояния трубопроводов. Параметром статической трещиностойкости является критическая величина

пластического раскрытия у вершины трещины COD. Этот параметр ответствен за сопротивляемость металла возникновению трещины от дефекта. На сегодняшний день принята консервативная оценка статической трещиностойкости трубных сталей для магистральных трубопроводов. Величина пластического раскрытия у вершины трещины COD, определенная в соответствии с ГОСТ 25.506-85 при температуре минус 20°С на компактных лабораторных образцах, изготовленных из основного металла и металла сварных соединений труб повышенных категорий качества, должна быть не ниже 0,2 мм.

Требования к динамической трещиностойкости (сопротивляемости протяженным разрушениям) относятся к магистральным газопроводам, а также к трубопроводам, подвергаемым пневматическим испытаниям. В табл. 7 приведены дифференцированные требования по значению параметра – пластическое раскрытие у вершины трещины δ_C для труб магистральных газопроводов при подземной прокладке на участках I – II категорий.

Подтверждение соответствия труб по параметру динамической трещиностойкости (сопротивляемости протяженным разрушениям) необходимо проводить путем натурного испытания реальных труб на разрыв внутренним гидростатическим давлением. Определение фактических значений требуемых механических свойств металла труб, обеспечивающих сопротивляемость протяженным разрушениям, ввиду сложности механизма деформирования стенки трубы при протяженном безостановочном

разрушении в принципе невозможно осуществить в лабораторных условиях на каких-либо образцах. Адекватное воспроизведение механизма деформирования стенки трубы в области вершины, стационарно движущейся по трубе продольной трещины при протяженном разрушении трубопровода возможно только на реальной трубе при разрыве ее внутренним давлением газа или жидкости. Натурные испытания труб поставляемой партии на разрыв внутренним давлением с регистрацией величины пластического раскрытия у вершины трещины δ_C следует проводить при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации.

Подводя итог вышесказанному, следует сформулировать приоритеты при разработке нормативной документации федерального и отраслевого уровня в условиях импортозамещения. При актуализации нормативных документов на трубы для магистральных трубопроводов должна использоваться отечественная классификация труб по классам прочности и категориям качества (в развитие ГОСТ 31447-2012). Для оценки прочности труб магистральных трубопроводов должен применяться метод расчета по расчетным сопротивлениям в соответствии со СНиП 2.05.06-85* (СП 36.13330.2012). Расширение перечня нормируемых параметров труб должно проводиться с учетом новых требований по микроструктуре, пластичности и трещиностойкости трубных сталей и сварных соединений. ●

KEY WORDS: *tubular products, pipelines, pipes new generation of regulatory documentation.*

СБОРНО-РАЗБОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ КОМПЛЕКТЫ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (СРТ) НАШЛИ ПРИМЕНЕНИЕ В ИНТЕРЕСАХ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА. КОМПЛЕКТЫ СРТ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВРЕМЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТАХ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И В СИСТЕМАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ОТВОДОВ ОТ СТАЦИОНАРНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, В КАЧЕСТВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПУНКТАХ СБОРА, НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ И НЕФТЕБАЗАХ. ЭФФЕКТИВНО ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКТОВ СРТ И В КАЧЕСТВЕ СРЕДСТВ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРИКРЫТИЯ СТАЦИОНАРНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОВОДОВ С ЦЕЛЬЮ БЫСТРОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И НЕИСПРАВНОСТЕЙ, ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ. ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЛЕКТОВ СРТ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ОНИ ОБЛАДАЮТ ШИРОКИМ СПЕКТРОМ ПРИМЕНЕНИЯ И ИХ ВОЗМОЖНОСТИ ЕЩЕ НЕ ПОЛНОСТЬЮ РАСКРЫТЫ И РЕАЛИЗОВАНЫ

CURRENTLY FIELD PIPELINE HAVE BEEN USED IN THE INTERESTS OF OIL AND GAS COMPANIES. SETS OF FIELD PIPELINES CAN BE USED TO CREATE TEMPORARY PIPELINES AT OIL FACILITIES IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS AND OIL PREPARATION GATHERING SYSTEMS. AS WELL IT IS USED TO BUILD WITHDRAWALS FROM THE STATIONARY PIPELINES, AS TECHNOLOGICAL PIPELINES AT COLLECTION POINTS, PUMPING STATIONS AND OIL DEPOTS. FIELD PIPELINES SETS ARE ALSO USED EFFICIENTLY AS A MEAN OF TECHNICAL COVER STATIONARY PIPELINES AND OIL PIPELINES THAT ARE USED TO QUICKLY RESTORE THEIR FUNCTIONING IN LIQUIDATION OF ACCIDENTS AND MALFUNCTIONS DURING THE REPAIR WORK. EXPERIENCE IN THE USE OF FIELD PIPELINES SETS IN OIL AND GAS SECTOR SHOWS THAT THEY HAVE A WIDE RANGE OF APPLICATIONS AND POSSIBILITIES YET TO BE FULLY DISCLOSED AND IMPLEMENTED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, сборно-разборные трубопроводы, магистральные трубопроводы, промысловые трубопроводы, технологические трубопроводы, сбор и подготовка нефти, техническое прикрытие трубопроводов, ремонт магистральных трубопроводов, раструбное соединение.

**Думболов
Джамиль Умярович,**
к.т.н., доцент,
заместитель начальника
управления технических
средств и технологий
нефтепродуктообеспечения

**Мельников
Дмитрий Иванович,**
начальник отдела
трубопроводного транспорта

**Дроздов Дмитрий
Александрович,**
младший научный сотрудник
отдела трубопроводного
транспорта, аспирант

Федеральное
автономное учреждение
«25 Государственный
научно-исследовательский
институт химмотологии
Министерства обороны
Российской Федерации»

Комплекты металлических полевых сборно-разборных трубопроводов (СРТ) предназначены для перекачки светлых нефтепродуктов, нефти и воды [1, 2]. Комплекты СРТ представляют собой готовые к применению инженерно-технические средства, имеющие в составе трубы, фасонные части, запорную и регулирующую арматуру, монтажный инструмент, мобильные насосные установки, вспомогательную технику и оборудование. Основные технические характеристики комплектов СРТ представлены в таблице 1 [2, 3].

Основным преимуществом СРТ перед стационарными трубопроводами является возможность прокладки в короткие сроки с применением сравнительно небольшого количества сил и средств, при этом сводятся к минимальному объему земляные, сварочные, изоляционные, укладочные и другие виды работ. Трубопроводное оборудование комплектов СРТ обладает высокой

транспортабельностью, все его элементы (масса каждого из них не превышает 100 кг) практически могут переноситься вручную.

Основным техническим элементом труб СРТ является сборно-разборное соединение. В комплектах СРТ типа ПМТ используется соединение МПТ (муфтовое, рисунок 1), в ПМТП – соединение «Раструб» (рисунок 2).

Конструкция обоих типов соединений обеспечивает механическую прочность и герметичность трубопровода, компенсацию линейных изменений температуры на $\pm 50^{\circ}\text{C}$ [4], монтаж и демонтаж трубопровода вручную, возможность замены отдельных труб на смонтированном участке. Соединение «Раструб» обладает лучшими техническими характеристиками, а также позволяет осуществлять процесс сборки трубопровода машинным способом [3], сборка и разборка соединения осуществляется специальным инструментом, что практически исключает

УДК 621.643

ТАБЛИЦА 1. Основные технические характеристики комплектов СРТ

Показатель	Тип трубопровода		
	ПМТ-150	ПМТП-150	ПМТП-100
Длина комплекта, км	150		
Пропускная способность, т/сут	до 2000	до 3000	до 1200
Рабочее давление, МПа	до 2,5	6,0	
Длина одной трубы, м	6,0		
Масса одной трубы, кг	78	80,9	36,2
Внутренний диаметр труб, мм	145,5	145,6	97,6
Толщина стенки трубы, мм	3,25	3,2	2,2
Материал трубы	Сталь 10	Сталь 16ГС	
Тип соединения труб	МПТ	«Раструб»	
Угловая подвижность труб в соединении, градус	3–4	1,5–2	
Способ монтажа трубопровода	Ручной	Машинный с помощью машины ТУМ-150В, ручной	Машинный с помощью машины МСТ-100, ручной

возможность несанкционированного воздействия с целью разборки.

Изначально основным предназначением комплектов СРТ было их использование в интересах Министерства обороны, однако в настоящее время СРТ также применяются в интересах организаций нефтегазового комплекса [5].

В большинстве случаев сооружение стационарных трубопроводных систем на начальном этапе освоения нефтяных месторождений связано с определенным экономическим риском, а использование наливного автомобильного транспорта приводит к значительному

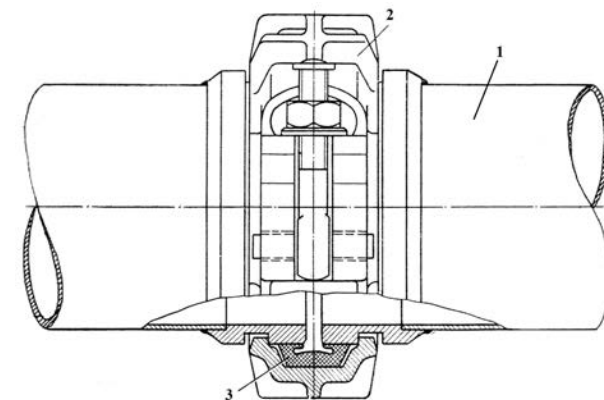
увеличению себестоимости нефти. В данных условиях целесообразно использование СРТ. Комплекты СРТ могут применяться для создания в короткие сроки и с минимальными капитальными затратами временных трубопроводов, как и отдельных линий, так и целых трубопроводных систем различной протяженности (от десятков до сотен километров) и использоваться:

- в качестве промысловых трубопроводов от мест добычи до пунктов сбора, подготовки нефти и углеводородного сырья;
- для сооружения распределительных сетей нефтепродуктообеспечения в

районах со слабым развитием транспортной инфраструктуры;

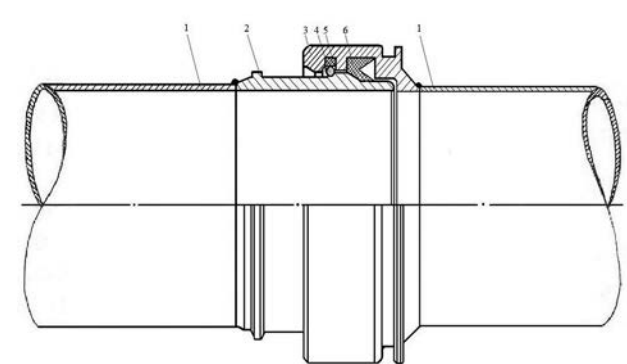
- для строительства временных технологических обвязок нефтепромысловых объектов;
- для подачи на нефтепромысловые объекты воды и неагрессивных маловязких технологических растворов с низким содержанием твердых частиц;
- для обеспечения технического прикрытия стационарных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и водоводов при авариях, а также их дублирования в период проведения реконструкции и ремонта;

РИСУНОК 1 . Соединение типа МПТ



1 – тело трубы; 2 – соединительная муфта;
3 – резиновое уплотнительное кольцо

РИСУНОК 2 . Соединение типа «Раструб»



1 – тело трубы; 2 – манжета; 3 – раструб; 4 – стальное запорное кольцо; 5 – резиновая микропористая подкладка; 6 – резиновое уплотнительное кольцо

ТАБЛИЦА 2. Основные характеристики нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»

Показатель	Значение показателя
Тип комплекта СРТ	ПМТП-150
Протяженность трубопровода, км	110
Производительность перекачки, т/сут (тыс. т/год)	1650 (300)
Количество насосных станций, шт.	6
Продолжительность сооружения трубопровода, сут.	56
Ввод в эксплуатацию	август 1996 г.
Режим эксплуатации	сезонный (май-октябрь)

- при обеспечении перевалки нефти и нефтепродуктов на различные виды транспорта, а также их подачу через водные преграды без предварительной подготовки районов;
 - для создания сетей питьевого и хозяйственного водоснабжения, а также подачи воды в районы тушения пожаров, стихийных бедствий, аварий и катастроф.

Эффективность применения сборно-разборных трубопроводов выражается в следующем:

 - высокие темпы сооружения линейной части при относительно небольших объемах трудозатрат;
 - способность к прокладке и эксплуатации в любых природно-климатических условиях, на местности с рельефом различной сложности при минимальном объеме проектно-изыскательских и инженерных работ, вследствие чего до минимума снижается вредное
- воздействие строительства на окружающую среду;

 - высокоэффективная и малозатратная технология сооружения, простота подготовки обслуживающего персонала;
 - автономность эксплуатации вне зависимости от наличия внешних источников энергоснабжения;
 - низкая себестоимость транспортной работы;
 - модульность конструкции, возможность многократного монтажа и демонтажа, перемещения различными видами транспорта.

В качестве примера можно привести использование комплектов СРТ при прокладке нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях в районах со слабо развитой транспортной инфраструктурой [5]: «Талаканское ГНМ – Витим» (Ленский улус, Респ. Якутия),

«Мусюршор – Сандивей» (Ненецкий авт. округ), «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково» (Усть-Кутский р-н, Иркутская обл.), «Дулисьма – Яракта» (Усть-Кутский р-н, Иркутская обл.).

Впервые в отечественной практике сооружения промысловых трубопроводов оборудование комплектов СРТ было использовано в 1996 г. при прокладке нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим» (Ленский улус, Якутия), предназначенного для транспортировки нефти от Талаканского нефтяного месторождения (рисунок 3) до наливного терминала на р. Лене (рисунок 4) в пос. Витим Основные характеристики нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим» представлены в таблице 2.

Доставка трубопроводного оборудования на трассу осуществлялась автомобилями по зимнику, гусеничными транспортерами и вертолетами.

При прокладке трассы нефтепровода в тайге по специально подготовленной просеке учитывались особенности грунтов и наличие заболоченных участков, для предотвращения увязания в грунте весной и при дождливой погоде каждая труба укладывались на не менее чем на двух подкладках из бревен длиной 2 м, располагавшихся через 2–3 м (рисунок 5). При данном способе прокладки также обеспечиваются хорошие условия для осмотра трубопровода обходчиками и облегчаются работы при возникновении аварий и неисправностей.

РИСУНОК 5. Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150, проложенный на подкладках из бревен на трассе «Талаканское ГНМ – Витим»



На заболоченных участках трубопровод укладывался на клетки, сооруженные из коротких бревен.

Естественными преградами являлись р. Пеледуй (ширина в межень 70 м), девять крупных ручьев с затапливаемыми в весеннее время поймами и отдельные заболоченные участки. Переход трубопровода через р. Пеледуй осуществлялся путем укладки по дну в траншее методом «труба в трубе». Трубопровод ПМТП-150 на переходе реки был заключен в кожух из обсадных труб диаметром 299 мм и толщиной стенки 9 мм. Радиусы свободного изгиба трубопроводов из обсадных труб и труб ПМТП-150 составляют

358 и 250 м соответственно, что позволяло при необходимости обеспечить извлечение трубопровода ПМТП-150 из защитного кожуха. По концам кожух был загерметизирован. Для контроля за давлением в межтрубном пространстве на кожухе были установлены манометры (рисунок 6). Переходы через ручьи выполнялись на эстакадах с учетом максимального уровня и ширины водного зеркала в период паводка (рисунок 7).

Для сокращения объемов возможных проливов нефти при авариях и неисправностях технологическая схема предусматривала секционирование линии трубопровода путем

РИСУНОК 6. Переход СРТ ПМТП-150 через р. Пеледуй на трассе нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»



установки обратных клапанов и задвижек, как отдельных, так и входящих в состав различных технологических узлов. В зависимости от состава оборудования технологические узлы позволяли выполнять все необходимые операции. Кроме того, было предусмотрено подключение отводов для приема (выдачи) воды при угрозе или возникновения лесных массовых пожаров. В обязательном порядке задвижки монтировались по берегам водных преград и на пересечениях дорог. В среднем расстояние между отдельными узлами не превышало 2,5 км. Смонтированные участки трубопровода подвергались пневматической зачистке и гидравлическому испытанию давлением 7,5 МПа, с учетом характера профиля местности.

На отдельном участке плетъ из 5 труб подвергалась гидравлическому

РИСУНОК 3. Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150 на начальном пункте нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»



РИСУНОК 4. Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150 на конечном пункте нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»



РИСУНОК 7. Переход СРТ ПМТП-150 через ручей на трассе нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»



РИСУНОК 8. Насосная станция на трассе нефтепровода «Талаканское ГНМ – Витим»



ТАБЛИЦА 3. Основные характеристики нефтепровода «Мусюршор – Сандивей»

Показатель	Значение показателя
Тип комплекта СРТ	ПМТП-150
Протяженность трубопровода, км	50,5
Производительность перекачки, т/сут (тыс. т/год)	700 (250)
Количество насосных станций, шт.	1
Продолжительность сооружения трубопровода, сут.	37
Ввод в эксплуатацию	август 2000 г.
Режим эксплуатации	круглогодичный

испытанию, где было достигнуто давление 17,0 МПа, что почти в 3 раза превышает рабочее и в 2,3 раза – испытательное давление. Испытанные трубы комплекта СРТ ПМТП-150 сохранили прочность и герметичность и впоследствии были использованы при прокладке трубопровода.

В качестве средств перекачки на насосных станциях использовались соединенные последовательно две передвижные насосные установки ПНУ-100/200М (рисунок 8).

Для организации процесса управления функционированием трубопровода была организована диспетчерская служба. Диспетчерский располагался на конечном пункте и постоянно координировал свою деятельность с пунктом подготовки нефти на Талаканском месторождении и нефтебазой в пос. Витим, принимающей нефть и отгружающей ее в танкеры на р. Лене. За все время эксплуатации временного нефтепровода аварийных ситуаций и неисправностей трубопроводной

техники и оборудования с проливами нефти не отмечено. Трубопровод сохранил прочность и герметичность, по экологическому состоянию окружающей среды вдоль его трассы претензий от природоохранных органов не поступало.

Величина грузопотока после ввода в эксплуатацию трубопровода увеличилась более чем в 30 раз (до прокладки трубопровода автотранспортом в зимнее время вывозилось не более 9 тыс. т нефти в год), себестоимость транспортирования нефти по трубопроводу по сравнению с автомобильным транспортом была ниже почти в 3,5 раза, срок окупаемости капитальных вложений составил менее одного года.

В 2000 г., для решения задачи доставки нефти от Мусюршорского месторождения до пункта Сандивей, где проходит стационарный нефтепровод, был сооружен нефтепровод «Мусюршор – Сандивей» (Ненецкий авт. округ). Основные

характеристики нефтепровода представлены в таблице 3.

Местность в районе трассы трубопровода практически полностью заболочена, изрезана ручьями и многочисленными озерами (рисунок 9). Лесные массивы отсутствуют, низкорослые деревья встречаются лишь по берегам некоторых ручьев, а тундровая представлена растительность в основном мхами и кустарниками.

Для доставки труб и оборудования на трассу были использованы вертолеты Ми-8МТ (рисунок 10). При прокладке нефтепровода в качестве транспортных средств использовались гусеничные снегоболотоходы высокой проходимости двухзвенной конструкции (рисунок 11).

Для снижения величины объема возможных проливов нефти в случае аварий или повреждений трубопровода на линейной части с интервалом не менее чем через 5 км (с учетом особенностей профиля трассы), монтировались задвижки или обратные клапаны.

РИСУНОК 9. Сооруженный из труб комплекта СРТ ПМТП-150 нефтепровод «Мусюршор – Сандивей»



РИСУНОК 12. Переход СРТ ПМТП-150 через водную преграду на трассе нефтепровода «Мусюршор – Сандивей»



Также секционирующая арматура обязательно устанавливалась в местах переходов через реки, ручьи и болота.

На трассе нефтепровода имелись четыре перехода через водные преграды (длинной от 20 до 95 м). При их сооружении сначала устанавливались на бетонные плиты промежуточные опоры, на которые с вертолета опускался защитный кожух. На монтаж одного кожуха (всего было установлено восемь) требовалось в среднем 20 мин. Далее в кожух протягивалась предварительно смонтированная на берегу плеть СРТ ПМТП-150 (рисунок 12).

На начальном пункте насосная станция, состоящая из двух последовательно соединенных, а также одной резервной передвижных насосных установок ПНУ-100/200М, была размещена на деревянном настиле размером из бревен в два наката (рисунок 13) для предотвращения проседания в болотистый грунт.

Технологическая обвязка начального пункта предусматривала выполнение всех операций, необходимых для проведения гидравлических испытаний, заполнения, транспортирования и опорожнения трубопровода от нефти (в случае его консервации).

Гидравлическое испытание трубопровода проводилось давлением 7,5 МПа, осмотр трассы трубопровода осуществлялся с вертолета и при пешем обходе. При обнаружении неисправностей испытание прекращалось, дефекты устранялись аварийной бригадой, после чего процесс повторялся до достижения полной

герметичности трубопровода, при этом в технологических обвязках нефтепровода велся постоянный контроль за давлением в различных точках трассы трубопровода.

В период эксплуатации нефтепровод сохранил полную герметичность, аварийных ситуаций и неисправностей трубопроводной техники и оборудования с проливами нефти не отмечено.

В 2002 г. для подачи нефти от скважин Ярактинского месторождения до центрального пункта сбора нефти для

последующей перегрузки на автомобильный транспорт сооружен нефтепровод «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково» (Усть-Кутский р-н, Иркутская обл.). В 2003 г. сооружен нефтепровод «Дулисьма – Яракта» (Усть-Кутский р-н, Иркутская обл.), предназначенный для подачи нефти с Дулисьминского месторождения до трубопровода внешнего транспорта Ярактинского месторождения. Основные характеристики нефтепроводов представлены в таблицах 4 и 5.

ТАБЛИЦА 4. Основные характеристики нефтепровода «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково»

Показатель	Значение показателя
Тип комплекта СРТ	ПМТП-150
Протяженность трубопровода, км	112
Производительность перекачки, т/сут (тыс. т/год)	600 (200)
Количество насосных станций, шт.	2
Продолжительность сооружения трубопровода, сут.	42
Ввод в эксплуатацию	август 2002 г.
Режим эксплуатации	круглогодичный

ТАБЛИЦА 5. Основные характеристики нефтепровода «Дулисьма – Яракта»

Показатель	Значение показателя
Тип комплекта СРТ	ПМТП-150
Протяженность трубопровода, км	78,3
Производительность перекачки, т/сут (тыс. т/год)	1000 (350)
Количество насосных станций, шт.	2
Продолжительность сооружения трубопровода, сут.	45
Ввод в эксплуатацию	сентябрь 2003 г.
Режим эксплуатации	круглогодичный

РИСУНОК 10. Доставка труб комплекта СРТ ПМТП-150 вертолетом на трассу нефтепровода «Мусюршор – Сандивей»



РИСУНОК 11. Раскладка и монтаж труб комплекта СРТ ПМТП-150 при прокладке нефтепровода «Мусюршор – Сандивей»



РИСУНОК 14. Переход СРТ ПМТП-150 через водную преграду на трассе нефтепровода «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково»



Основные технические и технологические решения, принятые при сооружении и эксплуатации временных нефтепроводов «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково» и «Дулисьма – Яракта», были аналогичны тем, которые использовались при сооружении трубопроводов «Талаканское ГНМ – Витим» и «Мусюршор – Сандивей».

При прокладке трубопровода через некоторые водные преграды на трассе трубопровода «Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково» сооружались вантовые переходы (конструктивно выполненные по подвесной схеме, рисунок 14).

Опыт сооружения и эксплуатации временных нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях подтвердил целесообразность и показал высокую эффективность применения оборудования и техники комплектов СРТ.

Определенную актуальность представляет проблема обеспечения надежной и безопасной эксплуатации систем стационарных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов. В этом направлении СРТ могут быть эффективно использованы в качестве средств технического прикрытия с целью быстрого восстановления функционирования трубопроводов при их повреждении, ликвидации аварий и неисправностей, а также при проведении ремонтно-восстановительных работ на линейной части.

Возможны следующие варианты использования полевых сборно-разборных трубопроводов

при техническом прикрытии стационарных трубопроводов [6]:

- сооружение обводных (дублирующих) линий трубопровода;
- дублирование выведенных из строя насосных станций, резервуарных парков и участков стационарных магистральных трубопроводов;
- сооружение перемычек между параллельными линиями трубопровода;
- развертывание полевого склада для хранения и выдачи перекачиваемых продуктов из трубопровода в другие виды транспорта;
- подключение нефтебаз к трубопроводу и подача в него нефтепродуктов;
- подключение к трубопроводу нефтебаз для выдачи нефтепродуктов в другие виды транспорта.

При необходимости обеспечения большой производительности или транспортировки разных нефтепродуктов комплекты СРТ могут использоваться для создания многониточных трубопроводных систем. Примером такой системы являются пять линий трубопровода, развернутых в 1996 г. на направлении Забайкальск (Россия) – Маньчжурия (Китай) в одном технологическом коридоре протяженностью 11 км для транспортировки автомобильного бензина и авиационного керосина. Количество преодолеваемых естественных и искусственных преград составило 15 шт. (переходы через железную дорогу, автомобильные дороги, технологические коммуникации, ручьи, и пр.). Максимальная производительность перекачки по каждой линии составила 3000 т/сут (при оптимальном значении 2780 т/сут), суммарно в месяц 0,45 млн. т (0,417 млн. т) [5].

Таким образом, опыт использования комплектов СРТ в нефтегазовом комплексе показывает, что они обладают широким спектром применения и их возможности еще не полностью раскрыты и реализованы. Учитывая остро стоящие вопросы импортозамещения, СРТ могут найти широкое применение при решении различного рода инженеринговых задач в данной области.

Расширение сферы использования СРТ выдвигает задачу дальнейшего совершенствования системы СРТ в направлении повышения ее надежности и экологической безопасности. В этой связи среди всего комплекса решаемых задач одними из основных направлений научно-технического и инновационного развития СРТ являются:

- создание сборно-разборного трубопровода нового поколения, с улучшенными эксплуатационными характеристиками, изготавливаемого с использованием перспективных полимерных композиционных материалов;
- создание современной автоматизированной системы управления эксплуатацией сборно-разборного трубопровода;
- разработка техники и технологий в области повышения экологической безопасности объектов СРТ;
- повышение качественного уровня нормативной, технической и технологической базы в области применения технологий строительства и эксплуатации объектов СРТ в сложных природно-климатических условиях. ●

Литература

1. Коваленко В.Г., Бойко В.В., Курятов Б.В. Сборно-разборные трубопроводы. – М.: «Недра», 1972 г., 200 с.
2. Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности. Руководство по эксплуатации (РЭ). – М.: Воениздат, 1982. – 368 с.
3. Данильченко И.Г., Анохин В.В., Лукин В.С. и др. Учебник младшего специалиста трубопроводных войск (под редакцией В.П. Булгакова). – М.: Воениздат, 1987. – 248 с.
4. Середа В.В., Кузнецов А.И., Елькин А.В., Мельников Д.И. Процессы, приводящие к потере прочности соединений полевых магистральных трубопроводов // Химическое и нефтегазовое машиностроение, 1999 г., № 7.
5. Швин К.Г., Середа В.В., Данильченко И.Г. Трубопроводным войскам 50 лет (под редакцией Г.Н. Очеретина). – М.: ООО «Грания М», 2005. – 792 с.
6. Середа В.В., Мельников Д.И., Шахрамьян М.А., Братков А.А. Концепция развития полевых сборно-разборных трубопроводов МО РФ при ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Информационный сборник. Выпуск № 4. М.: ВИНТИ, 2003 г., с. 104–118.

KEY WORDS: pipeline transportation of crude oil and petroleum products, collapsible pipelines, pipelines, flowlines, process piping, collection and preparation of oil, cover technical pipelines, repair of trunk pipelines, spigot connection.

ufi
Approved
Event



MIOGE

23–26
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ

www.mioge.ru
www.mioge.com



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ



ПАРТНЕРЫ



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

23–25
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com



МОРСКИЕ ПЕРЕВОЗКИ СПГ

современное состояние и пути оптимизации транспортных систем

ШИРОКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИВЕЛО К СОЗДАНИЮ ДВУХ ОСНОВНЫХ ДОПОЛНЯЮЩИХ ДРУГ ДРУГА ВИДОВ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКИ – РАЗВЕТВЛЕННОЙ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И МОРСКИХ СУДОВ-ГАЗОВОЗОВ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ ЭТОГО ВИДА ТОПЛИВА. НАИБОЛЕЕ АКТИВНО В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ РАЗВИТА СИСТЕМА ПЕРЕВОЗКИ МОРСКИМ ТРАНСПОРТОМ. ЧТО СЕГОДНЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЭТА СИСТЕМА И КАКИЕ СУДА СУЩЕСТВУЮТ В АРСЕНАЛЕ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ?

THE WIDESPREAD USE OF NATURAL GAS LED TO THE CREATION OF TWO MAIN COMPLEMENTARY TYPES OF TRANSPORTATION – EXTENSIVE SYSTEM OF PIPELINES AND VESSELS-TANKERS FOR THE TRANSPORTATION OF THIS KIND OF FUEL. SYSTEM OF SEA TRANSPORTATION IS THE MOST DEVELOPED NOWADAYS. HOW DOES THIS SYSTEM LOOKS LIKE NOWADAYS AND WHAT KIND OF SHIPS RUSSIAN COMPANIES HAVE?

Ключевые слова: СПГ, транспортировка, суда-газовозы.

Крестьянцев Андрей Борисович, начальник сектора проектирования морских систем освоения шельфа отдела системной интеграции в области гражданского судостроения

Луцкевич Антон Михайлович, ведущий инженер сектора проектирования морских систем освоения шельфа отдела системной интеграции в области гражданского судостроения

Таровик Олег Владимирович, научный сотрудник сектора проектирования морских систем освоения шельфа отдела системной интеграции в области гражданского судостроения ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

При создании инфраструктуры для транспортировки природного газа (ПГ) в России до недавнего времени ориентировались преимущественно на трубопроводные системы, в результате чего была создана самая протяженная в мире сеть магистральных трубопроводов, а производство оборудования для трубопроводных систем было полностью локализовано в России. В то же время, в области морских перевозок ПГ в России существует определенное отставание, как в части объемов перевозок природного газа в сжиженном виде (СПГ), так и в части производственно-технологической базы: подавляющее большинство оборудования, необходимого для создания судов-газовозов СПГ и береговой инфраструктуры по сжижению и регазификации, не имеет отечественных аналогов.

Однако транспортировка природного газа водными средствами имеет ряд важных преимуществ, к которым относятся: отсутствие технической привязки поставщика к получателю, меньшая зависимость от географических препятствий на маршруте доставки, высокая экономическая эффективность при перевозках на большие расстояния, меньшая уязвимость от геополитических факторов и региональной нестабильности, масштабируемость поставок. Все это предопределило активное

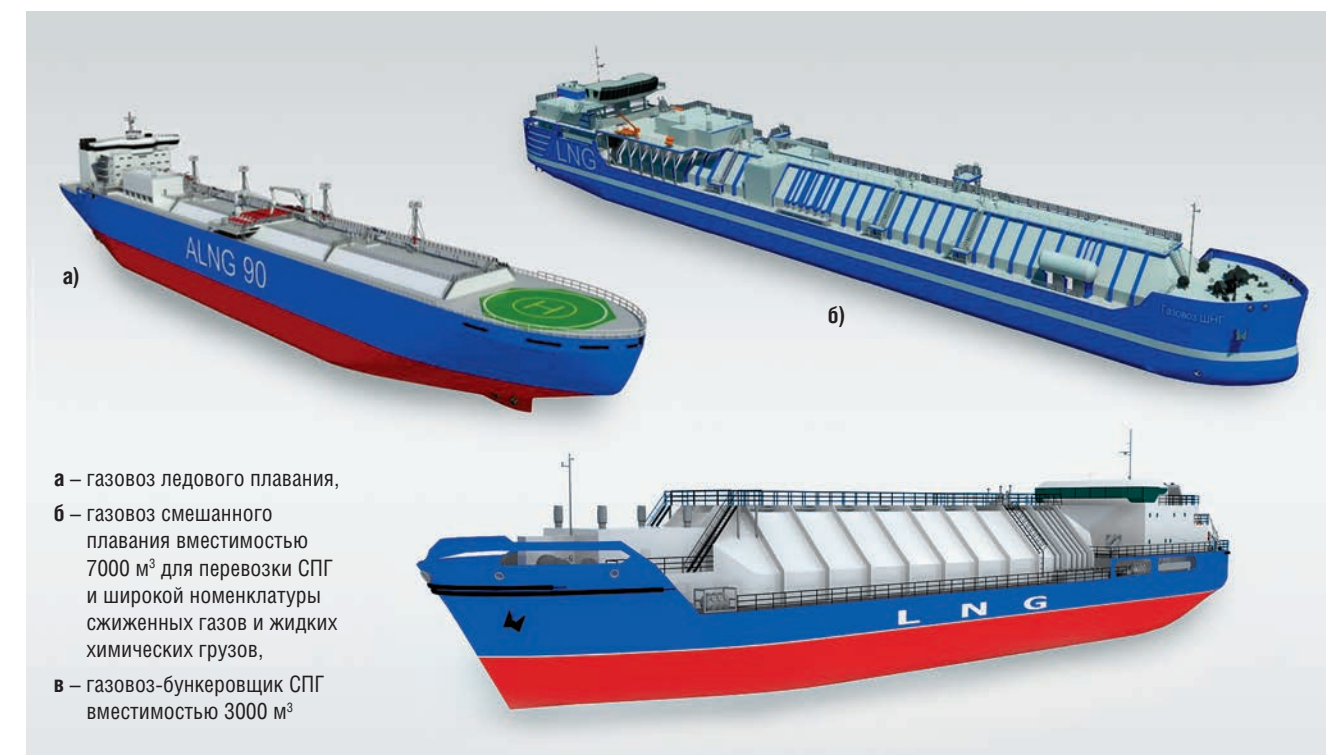
развитие зарубежного флота судов-газовозов, численность которых начиная с 1959 года стабильно растет и в настоящее время составляет почти 400 судов, а доля природного газа, перевозимого морским транспортом, в общей доле мирового экспорта составляет ок. 30%. В России эта доля составляет ок. 13% благодаря запущенному в 2009 проекту «Сахалин». Однако, несмотря на известные экономические трудности, технология перевозки СПГ водным транспортом имеет большие перспективы дальнейшего активного развития в нашей стране. Можно выделить целый ряд направлений развития СПГ-проектов в России, которые характеризуются различными объемами перевозок и техническими аспектами использования СПГ:

- экспорт СПГ от месторождений замерзающих морей (проект «Ямал СПГ» по освоению Южно-Тамбейского ГКМ) в том числе по трассам Северного морского пути [1,3],
- внутренние и экспортные перевозки СПГ судами смешанного «река-море» плавания [2],
- использование СПГ в качестве моторного топлива для судов [4].

Внешний вид перспективных судов-газовозов СПГ показан на рис. 1.

УДК 629.123

РИС. 1. Перспективные типы судов-газовозов СПГ



Не останавливаясь детально на каждом из направлений, отметим лишь общую для них проблематику: в условиях России практически все проекты по перевозке СПГ водным транспортом оказываются уникальными, а требуемые суда-газовозы – нетипичными для мирового флота. Этот факт обусловлен природными и инфраструктурными особенностями России: арктические месторождения покрыты тяжелыми льдами, единая глубоководная система имеет жесткие габаритные и скоростные ограничения, потенциальные потребители СПГ удалены на большие расстояния и т.д.

Создание нетипичных транспортных систем требует особенного внимания на этапе их концептуальных проработок и технико-экономического анализа и характеризуется повышенной ценой проектных ошибок. Это связано не только с высокой стоимостью объектов СПГ-инфраструктуры, но и с тем, что неверно заданное число и эксплуатационные качества арктических судов-газовозов СПГ не могут быть компенсированы за счет фрахтового рынка, т.е. в «свободном найме» просто отсутствуют суда необходимого ледового класса

или вместимости. Таким образом, отечественные системы водной транспортировки СПГ должны тщательно исследоваться на этапе их проектирования с учетом множества технических и экономических факторов.

Основная проблематика исследования и оптимизации морских транспортных систем (МТС) и систем водного транспорта в целом состоит в необходимости учета взаимодействия и взаимовлияния всех элементов систем (транспортные суда, ледоколы, береговое хранилище и т.п.), работающих в условиях нестационарных внешних условий (ледовые условия, окна погоды работы терминалов и т.п.).

Первое поколение компьютерных систем исследования и оптимизации МТС предполагало использование т.н. «статической модели», при этом главный акцент делался не столько на проектировании транспортной системы, сколько на оптимизации основных характеристик судна, а сама статическая модель являлась функционалом для определения параметров работы различных вариантов судов и выбора среди них оптимального. Необходимо сказать, что статическая модель

позволяет достаточно хорошо описывать моделируемую систему при отсутствии в ней время-зависимых факторов и при простой логике движения и взаимодействия объектов системы (табл. 1). Однако достоверное описание, например, работы судов и ледоколов в ледовых условиях с помощью таких моделей фактически невозможно.

Преодолеть недостатки статической модели в полной степени позволяет парадигма имитационного моделирования, под которой в данной статье понимаются не только традиционные методы стохастического моделирования, но и появившиеся в последние годы (благодаря развитию объектно-ориентированного программирования) агентные имитационные модели. В результате использования таких моделей принципиально увеличиваются возможности моделирования, существенно повышается качество и достоверность получаемых результатов (табл.1). Использование агентной имитационной модели для исследования и оптимизации МТС является основной идеей разработанного во ФГУП «Крыловский государственный научный центр» в 2012-2014 годах программного комплекса (ПК) «МТС-модель».

ТАБЛИЦА 1. Возможности статической и динамической моделей применительно к описанию работы судов в ледовых условиях

Параметр	Статическая модель	Динамическая модель
Учет логики движения и взаимодействия судов	Не учитывается	Учитывается полностью. Суда и ледоколы моделируются как самостоятельные объекты, движущиеся и взаимодействующие в геоинформационном пространстве
Учет факторов, зависящих от времени	Не учитываются или принимаются по средним значениям	Учитываются полностью. Например, график поставок груза, окна работы портов, смерзание ледового канала, обрастание корпуса и мн. др.
		
Определение времени рейса в ледовых условиях	Дискретно (как правило, ежемесячно). Продолжительность рейса фиксирована в пределах заданного интервала (месяца)	На непрерывной основе (время рейса зависит от даты и сложившихся природных условий). Учитывается возможность ускорения-замедления судна, исходя из логических факторов
Описание движения транспортного судна на линии	Определяется «провозоспособность» на линии, к которой сводятся все технические параметры судна	Оптимизация графика поставок груза с учетом возможности движения судов с разными скоростями [2]
Моделирование ледокольной проводки	Ледоколы учитываются как «неограниченный ресурс» или ресурс с фиксированным временем ожидания	Ледоколы учитываются как самостоятельные объекты: задается их число, логика работы и география движения
Учет динамики наполнения береговых хранилищ	Не учитывается	Учитывается. Возможно решение задачи оптимизации требуемого объема хранилища

Идея создания ПК «МТС-модель» заключается в интеграции в рамках единого программного обеспечения решений из различных предметных областей, имеющих отношение к исследованию МТС и проектированию и оптимизации судов в их составе, а именно:

- геоинформационные среды (ГИС);
- судостроительные дисциплины (СД);
- динамические имитационные модели (ИМ).

Интеграция трех указанных направлений на основе объектно-ориентированного подхода сделала возможной программную реализацию следующего принципа исследования МТС: суда представляются как самостоятельные объекты, движущиеся и взаимодействующие в геоинформационной среде под управлением логических блоков динамической имитационной модели. Применение такого подхода позволило получить качественно новый инструмент проектирования судов и исследования МТС, отличающийся как широтой спектра решаемых задач, так и числом натурных факторов, учитываемых при выполнении исследований.

Посредством ГИС учитываются такие факторы, как береговая черта и батиметрические условия, фарватеры, закрытые акватории, вероятностные данные о ветре и волнах, условия видимости, параметры льда и ледовых сжатий – все те параметры, которые необходимы для выбора маршрута движения судов, расчета скорости и расходов топлива. Необходимо отметить, что в ПК «МТС-модель» реализован механизм поиска оптимального пути следования судов на чистой воде и во льдах («роутинг»), который позволяет не только определить путь, соответствующий минимальному времени следования, но и найти оптимальный объем ледокольного сопровождения с учетом условной «стоимости» привлечения ледокола. Также реализована технология создания географических регионов, для которых могут быть заданы различные правила исчисления налогов и сборов, предоставления услуг в зависимости от характеристик судна, времени года и параметров груза. В итоге, за счет использования ГИС обеспечивается практическая возможность реализации реалистичной логики движения и взаимодействия судов, которая неразрывно связана с геоинформационным пространством.

Судостроительные дисциплины представлены в ПК «МТС-модель» тремя основными направлениями:

- Расчет ходовых качеств судов в эксплуатационных условиях любого типа (программный модуль «Механик»). Выполняются расчеты параметров движения судна по тихой воде, в условиях ветра и волнения (с учетом принудительного снижения скорости), с учетом влияния ограниченной глубины, обрастания корпуса, самостоятельное движение в ледовых условиях, движение в караване за ледоколом, движение в смерзающемся ледовом канале и др. для судов с различными типами энергоустановок, типом и числом движителей.
- Определение основных характеристик судов различных типов (программные модули «Расчетные модели судов»). На основе ограниченного числа входных параметров (грузовместимость, ледовый класс, скорость хода, ледопродоимость и др.) определяется полный перечень требуемых для моделирования и оптимизации МТС характеристик судов различных типов (танкеры, газовозы LNG и LPG, многоцелевые контейнерные суда, рудовозы и т.п.) в

разных состояниях загрузки. Особенностью разработанных моделей является учет влияния ледового класса на размерения, ходовые качества и весовую нагрузку судна.

- Техничко-экономический анализ, учитывающий методы определения строительной стоимости судов, фрахтовой ставки, портовых сборов, а также алгоритмы определения интегральных экономических показателей МТС с учетом береговой инфраструктуры, различных схем владения флотом, кредитования строительства судов и т.п.

Динамическая имитационная модель, учитывающая логику движения и взаимодействия судов, реализована в среде AnyLogic®. В настоящее время логика ИМ в составе ПК «МТС-модель» позволяет моделировать линейные перевозки СПГ и других грузов по прямой и перевалочной схемам. Существует принципиальная возможность описания логики работы морских систем другого типа, например, включающих буровые, рыболовные, исследовательские и другие суда. Помимо логики работы флота в ИМ реализован такой важный аспект как комплекс динамических моделей условий функционирования МТС. Принципиальным отличием таких моделей от ГИС-пространства, параметры которого (ветер, волнение, лед и т.п.) также изменяются во времени, является то, что состояние объектов, описываемых с помощью моделей условий функционирования, подвержено влиянию других объектов МТС. Типичными примерами являются: модель зарастания ледового канала в припае и модель испарения сжиженного природного газа в танках судна-газовоза. Например, на параметры ледового канала в припае оказывают влияние характеристики проходящего судна или каравана, общее число проходов судов по каналу, интервал времени до предыдущего прохода, температура воздуха и другие параметры, которые могут быть описаны только в рамках вычислительного эксперимента со всей динамической моделью.

Как правило, каждая задача исследования МТС имеет

свою специфику, однако опыт выполненных работ позволил выделить три типа вычислительных экспериментов, в которые укладываются большинство задач исследования МТС, в том числе относящихся и к транспортировке СПГ:

- определение интегральных параметров движения судов на маршрутах (время рейса, затраты на топливо, сборы, время ледокольного сопровождения и т.п.);
- оптимизация основных характеристик судов, входящих в МТС и определение их количества;
- исследование работы МТС на основе имитационного эксперимента, в котором присутствует временная ось и реализована логика работы МТС.

В соответствии с этим разделением в ПК «МТС-модель» реализованы три самостоятельных функциональных модуля для решения каждой из задач («Маршрутные затраты», «Оптимизационный блок» и «Имитационная модель» соответственно). Управление последовательностью расчетов, задание всех статических и динамических сущностей рассматриваемой МТС, а также последующий анализ результатов осуществляется в отдельном модуле-оболочке – «Конструкторе сценариев», основные элементы

которого показаны на рис. 2. Принципиальная структура ПК «МТС-модель» показана на схеме рис. 3, где стрелками показана типовая последовательность расчетов. Не останавливаясь подробно на деталях работы «Конструктора сценариев», расчетах маршрутных затрат и особенностях «Оптимизационного блока» скажем лишь о том, что их использование позволяет получить некую конкретную конфигурацию исследуемой системы – «Вариант МТС». Вариант МТС содержит однозначное описание всех объектов МТС (типы судов, параметры портов и т.п.) и может быть далее исследован на основе имитационной модели. В случае использования «Оптимизационного блока» основные характеристики судов, входящих в текущий вариант МТС, будут удовлетворять некоему критерию оптимальности. Если оптимизация характеристик судов не выполнялась, то на основе ИМ может быть исследована любая произвольная конфигурация МТС.

С помощью ПК «МТС-модель» в 2014 году был выполнен ряд практических работ, среди которых – исследование технико-экономических параметров МТС по вывозу углеводородов из района мыса Каменный (Обская губа) до порта Мурманск в условиях смерзающего ледового канала в припае Обской губы. В рамках работы на основе имитационной модели МТС:

РИС. 2. Интерфейс Конструктора сценариев ПК «МТС-модель» (открыты вкладки объектов МТС, их свойств, ГИС-среда и результаты расчетов Маршрутных затрат для участка маршрута от Обской губы до пр. Вилькицкого на основе технологии роутинга во льдах)

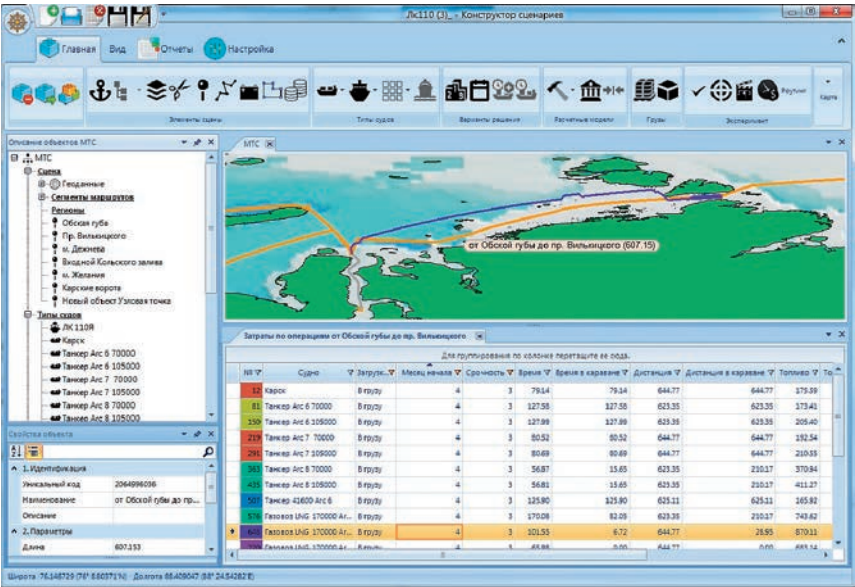
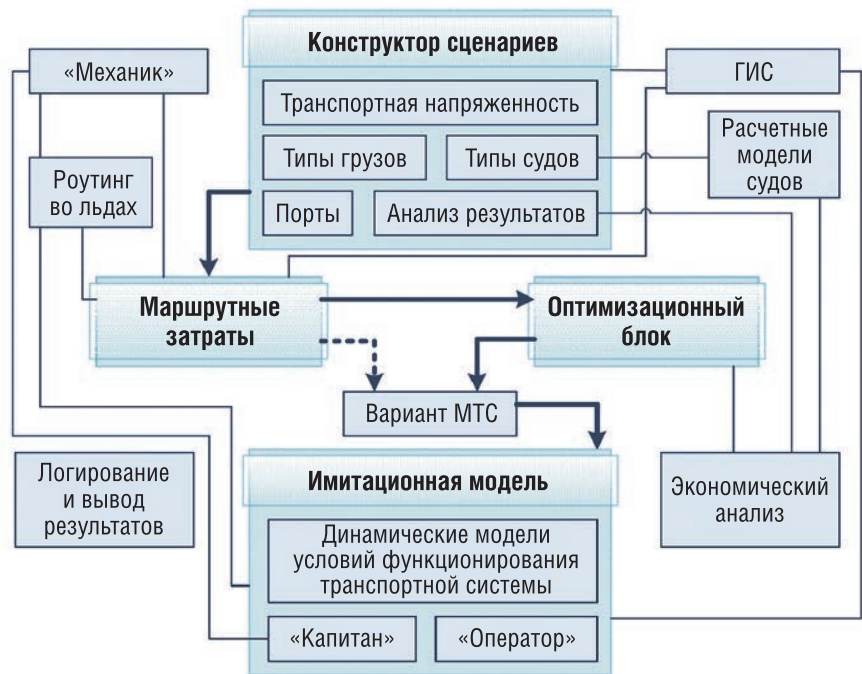
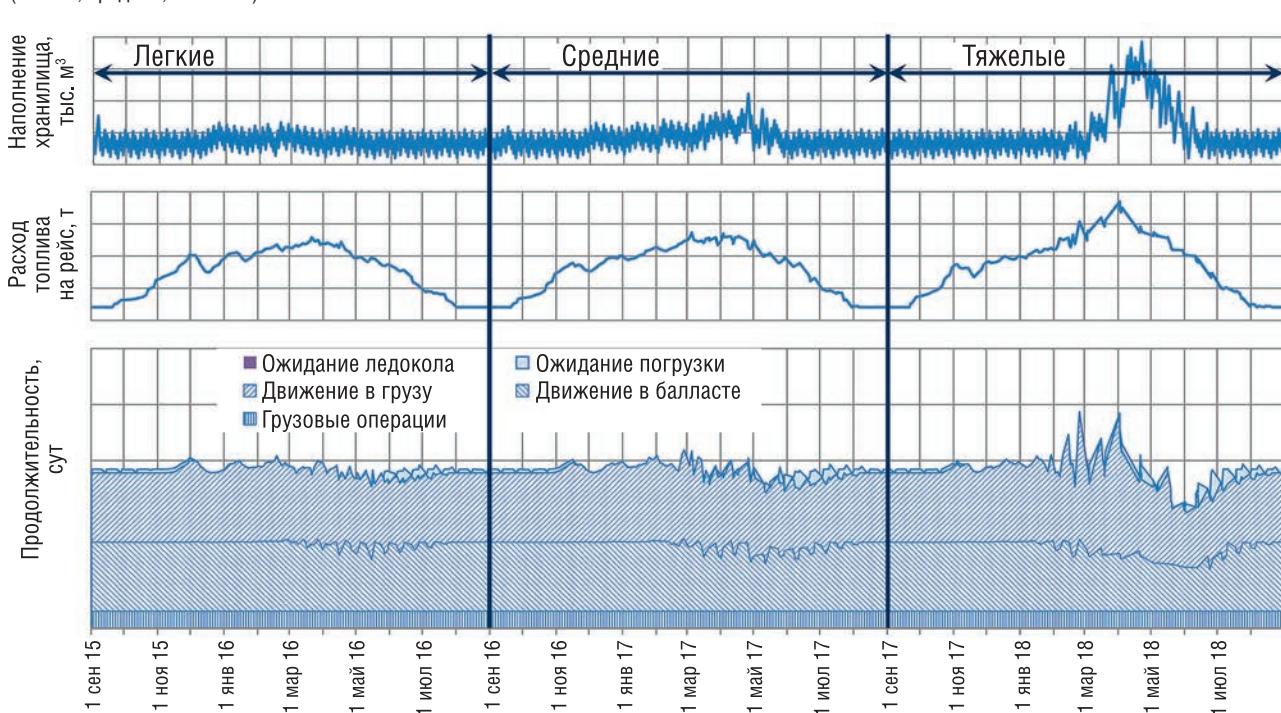


РИС. 3. Принципиальная структура основных программных блоков ПК «МТС-модель» и их связей



- выполнена оценка необходимого числа ледовых каналов в припае и ориентировочных дат их прокладки,
- обоснована вместимость берегового резервуарного парка арктического терминала в ледовых условиях различной степени тяжести (рис.4),
- определен объем и сроки необходимой ледокольной
- поддержки танкеров в тяжелых и экстремально тяжелых условиях,
- определены показатели работы транспортной системы по временной схеме, когда основные танкеры еще не введены в строй, а перевозки осуществляются с помощью существующих судов малого дедвейта и слабого ледового класса (рис. 5).

РИС. 4. Зависимости изменения технико-экономических показателей МТС в зависимости от тяжести ледовых условий (легкие, средние, тяжелые)

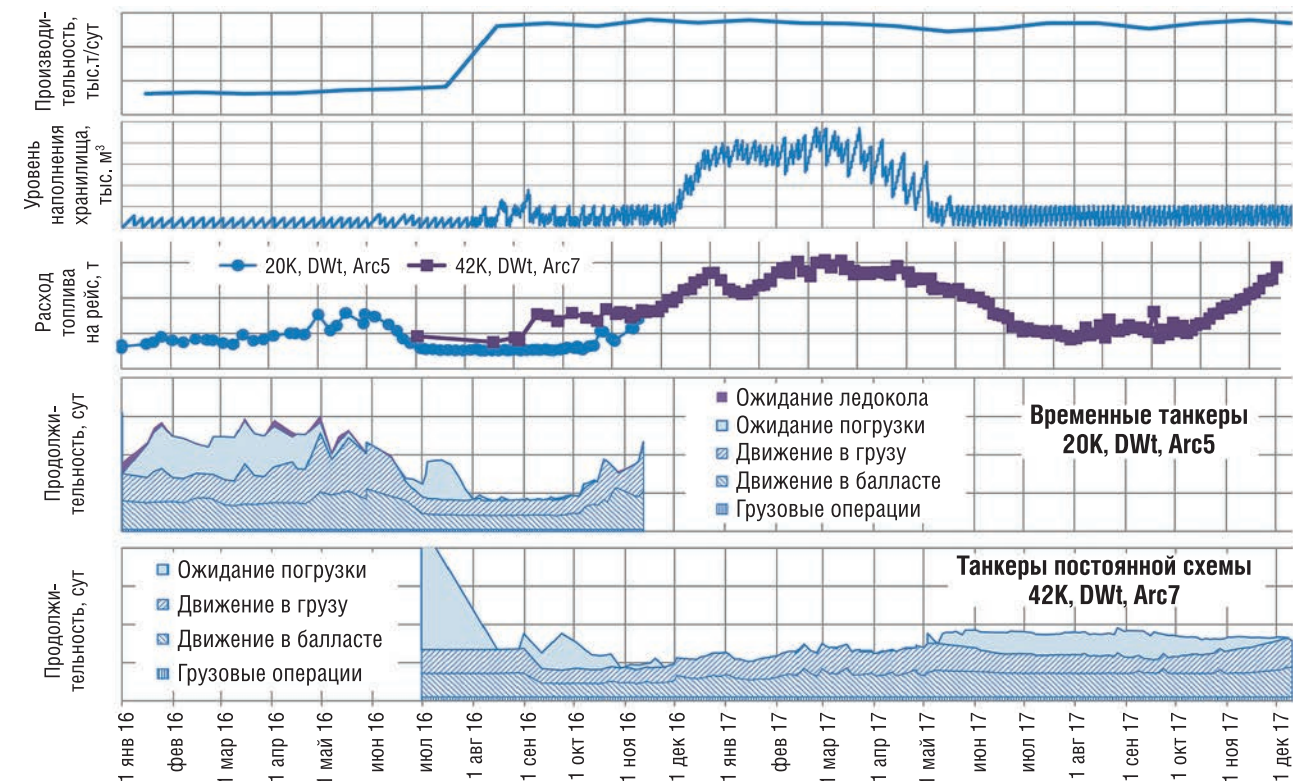


- определены технико-экономические показатели всего жизненного цикла МТС.

В результате работы выявлено значительное влияние протяженного ледового канала на показатели МТС, что позволило получить вывод о необходимости обеспечения максимально возможной регулярности перевозок, т.к. в этом случае параметры ледового канала оказываются наиболее благоприятными и пиковый уровень наполнения берегового хранилища имеет минимальные значения (рис. 6). Сформулированы условия, при которых возникает риск переполнения хранилища. Данные результаты могли быть получены только с помощью динамических имитационных моделей, что подтверждает принципиальную правильность примененного в ПК «МТС-модель» подхода.

В заключение хотелось бы отметить, что вопросам исследования морских транспортных систем в настоящее время не уделяется должного внимания: проектанты судов, как правило, сосредотачиваются на проектируемом судне, лишь предполагая его роль в работе транспортной системы, а операторы флота, наоборот, сосредотачиваясь на управлении транспортной системой, не имеют возможности подробно проработать и оценить альтернативные варианты

РИС. 5. Показатели работы МТС по временной схеме (используются танкеры разного дедвейта и ледового класса)

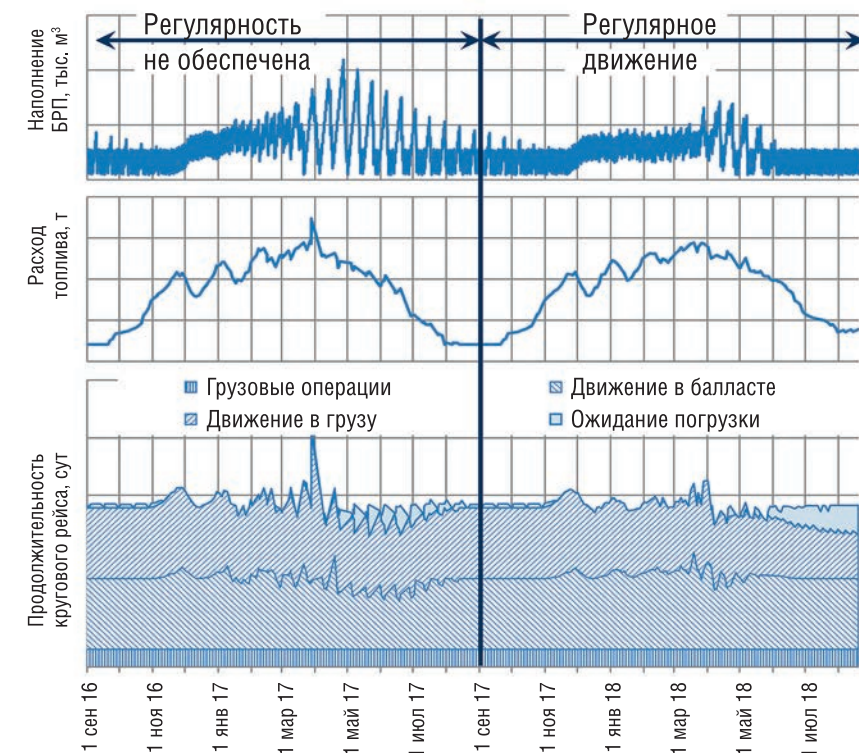


судов. Комплексный же учет вопросов оптимизации судов и задач управления работой флота позволяет существенно повысить качество проектирования

систем транспортировки СПГ, в особенности – новых и нетипичных. Программный комплекс «МТС-модель», синтезирующий на базе объектно-ориентированного

подхода такие направления, как геоинформационные системы, судостроительные дисциплины и динамические имитационные модели, предназначен для решения таких задач, находящихся на стыке «проектирования» и «эксплуатации» МТС. Получаемые результаты исследования параметров МТС являются основой для принятия решений на всех стадиях жизненного цикла, от разработки проектов судов и объектов береговой инфраструктуры и заканчивая их эксплуатацией. ●

РИС. 6. Влияние регулярности движения по ледовому каналу показатели МТС (БРП – береговой резервуарный парк)



Литература

1. Крестьянцев А.Б., Луцкевич А.М., Таровик О.В. Суда-газовозы на трассах СМП // Морской флот № 06/1504, 2012, с. 14–19.
2. Крестьянцев А.Б., Луцкевич А.М., Таровик О.В. Транспортировка сжиженных газов с использованием судов смешанного плавания // Neftegaz.ru № 1–2, 2013, с. 42–48.
3. Таровик О.В., Космин М.С. Имитационное моделирование морских транспортных систем, работающих в ледовых условиях с соблюдением графика поставок // Судостроение №1, 2014 (812), с. 9–14.
4. Крестьянцев А.Б., Луцкевич А.М., Скуднев С.А. Внедрение LNG как бункерного топлива на водном транспорте // Труды Крыловского государственного научного центра, вып. 74 (358), 2013, с. 25–48.

KEY WORDS: LNG, transportation, gas tankers.

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ

интеллектуальное управление логистикой на базе новых отношений между железной дорогой и промышленными предприятиями

ТЕКУЩАЯ НИЗКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПРОЯВЛЯЕТСЯ В КОЛИЧЕСТВЕ «БРОШЕННЫХ ПОЕЗДОВ», ДЕФИЦИТЕ ЛОКОМОТИВОВ, ИЗБЫТКЕ ВАГОНОВ И ПАДЕНИИ СКОРОСТИ И В КОНЕЧНОМ ИТОГЕ В НЕДОСТАТКЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЛЯ ВЫВОЗА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕМА СКВОЗНОГО АДАПТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ, СДЕЛАН АНАЛИЗ ПРИЧИН «ОТСТАЛОСТИ» ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ, РАССМОТРЕНЫ СИСТЕМЫ КООРДИНАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ И МОРСКИХ УЗЛАХ, ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ НИЗКОЙ КУЛЬТУРЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

THE CURRENT LOW EFFICIENCY OF THE RAILWAY TRANSPORT SYSTEM APPEARS IN THE NUMBER OF "ABANDONED TRAINS", LOCOMOTIVE DEFICIENCY, AN EXCESS OF RAIL CARS, FALLING OF SPEED, AND ULTIMATELY IN THE LACK OF INFRASTRUCTURE FOR THE OIL AND OIL PRODUCTS EXPORT. THE ARTICLE EXAMINES THE THEME OF ADAPTIVE PLANNING, ANALYSES THE CAUSES OF "BACKWARDNESS" OF COMPANIES INFORMATION SYSTEMS, CONSIDERS THE SYSTEM OF COORDINATION IN THE INDUSTRIAL AND MARINE HUBS, GIVES EXAMPLES OF LOW CULTURE OF INTERACTION BETWEEN INDUSTRIAL ENTERPRISES AND RAILWAY

Ключевые слова: транспортировка нефти и нефтепродуктов, железнодорожные перевозки, адаптивное планирование.

**Каткова
Софья Викторовна,**
руководитель проектов
ООО «Морстройтехнология»

**Эскин
Владимир Николаевич,**
управляющий партнер
ООО «Транссистемотехника»
к.э.н.

**Морской порт – железная
дорога – резервы исчерпаны.
Пример Новороссийского
транспортного узла**

Эффективность российской транспортной системы показательна на примере экспортных перевозок и транзита через морские порты. Ежедневно на сети дорог РЖД ~ 150 брошенных поездов по

причинам, не связанным с РЖД, в основном назначением в порты. При всех усилиях по планированию перевозок и их исполнению, реальная работа выполняется под управлением двух специалистов: маневрового диспетчера станции примыкания РЖД и диспетчера по ж/д перевозкам групп стивидорных компаний порта. Участники перевозочного процесса и грузовой работы при планировании



РИС. 1. Схема основных направлений перевозок нефтеналивных грузов по сети ОАО «РЖД»

УДК 625.033

ТАБЛИЦА 1. Прогноз динамики объемов ж/д экспорта всех грузов через морские порты

Морские порты РФ по бассейнам	Объем перевозок в 2012 г.	Прогноз 2020 г.
Северо-Запад	106 млн. т	179 млн. т
Юг	65 млн. т	117 млн. т
Дальний Восток	83 млн. т	134 млн. т
ВСЕГО в порты по ж.д.	253 млн. т	430 млн. т
ВСЕГО РЖД, включая порты	1366 млн. т	1814 млн. т

учитывают нормативные и фактические ограничения, доступные только в сфере собственной ответственности. Транспортный узел, как система массового обслуживания, не имеет на текущий момент единого управления, разделен по стыкам ответственности, информационно закрыт, и, с неизбежностью, неэффективен. Он характеризуется отказами от обслуживания, избыточными очередями и непредсказуемыми приоритетами обслуживания очередей.

Из таблицы 1 очевидным образом следует, что в Новороссийском транспортном узле в перспективе ожидается максимально напряженная ситуация, при том, что и на сегодняшний день это один из самых напряженных грузовых узлов в РФ. Главной проблемой транспортного комплекса юга РФ является отставание развития дорожно-транспортной сети от роста грузовых и пассажирских потоков и пропускной способности портов.

На полигоне дороги расположены 12 припортовых станций, на которых работают более 30 стивидорных компаний. Доминирующую роль в экспортных перевозках играют припортовые станции Новороссийск, Грушевая и Туапсе, примыкающие к глубоководным портам и обеспечивающие 80% общей выгрузки экспортных и транзитных грузов.

Одним из главных партнеров Северо-Кавказской дороги по перевозкам внешнеторговых грузов является Новороссийский морской торговый порт (НМТП). Порт перерабатывает все виды сухих и наливных грузов, которые доставляет железная дорога. Его доля в грузообороте станции Новороссийск превышает 60%. За последние семь лет грузооборот порта увеличился на 50% и в прошлом году составил более 70 млн. т. Ежегодно объемы переработки грузов прирастают здесь в среднем на 4 млн. т.

Взаимодействие железной дороги и Новороссийского морского торгового порта строится на совместно разработанном регламенте обмена и согласования данных по организации каждой конкретной перевозки. Налажено сменно-суточное планирование подвода экспортных грузов с глубиной расчетов до двух суток. Для обеспечения максимальной загрузки выгрузочных фронтов и скорейшего освобождения вагонов совместно с работниками портовых терминалов принимаются оптимальные решения по времени подвода поездов на припортовую станцию.

Но при возрастающих объемах перевозок продолжают значительные простои вагонов и составов в ожидании подачи к фронтам терминалов. Основными

причинами этих простоев и образования «складов на колесах», приносящих ОАО «РЖД» значительные убытки, являются отсутствие согласованной технологии погрузки и подвода грузов к портам, увязанной с подводом судов, отсутствие свободных емкостей на причалах и в складах портов, а также неудовлетворительная организация работы по прямому варианту перегрузки «вагон – борт судна».

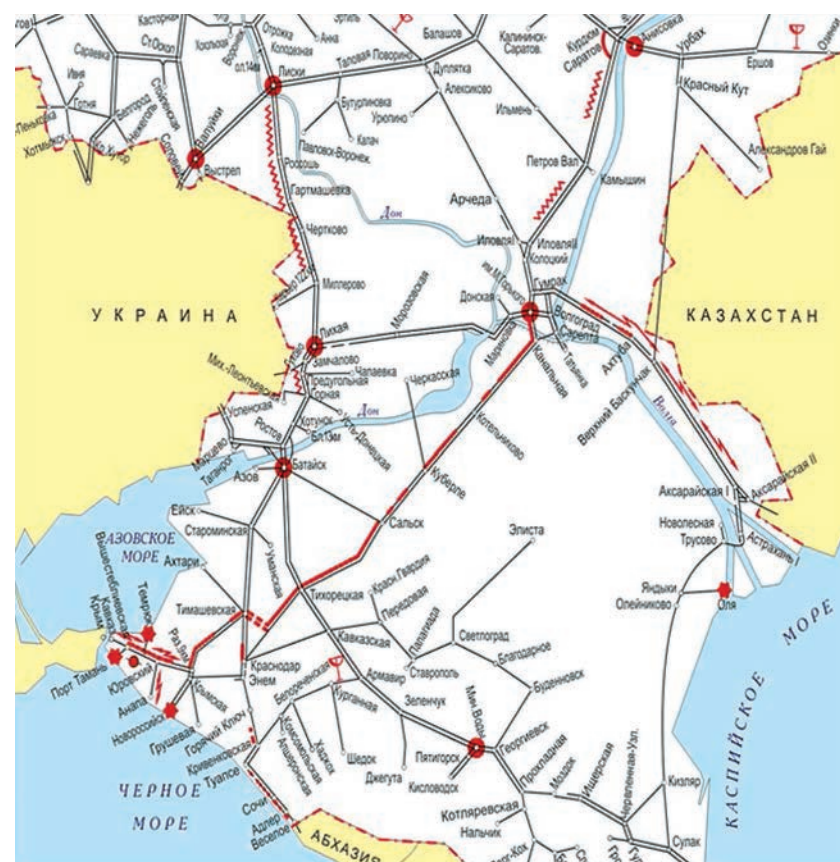
Новороссийский транспортный узел (НТУ) отличается географической и рельефной специфичностью. Город разделен на два, фактически отдельных, сектора. С одной стороны – это преимущественно производственные районы: морской порт, нефтерайон Шесхарис и основные городские промышленные предприятия. С другой стороны – жилые районы: Цемдолина, центр Новороссийска, спальные районы и Мысхако. Подобное секторное разделение муниципального образования предполагает ежедневную маятниковую миграцию большей части населения из жилых районов в производственные кварталы по утрам и в обратном направлении – по вечерам. Если к этому потоку местных автомобилей прибавить грузовой поток в морской порт – контейнеровозы, зерновозы, прочие большегрузные автомобили – то понятен уровень проблемы.

Промышленное, транспортное, туристическое развитие Новороссийска требует особого внимания к сбалансированности транспортного узла, в котором присутствуют четыре вида транспорта: морской, железнодорожный, автомобильный и трубопроводный. При этом железнодорожный и автомобильный транспорт конкурируют между собой за жизненное пространство на тесной городской территории, а трубопровод блокирует развитие транспортных подходов

ТАБЛИЦА 2. Прогноз динамики объемов ж/д экспорта нефтеналивных грузов через морские порты

	2008	2009	2010	2011	2012	+/-	консерват. прогноз	инновац. прогноз
Северо-Запад	33,7	33,3	33,3	36	42,5	+8,8	76,9	86,8
Юг	21,6	24,1	23,5	22,9	24,9	+3,3	36,3	39,7
Дальний Восток	7,8	9,2	23,8	23,4	23	+15,2	18	10,5
Всего	63,1	66,6	80,6	82,3	90,4	+27,3	115	137

РИС. 2. «Узкие места» транспортной системы на подходах к морским портам Юга (основные мероприятия по развитию железнодорожной инфраструктуры на подходах к морским портам Юга) на период до 2020 г.



с противоположной, восточной, стороны.

Владельцы порта, конечно, могут строить новые, самые современные и высокотехнологичные терминалы, но без увеличения пропускной способности автомобильных и железнодорожных подъездных путей к Новороссийску, модернизации городской транспортной сети груз просто не доедет до места назначения, он «забьет» все подходы к порту, что часто происходит и в настоящее время.

В настоящее время пропускная способность железнодорожного узла г. Новороссийска находится

«на пределе» и составляет около 35 млн. тонн (30–32 пар грузовых поездов в сутки).

С выходом из кризиса контейнерного бизнеса и возрастанием контейнерооборота запас пропускной способности железнодорожной инфраструктуры Новороссийска, а именно имеющийся резерв до 2 млн. тонн в год, будет полностью исчерпан.

Возникновение же новых терминалов в порту Новороссийск – например, по перевалке мазута или других грузов мощностью до 4 млн. тонн в районе, допустим, Грузового двора или ввод зернового терминала компаний

НУТЭП мощностью до 2,5 млн. тонн – окончательно превысит возможности узла и породит жесточайшую конкуренцию между грузами и терминалами.

Для увеличения пропускной способности вышеуказанного железнодорожного узла с 35 млн. тонн хотя бы до 40–44 млн. тонн в год необходимо, как минимум, провести реконструкцию железнодорожных парков и развитие железнодорожной станции Новороссийск.

Серьезно улучшает ситуацию ввод в эксплуатацию большой сортировочной станции в районе разъезда 9-й километр. На небольшом Таманском полуострове действует пять портов, а железнодорожные ветки к ним расходятся из одной точки магистрали – разъезда 9-й километр (рис. 2). Строительство накопительной станции на разъезде 9-й км имеет большое значение для развития Юга России в целом. Государственные инвестиции в этот проект составили 12 млрд. рублей. Это только часть большой логистической цепочки, продолжением которой станет сдача в эксплуатацию в 2015 году строящегося сейчас парка «Б» в Новороссийске.

Информационная изоляция

Качество планирования и исполнения прямо пропорционально объему достоверной информации, передаваемой сторонами друг другу. В случае работы на железной дороге этот принцип наиболее уместен: процесс накопления информации в системе железнодорожного транспорта происходит постепенно в течении месяцев, уточняясь ото дня к дню, а вот реализация процесса – момент перевозки – наступает когда груз материализуется

РИС. 3. Существующие информационные связи между участниками перевозочного процесса



РИС. 4. Существующие АС позволяют достичь желаемой точности прогноза при правильной их композиции (АС Прогресс-АС Этран)



в виде конкретного вагона. К этому моменту вся система железнодорожных перевозок должна быть готова его принять, обработать и переместить в пространстве. При этом, поглощая груз, сама система становится «черным ящиком» не только для внешних участников, но и для собственных производственных автоматизированных систем (АС).

Информационные системы грузовладельцев

Какие информационные системы имеют грузовладельцы? Традиционной системой, позволяющей иметь информацию о вагонах является база данных ГВЦ РЖД о дислокации вагона. На основе этой информации каждым грузовладельцем, борющимся за эффективность своего парка, разрабатываются простые или сложные системы обработки этой информации, позволяющие видеть картину приближения груза к причалу. На основе фактических данных и опыта оперативного персонала принимаются решения о корректировке суточных, декадных и месячных планов. Есть еще «Этран» – поглощает данные о месячных планах и коммерческие данные о грузах и вагонах.

Информационные системы железной дороги

Все действующие ИС железных дорог направлены на обеспечение информацией работников станций, оперативно-распорядительных служб, руководителей.

Задачи этих ИС – контроль за тем или иным объектами – вагонами, поездами, контейнерами.

Способы этого контроля – балансовый метод учета, т.е. учет на 18-00 каждого суток произошедших изменений в количестве объектов.

На основе этих данных формируются показатели работы.

- АСОУП – автоматизированная система управления грузовыми перевозками
- Экспресс -3 – автоматизированная система управления пассажирскими перевозками
- ДИСПАРК – автоматизированная система пономерного учета, контроля дислокации, анализа использования и регулирования вагонного парка
- ДИСКОН – автоматизированная система управления контейнерными перевозками
- ЭТРАН – электронная транспортная накладная (грузы)
- ПРОГРЕСС-ПРОГНОЗ РЕСурсов Сети – имитационная ресурсная модель использования инфраструктуры ОАО «РЖД» (вагонопотоки).

Балансовые значения действующих информационных систем – «передано-подано-выгружено-отправлено» не позволяют без вмешательства персонала выявить и устранить причины

сбоя. В составе технологических АС РЖД сетевого уровня существует система «Грузовой экспресс» – позиционируется как АС согласованного подвода вагонов к портам. Морские порты имеют доступ к АС «Грузовой экспресс», но не имеют никакого влияния на уже стартовавший перевозочный процесс для конкретного вагона.

Функционирует АС следующим образом:

1. фиксирует факт погрузки по всей сети назначением на все припортовые станции РФ
2. показывает дислокацию всех вагонов на сети назначением на припортовые станции.

Текущие негативные явления в Транспортной системе РФ соответствуют сепаратизму и максимальной информационной изолированности всех участников перевозочного процесса. Любой транспортный узел (погрузочная станция или предпортовая станция), как система массового обслуживания, не имеет на текущий момент единого управления, разделен по стыкам ответственности, информационно закрыт, и с неизбежностью не эффективен: система характеризуется отказами от обслуживания, избыточными очередями и не предсказуемыми приоритетами обслуживания очередей.

ТАБЛИЦА 3. Равноценность партнёров по инфраструктурным параметрам

	ОАО «РЖД»	Предприятия
Развернутая длина путей	~ 86 тыс. км	~ 38 тыс. км
Объем перевозок в год	~1200 млн.т	~3300 млн.т
Грузооборот	~2120 млрд. ткм	~114 млрд. ткм

Почему у предприятий нет стремления к координационным решениям?

Казалось бы, все просто, надо попытаться действовать синхронно по отношению друг к другу. И попытки такого движения, конечно, есть. Это зарождение так называемых ИЛЦ – Информационно-Логистических Центров. Суть их работы – в попытках рационального управления в транспортном узле вагонопотоками. Инициатором создания таких организаций является РЖД и руководство припортовых железных дорог, которые испытывают максимальную нагрузку на инфраструктуру. Наиболее активно здесь вовлечены портовые терминалы и администрации портов, в очень малой степени – грузоотправители (грузовладельцы). Мы попытались разобраться, почему грузовладельцы не стремятся к участию в этих координационных центрах.

Во-первых, грузовладельцы не обладают развитыми информационно-технологическими решениями, и часто единственным каналом их взаимодействия является система ЭТРАН, которая не принадлежит к ИС, способным осуществлять логистическую координацию.

Во-вторых, для полноценной координации необходимо начинать информационно-технологическое и организационное взаимодействие со структурами РЖД с транспортного узла погрузки, для чего у грузоотправителей также нет современного инструментария.

В-третьих, грузовладельцы являются очевидными бенефициарами внедрения (подсоединения) подобных систем в их внутреннюю и внешнюю логистику, которая в подавляющем большинстве случаев

управляется очень примитивно: с технологическим, организационным и информационным отставанием от РЖД в этой части на несколько десятилетий. При этом экономические эффекты от внедрения подобных систем в работе промышленных грузовладельцев весьма высоки, а сроки окупаемости лежат в пределах одного-двух лет.

К сожалению, сама железнодорожная монополия также не рассматривает системно процессы управления цепями поставок (УЦП) и не стимулирует развитие своих клиентов в этом направлении. Хотя это было бы крайне эффективным и для самой железнодорожной корпорации.

Необходимо отметить, что РЖД и промышленные грузовладельцы по целому ряду показателей являются равноценными партнерами.

Кроме того, около 80% начально-конечных операций производится на подъездных путях необщего пользования (ПНП) промышленных предприятий (~2,8 млн. т из

РИС. 5. 80 % начально-конечных операций по погрузке-выгрузке выполняется на промышленных Предприятиях



~3,5 млн. т суточной погрузки ОАО «РЖД»). А совокупное начально-конечное время вполне соизмеримо с сетевым, но имеет больший потенциал к сокращению (в основном, за счет низкой эффективности работы предприятий).

Предприятия исполняют без корректировок и отзыва всего ~50% поданных и согласованных в ОАО «РЖД» заявок на перевозку. То есть текущее качество планирования и глубина прогноза поставок – на очень низком уровне.

Примером служит фактическое исполнение погрузки на одном из

РИС. 6. Отклонения в месячной погрузке НПЗ +/- 80% суточной нормы

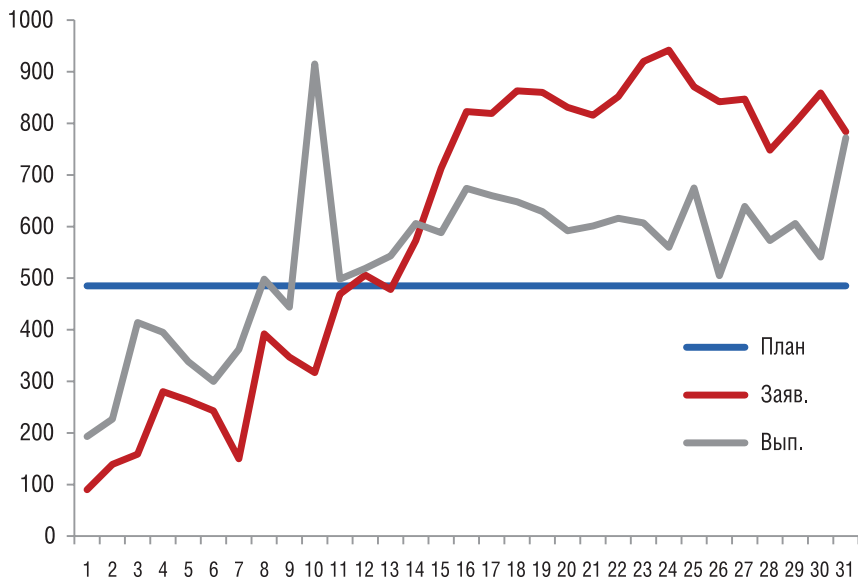
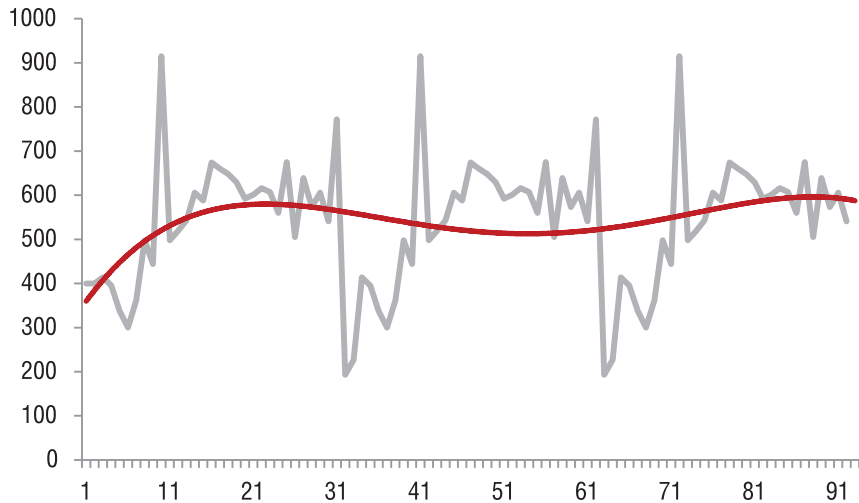


РИС. 7. Отклонения в месячной погрузке РЖД +/- 17 % суточной нормы



транспортном узлов Куйбышевской дороги: в транспортную группу входят 3 НПЗ и НХК. При норме суточной погрузке в 500 вагонов отклонения составляют свыше 80%.

Предприятие исполняет без корректировок и отзыва всего ~50% поданных и согласованных в ОАО «РЖД» заявок на перевозку. Запас вагонов на Предприятии под погрузку в 5–7 раз превышает суточную потребность и кратно снижает погрузочные мощности. Все эти «волны» частично «гасятся» в инфраструктуре РЖД, но здесь

неравномерность проявляется иными признаками:

- на сети дорог ОАО «РЖД» ежесуточно ~ 150 «брошенных» поездов с временем простоя не менее 5 суток. Причины не связаны с ОАО «РЖД»
- Коэффициент использования локомотивов ~ 20 %, при постоянном дефиците тягового подвижного состава.

Мы подсчитали, что СИСТЕМЫ имеют около 56 000 излишних вагонов и занимают около 1000 км

путей драгоценной магистральной инфраструктуры.

В таблицах систематизированы причины (объективные и субъективные), из-за которых транспортные участники работают крайне неэффективно.

Необходимо признать, что каждый из партнеров работает в сложных условиях становления рынков, конкурентной борьбы и недостаточности квалифицированного персонала. Однако, необходимо «увидеть друг друга» сквозь призму Устава железных дорог и понять, что решения находятся в зоне «сотрудничества», а не в зоне «претензионной работы».

Таким образом системные проблемы экспортных перевозок в направлении портов можно разделить на технические, управленческие и информационные (рис. 10).

Кратко это выглядит так: технические причины – недостаточная оснащенность, управленческие – ухудшение показателей оборачиваемости всех объектов инфраструктуры и подвижного состава, информационные – недостаточная информированность.

РИС. 8. Три основные группы причин низкой эффективности работы РЖД



РИС. 9. Три основные группы причин низкой эффективности работы Предприятия



РИС. 10. Систематизация проблем взаимодействия участников процесса перевозки



Системный и комплексный подход к созданию современной и эффективной системы координации взаимодействия между грузовладельцами, РЖД и Портом. Эффективная модель создания системы координации между всеми участниками цепи поставок на экспорт через порты, с нашей точки

зрения, обязана базироваться на системном и комплексном подходе. Системный подход предполагает объединение всех элементов цепи поставок в единой согласованной сторонами модели управления и координации. То есть речь идет о максимальной интеграции всех элементов логистической

цепочки, начиная от погрузки, кончая доставкой продукции потребителям, независимо от их юридической принадлежности. Комплексность означает учет всех ключевых аспектов координации и их взаимосвязей между собой: технологический, информационный, организационный, экономический, правовой, психологический. Исходя из современного подхода к вопросам управления и координации материальным потоком, мы считаем необходимым исключить из рассмотрения усеченные и малоэффективные схемы координации: «РЖД – Порт»; «Грузоотправитель – РЖД – Порт».

РЖД – Порт

Данная схема координации включается в работу без учета существенных возмущений и колебаний в отгрузке продукции и ограничена статической информацией из Порта.

Грузоотправитель – РЖД – Порт

Несмотря на наличие грузоотправителя, в схеме не хватает информации по планированию и времени подхода судов и текущей информации по запасам продукции в портовых терминалах.

РИС. 11. Схемы взаимодействия участников (модели) координационной цепочки



Интеллектуальная система управления в РЖД

РЖД развивает свои внутренние системы планирования и реагирования высокими темпами. Взаимодействие АС на новом уровне дает возможность регулировать погрузку, используя ее как действенную меру предотвращения «тромбов» системы.

Оптимизируется работа на ВСЕМ направлении движения груза («полигоне»). На двух из трех российских полигонов сети уже внедрены и работают новые информационные комплексы и интерфейсы АС ИСУПР (Информационная система управления поездной работой).

Предпосылки создания именно систем координации и систем нового типа управления в ОАО «РЖД» также имелись и, может быть, именно они позволили сделать новый качественный «рывок»:

- реформа железнодорожного транспорта существенно изменила состав и характер взаимодействия участников рынка транспортных услуг;
- создание дирекций и формирование новых регламентов взаимодействия между ними в процессе принятия

управляющих решений приведет к серьезным изменениям бизнес-процессов всех подразделений и всех уровней управления;

- изменение состава вагонного парка с точки зрения его принадлежности существенно меняет состав основных количественных и качественных показателей работы;
- выделение в составе ОАО «РЖД» дирекций, как самостоятельных хозяйственных единиц, потребует экономической эффективности и экономической оценки деятельности дирекций;

- наличие «кусочной» автоматизации, когда каждая дирекция имеет фактически собственную вертикально интегрированную автоматизированную систему управления с собственной архитектурой построения, снижает эффективность автоматизации, как на стадии создания, так и на стадиях внедрения, сопровождения и эксплуатации систем;
- введение безотделенческой структуры управления перевозочным процессом с

РИС. 12. Новая система планирования и реагирования ИСУЖТ





неизбежностью приведет к усилению роли сетевого и линейного уровня диспетчерского управления;

Все эти, уже произошедшие, изменения подготовили «почву» для создания новых АС. Одна из них уже в процессе разработки – это Интеллектуальная Система Управления Железнодорожным Транспортом – ИСУЖТ (разработчик НИИАС).

При проектировании и реализации этой системы планируется применение самых современных методов математики, кибернетики и информационных технологий, таких как:

- сетцентрический подход;
- мультиагентные технологии;
- отраслевые языки;
- программные платформы распределённой архитектуры;
- методы управления рисками;
- спутниковые технологии позиционирования объектов управления и мониторинга состояния инфраструктуры;

РЖД переходит к новым понятиям «полигон», внедряет ИСУПР, разрабатывает ИСУЖТ...но пока не учитывает возможность синергии с информационными системами предприятий, потому что таких систем практически нет.

Таким образом, целый ряд обстоятельств препятствует развитию систем синхронно по отношению друг к другу:

- наличие зон неэффективности на стыках логистического процесса;
- разный уровень организационно-технологической культуры и информационного оснащения у элементов логистической цепи;
- остаточный принцип финансирования своих логистических и транспортных подразделений промышленными грузовладельцами;
- отсутствие общей информационной шины и согласованных алгоритмов работы из-за нежелания сторон искать управленческие компромиссы на объективной экономической основе;

- иждивенческий подход и халатность;
- злоупотребления во всех звеньях цепи поставок.

Новый тип отношений – это тоже инновация!

В предыдущей главе сделан вывод:

- Нет баланса в управленческих моделях и культурах.
- Решение задач РЖД по повышению эффективности перевозочного процесса без совместного решения управленческих проблем невозможно.
- На сети РЖД были разные проблемы в предыдущем периоде, но Предприятия отстали от РЖД в управленческой культуре на несколько десятилетий.

Создавать новые модели управления и воспитывать иную культуру совместной работы можно, начиная с Координации, которая заключается с налаживании общего информационного поля, электронного доступа к информации, интеграции процессов планирования.

Это уже будет сглаживать пиковые ситуации для обоих партнеров. При этом юридическая независимость и коммерческие приоритеты партнеров сохраняются... НО цели меняются.

При сохранении юридической независимости и коммерческих приоритетов должны быть созданы общие координационные блоки на базе интегрированных информационных систем с глубоким погружением в процесс планирования и реагирования.

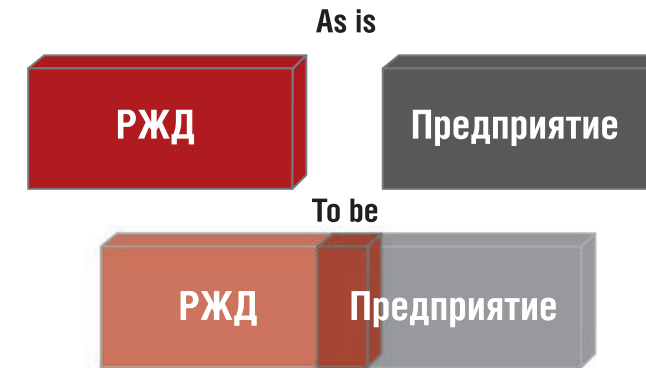
- Связанных систем оперативного планирования, диспетчирования и адаптивного планирования и исполнения планов со скользящим горизонтом планирования **нет ни у одного Предприятия...**
- Исторически сложилось **потребительское** отношение к инфраструктуре железных дорог

Предприятие

Все усилия РЖД по **интеллектуальному** управлению будут сведены к минимальному эффекту без сквозного адаптивного планирования с Предприятиями-партнерами

РЖД

РИС. 13. Большая прозрачность процессов партнеров должна обеспечить лучшую эффективность работы сопряженных систем



Второй шаг координации – ИНТЕГРАЦИЯ автоматизированных систем управления

В результате интеграции АС и создания Единой Модели партнеры получают СКВОЗНОЕ АДАПТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ.

При этом на уровне тактического планирования будет возможна:

- Оценка возможности исполнения и согласование погрузки, перевозки с учетом нормативных и фактических оперативных перевозочных возможностей ОАО «РЖД», ПНП.
- Проактивное управление, исключающее прием к исполнению перевозок, имеющих вероятность создания коллапса в пунктах выгрузки, погрузки.
- Приоритезация заявок, имеющих признаки комплексного логистического подхода: с признаками перевозки под двоячную операцию, маршрутные, по жестким ниткам графика.
- Учет наличия на ПНП вагонов операторов без следующей станции назначения.
- Учет наличия, технического и коммерческого состояния, подхода смежных видов транспорта.

На уровне оперативного планирования будет возможно:

- Расширение сферы действия ЕТП за рамки станции примыкания
- Возможна оценка учета полигонных технологий управления ОАО «РЖД».
- Сменное и суточное согласованное планирование перевозок на подходах к узлу и в транспортном узле.

РИС. 14. Интеграция АС Предприятия с АС ОАО «РЖД» для создания единого информационного пространства ж.д. транспортной системы РФ



- Сменное и суточное планирование локомотивов и локомотивных бригад.
- Совместный диспетчерский контроль и диспетчерское регулирование в транспортном узле с выделением зон безусловной ответственности сторон, и процессов, требующих совместного управления.
- Непрерывные интервалы процессов совместного планирования, диспетчерского контроля и регулирования: смена, сутки, текущее планирование по 3–4 часовым периодам.

Качество функционирования такой модели будет зависеть от наличия своевременной, достоверной, избыточной информации по каждому каналу:

- РЖД;
- Транспортные системы промышленных предприятий;
- Морские и речные порты/ сухопутные погранпереходы.

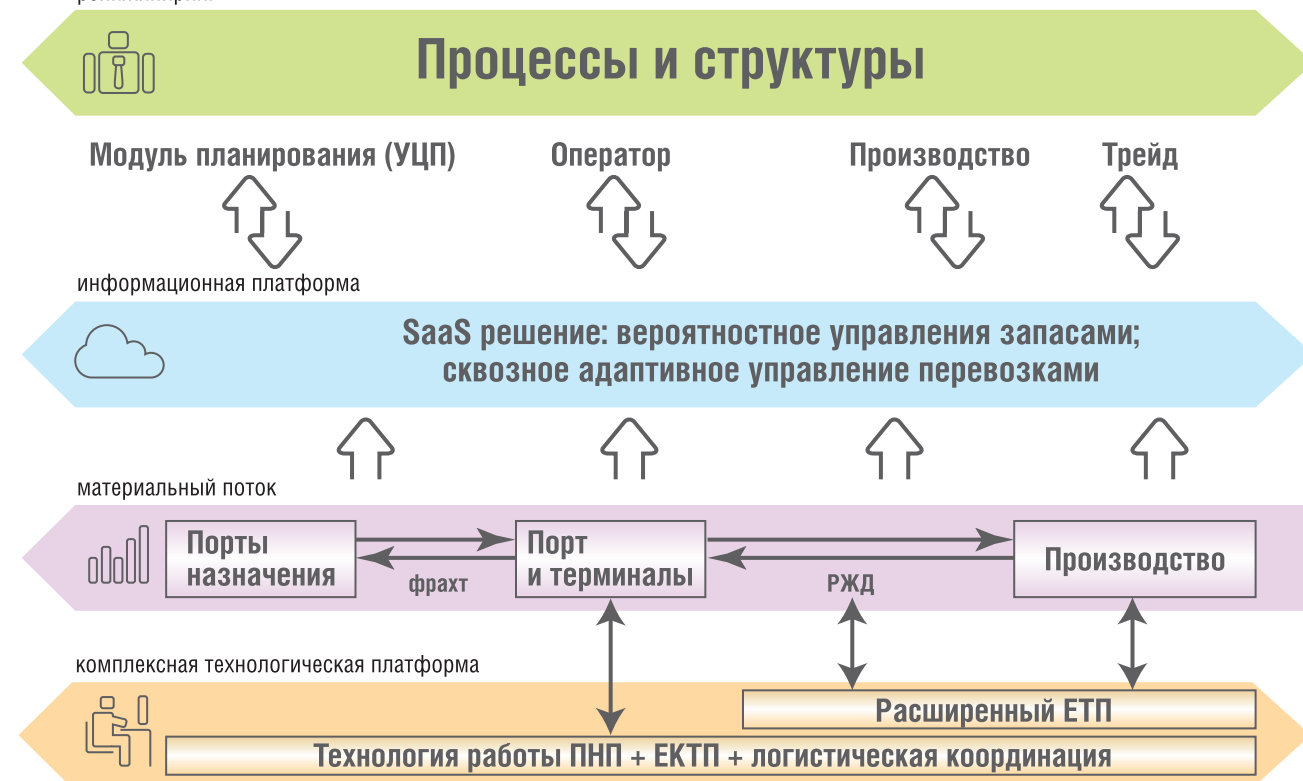
Предлагаемая модель координации

Схема предлагаемой модели координации представлена на рис. 15.

В основе координационной модели лежит комплексная технологическая платформа. В месте зарождения груза формируется расширенный единый технологический процесс работы грузового узла. Данная технология определяет взаимодействие станций примыкания, отделения дороги, промышленного грузоотправителя, операторов для обеспечения оптимальной режима работы транспортного узла, минимизации требуемого количества ПС и

объема маневровой работы на всех станциях. Единый технологический Процесс (ЕТП) является регламентом взаимодействия и определяет порядок планирования, выполнения, анализа и разработки корректирующих мероприятий на различных временных интервалах (месячный, недельный, сменно-суточный, текущий) и уровнях управления. ЕТП формируется с учетом информационной системы управления транспортного узла и ее применения причастными работниками всех сопряженных структур. Аналогичная работа осуществляется в транспортном узле назначения (припортовый транспортный узел). Поскольку ИС представляет собой интегральный сервис в виде «облачного» решения на основе «информационной шины», происходит удобный информационный обмен между всеми участниками процесса управления цепью поставки. В систему встраивается согласованный сторонами типовой классификатор по корректировке согласованных планов погрузки и формируется по своей сути модуль непрерывного совершенствования. Все структуры согласовывают процессы, по которым происходит организационно-технологическое и информационное взаимодействие, и матрицу распределения функций между лицами, отвечающими за решение основных задач и функции в ЕТП. Ввиду того, что создаваемая координирующая система, по сути, является системой массового обслуживания, для повышения эффективности управляющих воздействий работа должна проводиться с учетом накопленной статистики, факторного анализа отклонений и вероятностного подхода к принятию управленческих решений.

РИС. 15. Укрупненная схема координационной модели реинжиниринг



Система должна работать на основе алгоритмов целеориентированного управления, так как при простом координационном взаимодействии невозможно достижение оптимальных решений. Координация строится на основе критериев минимизации потерь сторон-участниц процесса на основе согласованных правил (эвристика).

Для ускорения, замедления или отставления поездов (или запрета погрузки) в процессе координации должны использоваться

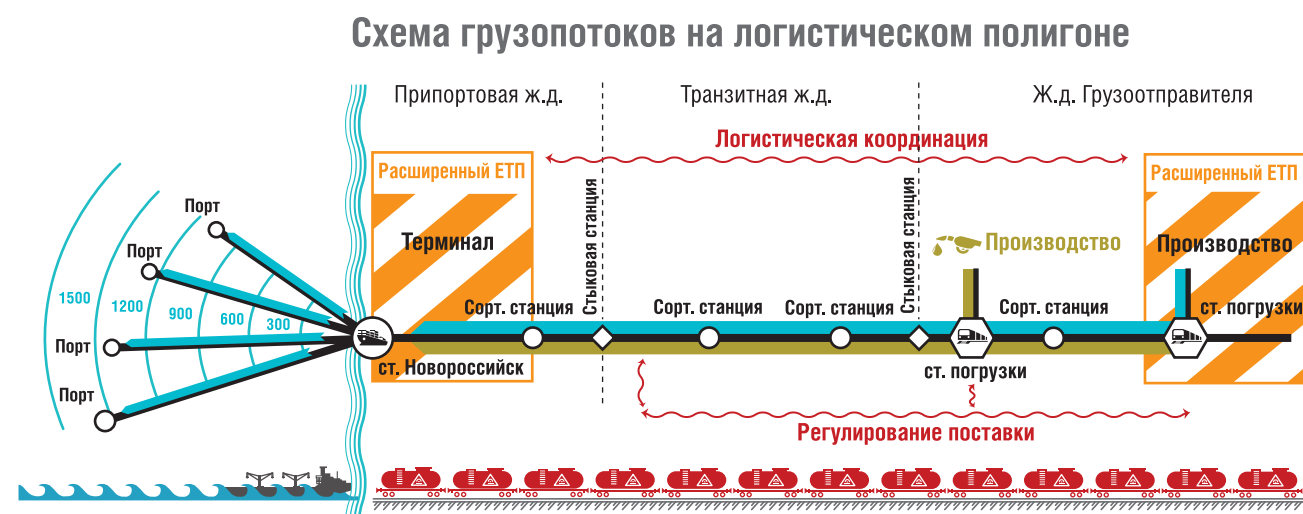
объективные данные по движению запасов, прогнозы прибытия (с учетом статистических отклонений) поездов, судов и наличия груза в терминалах порта.

На стороне грузовладельца должны быть проведены мероприятия по совершенствованию внутренних бизнес-процессов с учетом возможностей построенной модели координации и выявленных зон неэффективности взаимодействия производственных и торговых подразделений.

На схеме показаны расширенные ЕТП (ЕКТП) в узлах погрузки и выгрузки, и все основные, элементы, входящие в цепочку поставок. По сути, на рисунке отображены все участники процесса координации в их системой связи. ●

KEY WORDS: *transportation of oil and petroleum products, rail transportation, adaptive planning.*

РИС. 16. Общая схема координации грузопотоков



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 июня

VII Международный Форум

«АТОМЭКСПО 2015»

Москва, Гостиный Двор

ИЮНЬ

П	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30
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	

2–5 июня

22-я Азербайджанская международная выставка и конференция

«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

Баку

3–4 июня

Форум России и стран СНГ по безопасности

RSF 2015

Самара

17–18 июня

II-я международная конференция «Нефтепереработка и нефтехимия Центральной Азии»

Алматы

23–26 июня

13-я Московская международная выставка

«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015

Москва, Экспоцентр

24–25 июня

Всероссийская практическая конференция

«Производственный персонал: стратегия 2030»

Челябинск

АЛГОРИТМЫ ИНТЕГРАЦИИ

Применение математического моделирования при проектировании подземных трубопроводов, прокладываемых в сложных инженерно-геологических условиях

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕСТАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАДАЧЕЙ. ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕОБХОДИМО ПРОВОДИТЬ ПРОЧНОСТНЫЕ РАСЧЕТЫ С УЧЕТОМ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВНЕШНИХ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ. В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЕТОВ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИХ С ОКРУЖАЮЩИМИ ГРУНТАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (МКЭ). ПРЕДЛОЖЕНЫ ПОДХОДЫ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТОВ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА. РАЗРАБОТАНЫ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ АЛГОРИТМЫ РАСЧЕТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МКЭ, ЗНАЧИТЕЛЬНО СНИЖАЮЩИЕ ТРУДОЕМКОСТЬ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ РАСЧЕТЧИКА, ЧТО ДЕЛАЕТ РАЗРАБОТАННЫЕ МЕТОДИКИ УДОБНЫМИ В ПРАКТИЧЕСКОМ ПРИМЕНЕНИИ. ПОКАЗАНА ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННЫХ РАСЧЕТОВ

DESIGNING AND OPERATION OF UNDERGROUND PIPELINES IN AREAS OF PERMAFROST SOILS IS A COMPLEX ENGINEERING PROBLEM. IN ORDER TO JUSTIFY THE POSSIBILITY OF EXPLOITATION IT IS NECESSARY TO CARRY OUT STRENGTH CALCULATIONS OF THE IMPACT OF EXTERNAL NEGATIVE FACTORS. UNDERGROUND PIPES AND MODELING OF THEIR INTERACTION WITH THE SURROUNDING SOIL USING FINITE ELEMENT METHOD ARE EXAMINED IN THIS ARTICLE. SO, THERE WERE APPROACHED TO PERFORM CALCULATIONS DURING THE DESIGN AND OPERATION OF THE PIPELINE. ALGORITHMS HAVE BEEN DEVELOPED THAT MAKE AUTOMATED CALCULATIONS USING THE FINITE ELEMENT METHOD THAT SIGNIFICANTLY REDUCES THE COMPLEXITY AND QUALIFICATIONS FOR THE CALCULATORS, WHICH MAKES DEVELOPED METHODS MORE COMFORTABLE IN PRACTICE. THERE WERE SHOWN THE PRACTICAL IMPORTANCE OF THE APPLICATION OF THESE CALCULATIONS

Ключевые слова: прочностной расчет, подземный трубопровод, нестационарный тепловой расчет, метод конечных элементов, многолетнемерзлые грунты.

**Федотенко
Максим Андреевич,**
ведущий инженер отдела
металлоконструкций и
прочностных расчетов
ОАО «Гипровостокнефть»

**Ковров
Алексей Андреевич,**
инженер отдела
металлоконструкций и
прочностных расчетов
ОАО «Гипровостокнефть»

**Овчинникова
Светлана Анатольевна,**
инженер отдела
металлоконструкций и
прочностных расчетов
ОАО «Гипровостокнефть»

Повышение надежности и безопасности трубопроводного транспорта является одной из наиболее актуальных задач в нефтегазовой промышленности. Особую роль играет обеспечение надежности (прочности) трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях, например таких, как зоны прохождения трубопровода через многолетнемерзлые породы, термокарсты, бугры пучения. Возникает сложное механическое и тепловое взаимодействие собственно трубопроводов с геологической и гидрогеологической средой на многолетнемерзлых и пучинистых грунтах, заболоченных территориях. Часто происходит нарушение динамического равновесия, сопровождающееся активизацией опасных природных процессов с их негативным влиянием на техническое состояние трубопроводов, нередко приводящим к аварийным ситуациям.

Одним из основных элементов обеспечивающих конструктивную надежность трубопровода, является выполнение прочностного расчета трубопровода, отражающего действительные условия его работы.

Основная задача расчета трубопроводов на прочность включает два этапа:

- определения напряженно-деформированного состояния (НДС) обусловленного нагрузками и воздействиями;
- оценка уровня этого состояния по отношению к предельно допустимому, утвержденному нормативно-технической документацией.

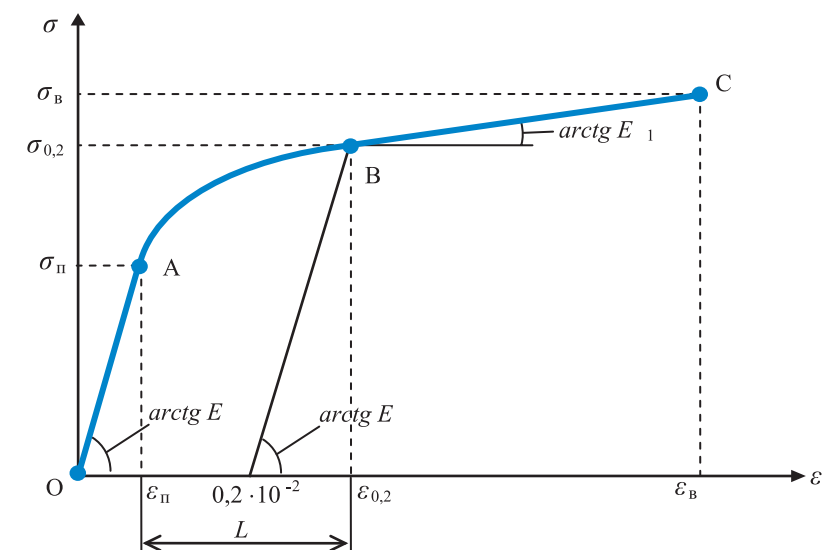
В практике прочностных расчетов используют как аналитические, так и численные методы. Первые базируются на математических методах решения краевых задач, обычно сложных и трудоемких. Они применяются, как правило,

к телам простой конфигурации и зачастую оказываются бессильными, если требуется найти распределение напряжений в сложной реальной конструкции.

Расчет на прочность подземных магистральных трубопроводов является сложной и трудоемкой задачей. Помимо трудностей, возникающих при описании нагрузок действующих на подземный трубопровод, изменение свойств окружающего трубопровод грунта вдоль трассы трубопровода и изменение геометрии самого трубопровода требуют учета большого количества исходных данных.

На данном этапе существуют аналитические методики, регламентированные действующей нормативно-технической документацией (НТД), позволяющие в приближенном значении определить НДС подземного трубопровода, однако ни одна из них не касается непосредственного описания взаимодействия трубопровода с грунтом. Это обстоятельство препятствует учету многих действующих на трубопровод нагрузок, возникающих при его взаимодействии с окружающим грунтом, что может значительно отразиться на надежности проектируемых трубопроводов. Поэтому для более точного определения напряженного состояния трубопровода необходимо рассматривать новые современные методы прочностных расчетов – численные методы моделирования. В отличие от аналитических методов они не ограничены ни формой тел, ни способом приложения нагрузки и хорошо приспособлены для

РИСУНОК 1. Схематизация диаграммы деформирования материала трубопровода



расчетов с использованием электронно-вычислительной техники.

Среди множества различных численных методов в последнее время предпочтение все больше отдается методу конечных элементов (МКЭ) как наиболее гибкому и универсальному.

Целью данной работы является разработка методики моделирования трубопроводов позволяющей определять напряженно-деформированное состояние (НДС) протяженных трубопроводов, вызванное разнообразными воздействиями, обусловленными протеканием различных негативных процессов в окружающей среде.

Для выполнения указанной задачи используются конечно-элементные модели, отражающие действительные условия работы трубопровода. Данные модели

можно разделить на два типа: модели, используемые для анализа взаимодействия трубопровода с окружающей средой (тепловой анализ, расчет ореолов оттаивания вокруг трубопровода) и модели, используемые для расчета НДС трубопровода.

Решение задачи по определению НДС трубопроводов должно проводиться в геометрически и физически нелинейной статической постановке, т.е. с учетом больших перемещений, пластических деформаций и нелинейности поведения окружающего трубопровода грунта.

Использование МКЭ-пакетов для расчета позволило учитывать нелинейные зависимости: «напряжение – деформация» – для материала трубопровода и «усилие – перемещение» – для грунта засыпки. Данные зависимости представлены на рисунках 1 и 2.

РИСУНОК 2. Зависимость «усилие – перемещение» для грунта

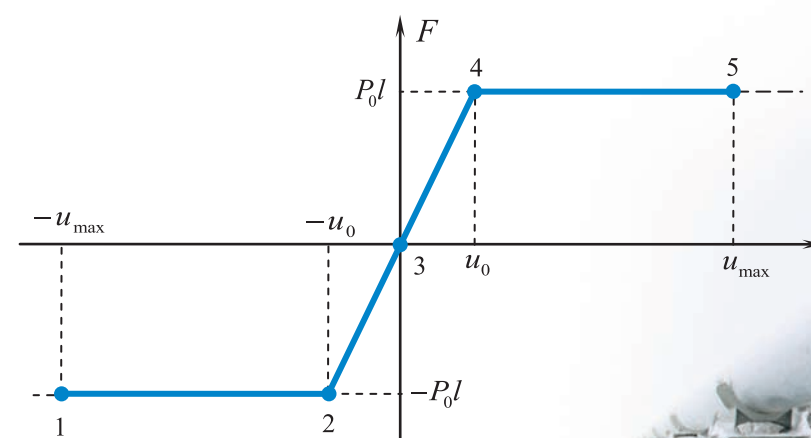
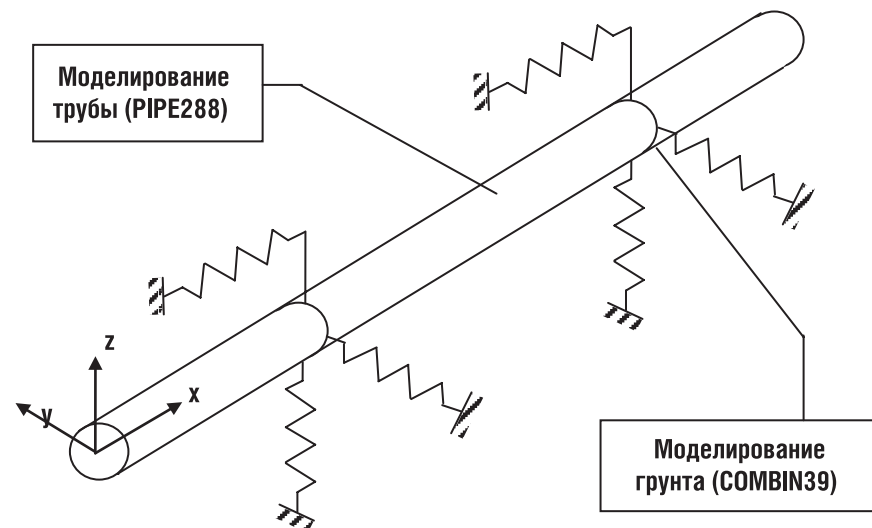


РИСУНОК 3. Представление грунта с помощью дискретных элементов-пружин



Для аппроксимации диаграммы «напряжение – деформация», а также расчета жесткостных характеристик грунтов в настоящей работе используются методики, предложенные А.Б.Айнбиндером [4], однако возможно применение и других методик.

Для решения задачи определения НДС трубопровода была создана конечно-элементная модель взаимодействия модели трубопровода с грунтом – балочная модель на упругом основании. Упругопластические свойства грунта в трех взаимно перпендикулярных направлениях моделировались пружинными элементами. (Рисунок 3).

Одним из основных достоинств использования МКЭ-пакета является возможность учета совместного действия факторов обуславливающих напряженно-деформированное состояние трубопровода. В расчете были учтены следующие стандартные действующие на трубопровод нагрузки:

- гравитационные нагрузки от массы трубопровода, продукта и грунта засыпки,
- внутреннее давление в трубопроводе,
- нагрузки, вызванные температурным перепадом,
- дополнительные нагрузки от утяжелителей,
- действие выталкивающей силы на обводненных участках.

Создание модели взаимодействия трубопровода с грунтом позволила так же учесть вклад в напряженное

состояние таких факторов нагружения как:

- напряжения упругого изгиба,
- нагрузки, вызванные смещениями грунтового основания (просадка, пучение).

Для определения смещений грунтового основания используются модели другого типа используемые для анализа взаимодействия трубопровода с окружающей средой. Применение разработанных методик позволило решить задачу теплового взаимодействия трубопровода с участками сложенными многолетнемерзлыми породами. Для определения ореолов оттаивания грунта, окружающего трубопровод были разработаны программные алгоритмы, моделирующие теплофизические процессы, происходящие в грунте.

При моделировании распространения тепла от

подземного нефтепровода в зоне ММГ необходимо учитывать следующие факторы:

- возможный фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- различные теплофизические параметры грунтов;
- сезонное изменение температуры воздуха;
- наличие снегового покрова в зимний период;
- различные теплоизолирующие материалы трубопровода;
- реальная инженерная инфраструктура трубопровода (наличие термостабилизаторов).

В качестве входных данных используются теплофизические свойства окружающих трубопровод грунтов, грунта засыпки, материала трубопровода и теплоизоляции, данные о системе термостабилизации (при наличии), климатические данные, характеристики продукта и режимов перекачки.

Расчётная схема теплового взаимодействия представлена на рисунке 4.

Процесс является нестационарным во времени, происходит изменение температуры окружающего воздуха и транспортируемого продукта, коэффициентов конвективной теплоотдачи с поверхности грунта в зависимости от скорости ветра и наличия снегового покрова, учитываются процессы таяния и кристаллизации содержащейся в грунтах влаги. Нестационарный тепловой анализ используется для получения распределения

РИСУНОК 4. Схема расчетной области для теплового анализа

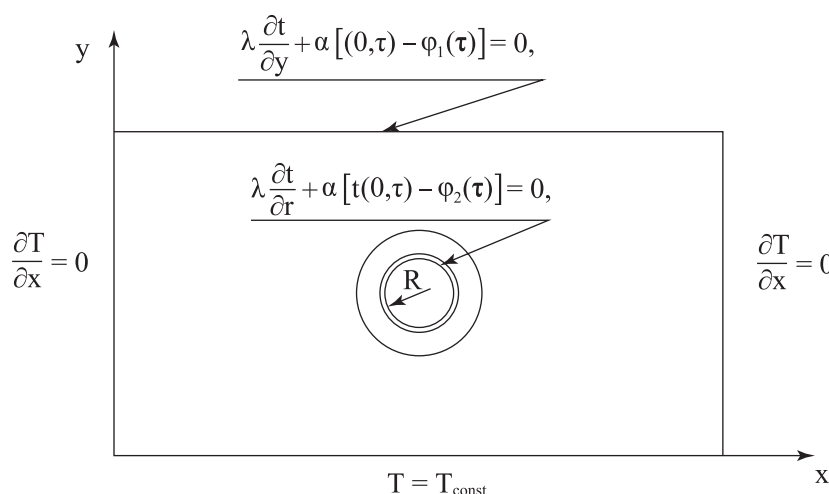
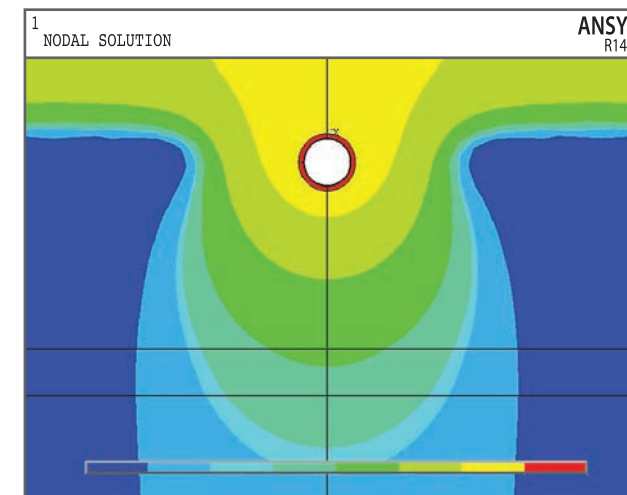


РИСУНОК 5. Пример картины температурного распределения в окрестности трубопровода



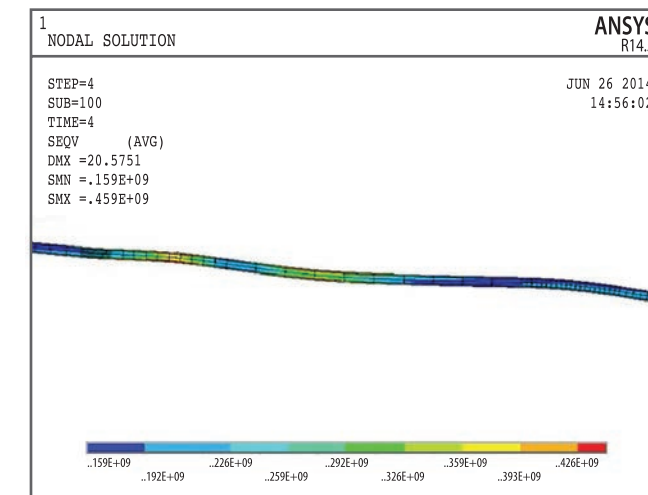
температуры как функции времени и для определения тепловых потоков при передаче и аккумулировании тепла в системе. Для расчета, аккумулируемого в системе тепла, используется удельная теплоемкость, которая вводится как свойство материала.

При моделировании необходимо учитывать фазовый переход содержащейся в льдистых грунтах влаги. Анализ фазовых превращений представляет собой особый вид теплового нестационарного анализа, при котором моделируется затвердевание или расплавление материала в процессе теплообмена. При фазовом анализе требуется учитывать энергию (скрытую теплоту), которая выделяется или поглощается при фазовых превращениях. Выделение или поглощение теплоты, сопровождающее фазовый переход, рассматривается как скрытая теплота, поскольку изменение температуры при этом незначительно или не наблюдается вовсе.

Пример полученного в результате расчета температурного поля представлен на рисунке 5.

Полученные величины ореолов оттаивания ММГ используются для определения величин просадок грунта, которые в свою очередь, учитываются в прочностном расчете трубопровода [5, 8]. Результаты такого расчета позволяют спрогнозировать надежность работы трубопровода, в случае оттаивания ММГ в процессе эксплуатации трубопровода.

РИСУНОК 6. Распределение эквивалентных напряжений в стенке трубопровода



Для анализа полученных результатов прочностного расчета используются графики и цветовые поля действующих напряжений. Пример поля распределения эквивалентных напряжений приведен на рисунке 6.

Реализация предложенных методик расчета позволила оценивать НДС трубопровода на этапах его проектирования и эксплуатации.

В первом случае для определения надежности трубопровода и выдачи необходимых рекомендаций по ее обеспечению требуется наличие проектной документации, такой как чертежи трубопровода; полный перечень требующихся инженерных изысканий, содержащих данные о физических свойствах грунта, климатических условиях района строительства и т.п.

В случае, если в ходе анализа результатов расчетов обнаруживаются нарушения требований НТД касающиеся прочности конструкции, могут быть разработаны рекомендации позволяющие обеспечить надежную эксплуатацию проектируемого трубопровода, такие как: частичная перетрассировка, дополнительная балластировка трубопровода, использование иного грунта засыпки, мероприятия по температурной стабилизации окружающего грунта и т.п.

Для определения НДС фактического состояния трубопровода на этапах его эксплуатации помимо проектной документации требуются данные внутритрубой диагностики –

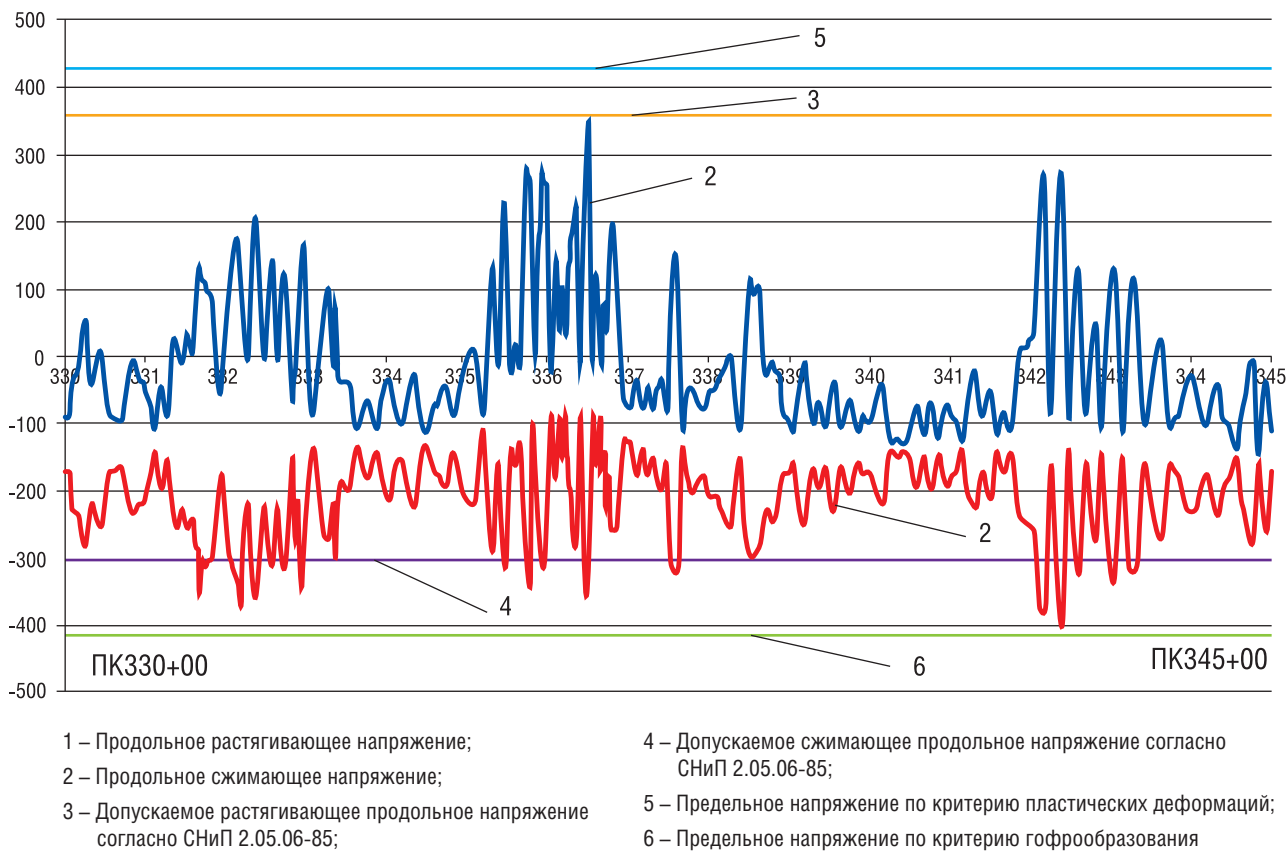
координаты фактического положения трубопровода и данные по дефектам.

Моделирование перехода трубопровода из состояния на момент окончания строительства в состояние, соответствующее его фактическому положению, полученному по результатам диагностики, позволяет проанализировать НДС и определить предполагаемые причины изменения его положения. На основании полученных результатов могут быть приняты решения о необходимости мероприятий, обеспечивающих дальнейшую безаварийную эксплуатацию – ремонт и замена отдельных участков, перетрассировка, частичный вынос на надземную прокладку и т.п.

Основными трудностями использования универсальных МКЭ пакетов, таких как ANSYS являются высокие требования, предъявляемые к квалификации расчетчика, а так же сложный и трудоемкий процесс создания самой математической модели. Поэтому для практического применения все алгоритмы построения модели и расчета были автоматизированы с использованием встроенного в ANSYS языка программирования APDL.

Так же для удобного и быстрого анализа полученных в расчете результатов был автоматизирован процесс передачи данных из ANSYS в Excel и представление в виде удобных для пользователя графиков. Пример такого графика представлен на рисунке 7.

РИСУНОК 7. График растягивающих напряжений в трубопроводе



Все разработанные программные приложения были успешно использованы в ОАО «Гипровостокнефть» при выполнении ряда проектов, среди которых можно отметить проект 0386 – «Систематизация и математическая интерпретация внутренних и внешних процессов, обуславливающих износ, изменение пространственного положения и развитие напряженного состояния магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»». В ходе работ по данному проекту проводилось сравнение расчетных методик с данными полученными в ходе натурных обследований и вскрытий траншеи трубопровода, в результате чего был сделан вывод, что разработанные математические модели обладают приемлемой точностью в части прогнозирования изменения несущей способности грунтов и определения местоположения критических напряжений (погрешность порядка 20%).

Выводы:

Разработанные в Институте методики моделирования подземных трубопроводов

позволяют рассчитывать НДС трубопровода и прогнозировать его изменение в ходе эксплуатации под воздействием различных внешних факторов, обусловленных сложными условиями районов прокладки, позволяют определить необходимость дополнительных инженерных мероприятий по защите трубопровода и определить их эффективность, способствуют повышению надежности и безопасности конструкции. Также разработанные модели позволяют проводить расчеты НДС существующих трубопроводов, выделять наиболее опасные участки с целью их своевременной реконструкции и служить инструментом для принятия решения о безопасности эксплуатации конструкции.

Эффективное использование данного метода осложнено его трудоемкостью при практическом применении. Однако, разработанные в результате этой работы программные алгоритмы позволяют снизить трудоемкость расчетов по данному методу, повысить его эффективность и сделать его удобным для практического применения. ●

Литература

1. ВСН 013 88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;

2. РД 39-30-139-79. «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»;

3. СНиП 2.05.06 85*. «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция»;

4. Айнбиндер А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. М.: Недра, 1991. 287 с.;

5. Бородавкин, П. П. Механика грунтов: учебник для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 349 с.;

6. Моделирование трубопроводных систем с помощью МКЭ–пакета «Ansys» /Ю. В. Скворцов [и др.]. Самара: Гипровостокнефть, 2000. 84 с.

7. Ворков В.А. Тепловой расчет растепления грунтов в приустьевых зонах скважин/ В.А. Ворков, С.А. Овчинникова, М.А. Федотенко// Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2013. №4(2). С. 323–326.

8. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: Учебное пособие. – М.: «Вышш. школа», 1973. – 448 с.;

9. Перельмутер А.В., Сливкер В.И. Расчетные модели сооружений и возможность их анализа. – Киев: Изд-во «Сталь», 2002. – 600 с.

KEY WORDS: strength calculation, underground pipeline, transient thermal calculation, finite element method, permafrost.

ПОБЕДНОЕ ШОУ ПУТИНА

DIE WELT

Филипп Пятов

Празднование Дня Победы уже давно приобрело в России совершенно новый смысл. Причем, чем меньше остается ветеранов, тем лживее становится политический посыл праздника. А сам он уже не имеет ничего общего с той, настоящей Победой в мае 1945 г.

С тех пор, как Россия затеяла, профинансировала и направила своих военных на войну на Украину, военный фетишизм достиг в России небывалого со времен холодной войны уровня.



Причина в том, что с началом войны против Украины изменилась и политическая роль России в мире: если раньше Путин ограничивался в основном тем, что бросал вызов американцам в Совбезе ООН и поддерживал дружеские отношения с государствами-изгоями, то после ухода президента Януковича он активно проталкивает собственные геополитические интересы в мире.

В нынешнем году 9 мая не только будут праздновать День Победы, но и представят широкой публике новое российское чудо-оружие – танк Т-14 «Армата», который называют чуть ли не самым лучшим танком в мире. Однако военная помпа именно в этот день – это позор. Из победы над фашизмом Кремль извлекает только то, что служит повышению собственных рейтингов и приводит к нагнетанию настроений в обществе. 9 мая – это день, когда Россия бесцеремонно хочет презентовать себя в качестве супердержавы. Для ветеранов 9 мая 1945 г. было днем мира, а не войны.



РОССИЯ СТРОИТ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ – И УКРЕПЛЯЕТ СВОЕ ВЛИЯНИЕ – ВО ВСЕМ МИРЕ

REUTERS

Ханна Тоберн

Россия печально известна своей бесцеремонностью в использовании государственных компаний в качестве инструментов влияния страны. «Газовые войны» президента В. Путина с Белоруссией и Украиной иногда оставляли значительную часть Европы в холоде.

Недавние разоблачения, касающиеся целенаправленных усилий России по покупке урановых ресурсов во всем мире, могут это изменить. Ведь «Росатом» успешно внедряется на рынки во всем мире. Именно у «Росатома» – а не французской Areva или американской Westinghouse – имеется 29 ядерных реакторов на разных этапах проектирования и строительства в более чем 10 странах.

В отличие от нефтяных и газовых проектов, ядерные разработки России не должны находиться в соседних странах или даже в ее регионе. Государственные субсидии означают, что «Росатом» может продавать ядерные реакторы по гораздо более низким ценам, чем его конкуренты.

Многие развивающиеся страны хотят развивать атомный сектор как источник относительно дешевой энергии, но не в состоянии собрать средства на строительство реакторов, им не хватает экспертов для их обслуживания. Соглашения делают эти страны заложницами российских желаний и требований. Раньше или позже, склонность Вашингтона и Брюсселя игнорировать эти вызовы не

только нанесет серьезный ущерб западным компаниям, но также уступит России международное влияние, которое она с таким пылом пытается приобрести.

ОТТОК ДЕНЕГ ИЗ ВЕЛИКОБРИТАНИИ: ЛИДИРУЮТ РОССИЯНЕ

The Times

Филип Олдрик

За последние 15 месяцев инвесторы вывели из Великобритании 356 млрд долл США. Дело в обеспокоенности внутривнутриполитической атмосферой, а также в том, что российские деньги выводятся за границу после введения санкций. Беспрецедентный отток денег из Великобритании, в свою очередь, заставляет опасаться за крепость фунта стерлингов. То ли британские инвесторы хотят вложиться в зарубежные активы, то ли зарубежные инвесторы хотят уйти из Британии. Есть три главных фактора: Россия и Украина, опасения, порожденные шотландским референдумом, и текущая неопределенность по поводу выборов.



Относительно низкие результаты гарантированных ценных бумаг объясняются вероятностью того, что на выборах победят лейбористы, а государственные заимствования увеличатся на 20 млрд фунтов в год по сравнению с их суммой при правительстве тори. Как считается, российские деньги начали покидать Британию в прошлом году, после того, как украинский кризис повлек за собой санкции. К декабрю ситуация ухудшилась, когда президент Путин велел олигархам вернуть средства на родину. ●

ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ

Состояние и перспективы развития рынка материалов и оборудования для строительства МТП

2014-Й ГОД СТАЛ ТЯЖЕЛЫМ ИСПЫТАНИЕМ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ВВЕДЕНИЕ САНКЦИЙ СО СТОРОНЫ ЗАПАДНЫХ СТРАН НА ПОСТАВКУ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ОГРАНИЧЕНИЕ ДОСТУПА К ОТНОСИТЕЛЬНО ДЕШЕВЫМ ЗАЕМНЫМ СРЕДСТВАМ, ПАДЕНИЕ КУРСА РУБЛЯ, А ПОД КОНЕЦ ГОДА ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ ЗАСТАВИЛО РОССИЙСКИЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ СЕРЬЕЗНО ПЕРЕСМОТРЕТЬ СВОИ ПЛАНЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. КАК ЭТО ПОВЛИЯЛО НА РОССИЙСКУЮ ТРУБОПРОВОДНУЮ СИСТЕМУ И В КАКОМ НАПРАВЛЕНИИ ОНА БУДЕТ РАЗВИВАТЬСЯ?

THE YEAR 2014 BECAME AN ORDEAL FOR RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY. THE IMPOSITION OF SANCTIONS BY WESTERN COUNTRIES FOR THE SUPPLY OF TECHNOLOGY AND EQUIPMENT, RESTRICTIONS ON ACCESS TO RELATIVELY CHEAP BORROWINGS, DEPRECIATION OF THE RUBLE, THE FALL IN OIL PRICES AT THE END, PROMPTED RUSSIAN OIL COMPANIES TO SERIOUSLY RECONSIDER ITS PLANS TO DEVELOP NEW FIELDS. HOW DID THAT AFFECT THE RUSSIAN PIPELINE SYSTEM AND IN WHICH DIRECTION IT WILL DEVELOP?

Ключевые слова: транспортировка, оборудование для транспортировки, магистральные трубопроводы, трубы.

Медведев Н.В.,
Руководитель информационно-аналитической группы
ООО RPI

Труба зовет

Магистральный трубопроводный транспорт можно разбить на 3 большие составляющие:

- Магистральные нефтепроводы – трубопроводы диаметром от 530 мм до 1220 мм, оснащенные всем необходимым перекачивающим оборудованием для транспортировки больших объемов нефти на большие расстояния (от нескольких сотен до нескольких тысяч километров).
- Магистральные газопроводы – трубопроводы диаметром от 530 мм до 1420 мм, оснащенные газоперекачивающими агрегатами для транспортировки газа на значительные расстояния.
- Магистральные нефтепродуктопроводы – трубопроводы для поставок светлых нефтепродуктов от мест их производства к районам потребления или экспортным терминалам.

Строительство нефтепроводов и газопроводов напрямую зависит

от развития ресурсной базы в основных нефтегазодобывающих регионах России, соответственно процесс ввода месторождений в эксплуатацию и сдачи трубопровода должен быть точно синхронизирован по времени. В противном случае, либо нефтяные компании, либо российская трубопроводная монополия «Транснефть» будут нести убытки. Нефтепродуктопроводы не привязаны напрямую к вводу в строй новых нефтеперерабатывающих мощностей, поэтому имеют большую гибкость по срокам строительства.

В последние несколько лет нефтедобывающие компании, в первую очередь Роснефть, Газпром нефть и Сургутнефтегаз начали разработку месторождений в новых регионах нефтедобычи: в первую очередь на Ямале, в Красноярском крае, Иркутской области. Нефть с этих месторождений поставляется на экспорт через магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). В настоящее время идет активное строительство двух магистральных трубопроводов, которые также будут подключены к ВСТО:

- Нефтепровод Заполярное-Пурпе;
- Нефтепровод Куюмба-Тайшет;

Нефтепровод Заполярное – Пурпе долгое время являлся «камнем преткновения» между Транснефтью и Роснефтью. Конфликт трубопроводной монополии и крупнейшей нефтяной компании обострился после приобретения последней ТНК-ВР с группой ее месторождений в данном регионе (Сузунское, Тагульское, Русское и ряд других). Суть конфликта заключалась в планах Роснефти подключить ряд своих месторождений к уже существующему нефтепроводу Ванкор-Пурпе, что поставило бы под вопрос необходимость строительства трубопровода Транснефти, так как разработка месторождения а Ямале, особенно в условиях падения цен на нефть и санкций затянется на неопределенный срок. В данную ситуацию пришлось вмешаться государству, которое ввело льготное налогообложение для месторождений Ямала. Кроме этого, было выпущено постановление, которое подтвердило схему «качай или плати» для нефтепровода Заполярное-Пурпе. Таким образом, нефтяные компании оплачивают услуги по транспортировке нефти вне зависимости от объемов фактической прокачки. А в случае отказа от данной схемы они могут лишиться налоговых льгот по НДС

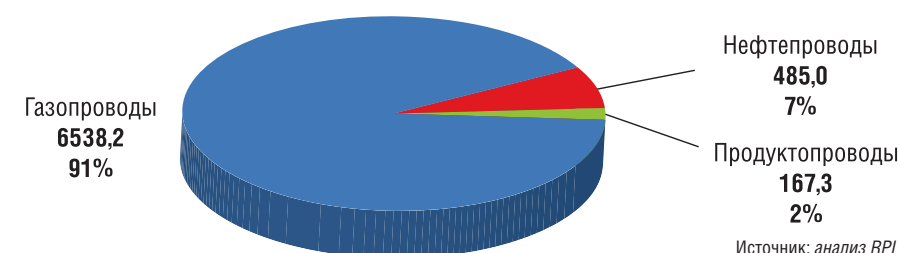
для месторождений Ямала. В связи с этим, по мнению аналитиков RPI, нефтепровод Заполярное-Пурпе будет введен в эксплуатацию не позднее 2016 года, но будет работать с большой недогрузкой, так большая часть месторождений еще не выйдет на плановый уровень добычи. Кроме этого, несмотря на налоговые льготы запуск месторождений на Ямале, например группы Мессояхских месторождений может отставать от графика по причине финансовых и технологических трудностей ВИНК, которые во многом обусловлены западными санкциями.

Нефтепровод Куюмба – Тайшет позволит подключить Юрубчено-Тохомское месторождение Роснефти и Куюмбинское месторождение, совместно разрабатываемое Роснефтью и Газпром нефтью к ВСТО. Ввод его в строй запланирован в 2017 году и скорее всего этот план не претерпит серьезных отклонений, так как Транснефть получила гарантии на объемы нефти достаточные для заполнения этого нефтепровода.

Планы по строительству МГП до 2025 г.

По данным исследования «Рынок материалов и оборудования для строительства магистральных и немагистральных трубопроводов в России», в течение 2014–2025 годов 91% инвестиций в объекты магистрального трубопроводного транспорта углеводородов будет, вероятно, направлен в

Доли магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в общем объеме инвестиций в строительство объектов магистрального трубопроводного транспорта углеводородов в России в период 2014–2025 годов, млрд рублей, %



строительство магистральных газопроводов. Это обусловлено высоким интересом России по обеспечению трубопроводных поставок больших объемов газа в Китай, экспортом СПГ и диверсификацией поставок газа в Европу.

Практически все инвестиции в нефтепроводы и нефтепродуктопроводы будут сделаны в течение 2015-2017 годов. В этот период времени могут быть построены:

- Нефтепровод Заполярное-Пурпе;
- Нефтепровод Куюмба-Тайшет;
- Нефтепродуктопровод «Юг»;
- Нефтепродуктопровод «Север» (проект расширения);
- Нефтепродуктопровод Уренгой-Пурпе.
- Расширение нефтепровода КТК

Наибольший объем суммарных инвестиций, скорее всего, придется на 2015-2017 годы, когда

практически параллельно по времени будет финансироваться строительство:

- Нефтепровода Заполярное-Пурпе;
- Нефтепровода Куюмба-Тайшет;
- Нефтепродуктопровода «Юг»;
- Нефтепродуктопровода «Север» (проект расширения);
- Нефтепродуктопровода Уренгой-Пурпе;
- Газопровода «Южный коридор»;
- Газопровода «Южный поток»;
- Газопровода «Сила Сибири»;
- Газопровода «Алтай»;
- Газопровода Ухта-Торжок;
- Газопровода ЕСГ-расширение для «Северного потока».

Объем рынка труб для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

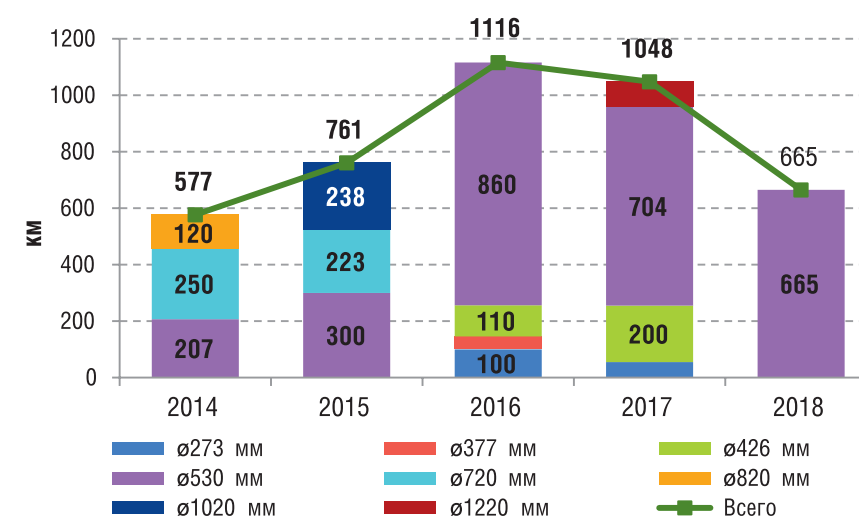
Как показали исследования, наибольшая потребность в трубах для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов может наблюдаться в 2015- 2017 годах.

В 2015 году она, вероятно, в основном будет обусловлена закупками труб для:

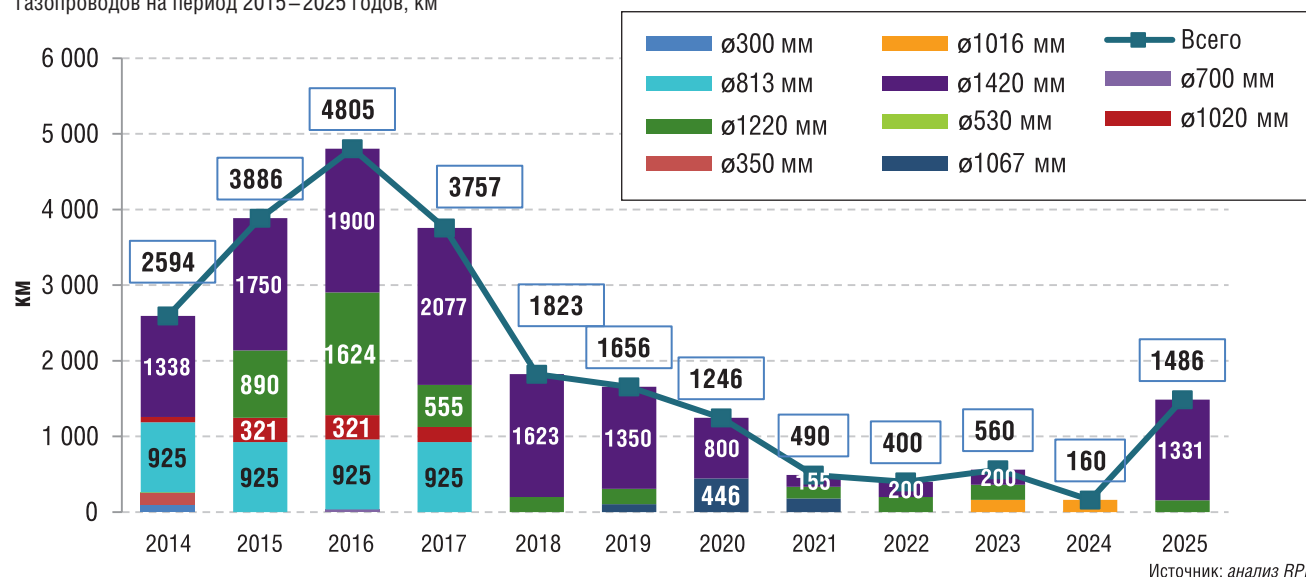
- нефтепровода Заполярное-Пурпе;
- нефтепровода Куюмба-Тайшет;
- нефтепродуктопровода Уренгой-Пурпе.

Проектов строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, требующих закупку труб, после 2017 года в настоящее время не имеется. Это объясняется тем, что годовой объем добычи нефти и конденсата на материке в целом по России будет в этот период времени расти незначительно, и уже построенная нефтетранспортная система сможет полностью удовлетворить добывающие компании в средствах трубопроводного транспорта.

Прогноз потребности российского рынка в трубах для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на период 2015–2018 годов, км



Прогноз потребности российского рынка в трубах для строительства магистральных газопроводов на период 2015–2025 годов, км



После постройки нефтепродуктопровода «Юг» и расширения нефтепродуктопровода «Север» система магистральных нефтепродуктопроводов страны также полностью окажется соответствующей потребностям России в транспорте нефтепродуктов как внутри страны, так и на экспортном направлении. Поэтому планов прокладки нефтепродуктопроводов после 2017 года в настоящее время также не имеется.

Объем рынка труб для магистральных газопроводов

Анализ, проведенный в ходе исследования показал, что максимальная потребность в трубах для магистральных газопроводов, вероятно, будет зафиксирована в 2017 году. Она будет вызвана

закупками труб для прокладки газопроводов:

- «Южный поток» (подводная часть);
- «Сила Сибири».

После прокладки упомянутых газопроводов, а также газопроводов Бованенково-Ухта (вторая и третья нитки) и «Алтай» в 2022–2024 годах будет наблюдаться спад потребности в трубах. Нового подъема потребности в трубах можно ожидать только в 2025 году, когда начнется закупка труб для прокладки газопроводов Ухта-Чебоксары, Мурманск-Волхов и Бованенково-Ухта (четвертая нитка).

Наиболее востребованными в период 2014–2025 годов, вероятно, будут трубы диаметрами 1420 мм, 1220 мм и 813 мм. Суммарная потребность в них в этот период времени может достичь

соответственно 11500–12000 км, 3000–3500 км и 3500–4000 км.

Трубы диаметром 1420 мм будут использоваться при прокладке трубопроводов: Бованенково-Ухта (вторая, третья и четвертая нитки), расширении ЕСГ для «Северного потока», «Южный коридор», «Сила Сибири», «Алтай», Ухта-Торжок, Ухта-Чебоксары, Мурманск-Волхов.

Трубы диаметром 1220 мм будут использоваться при строительстве газопровода Бованенково-Ухта (вторая, третья и четвертая нитки) и расширении ЕСГ для «Северного потока».

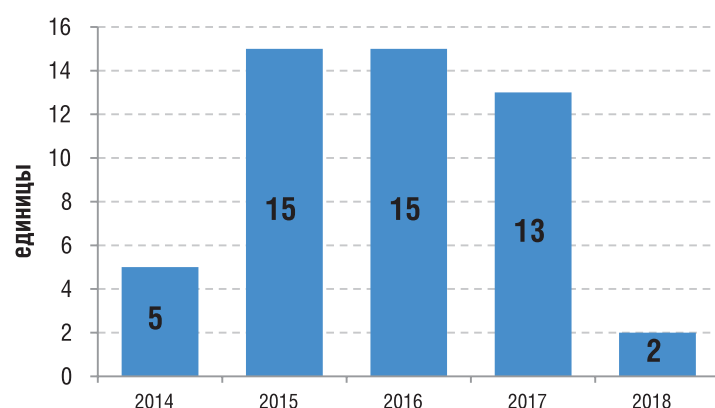
Трубы диаметров 813 мм будут применены при прокладке подводной части газопровода «Южный поток».

Объем рынка насосных перекачивающих станций и установок подготовки нефти для МГП

Пик потребности в новых НПС, перекачивающих станциях и насосах для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в период 2014–2025 годов, возможно, придется на 2015–2017 годы. После этого, в период 2019–2025 годов потребность может упасть практически до нуля из-за отсутствия новых проектов в области магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов. ●

KEY WORDS: transportation, transportation equipment, main pipelines, pipes.

Прогноз потребности российского рынка в НПС и перекачивающих станциях для новых магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на период 2015–2018 годов, единицы



ufi
Approved
Event



12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2015

12TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 15–18 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



Генеральный спонсор



Официальные спонсоры



СЕКРЕТАРИАТ

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
РЕСТЭК®

Тел.: (812) 320 9660, 303 8863

E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru

www.rao-offshore.ru



«СЕВЕРНЫЙ ПОТОК»: БЕНЧМАРК ТРУБОПРОВОДНОЙ ИНДУСТРИИ

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ 1224 КМ ЧЕРЕЗ БАЛТИЙСКОЕ МОРЕ, СОСТОЯЩИЙ ИЗ ДВУХ НИТОК ДИАМЕТРОМ 48 ДЮЙМОВ – «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК», СТАЛ КРУПНЕЙШИМ МОРСКИМ ГАЗОПРОВОДОМ В МИРЕ. КАК ШЛА ПОДГОТОВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА?

"NORD STREAM", THE MAJOR 1,224 KM-LONG GAS PIPELINE ACROSS THE BALTIC SEA CONSISTING OF TWO 48-INCH DIAMETER LINES, HAS BECOME THE LARGEST OFFSHORE GAS PIPELINE IN THE WORLD. HOW WAS THE PREPARATION AND IMPLEMENTATION OF THE PROJECT IMPLEMENTED?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Северный поток, магистральный газопровод, трубоукладчик.



**Сердюков
Сергей Гаврилович,**
технический директор
Nord Stream AG,
К.т.н.

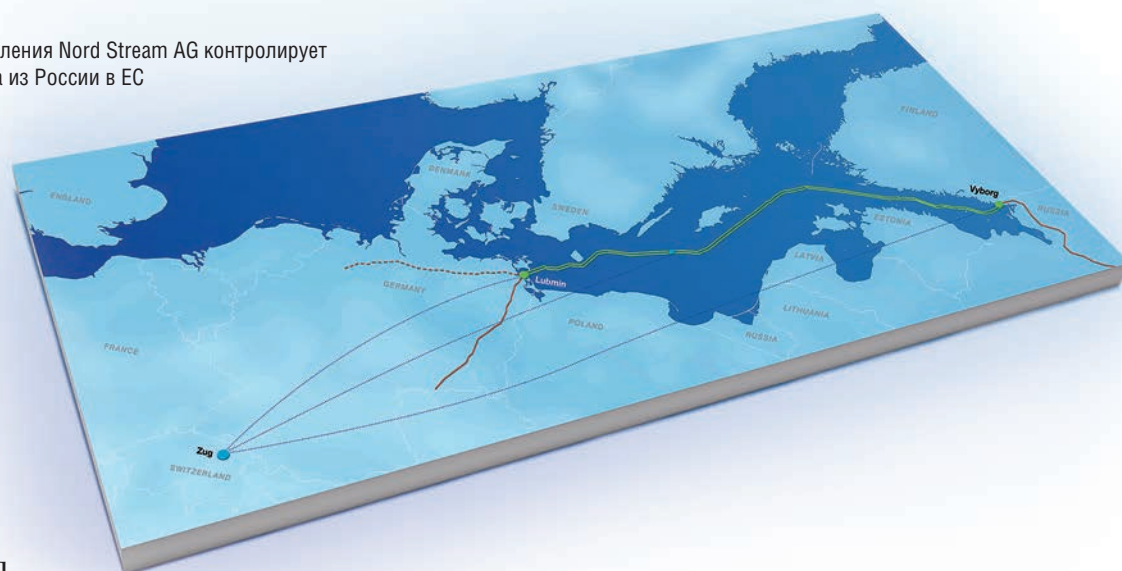
О проекте «Северный поток»

«Северный поток» – магистральный газопровод через Балтийское море, который может ежегодно поставлять до 55 млрд м³ газа в Европу на протяжении минимум 50 лет. Газопровод протяженностью 1224 км берет свое начало в бухте Портовая вблизи Выборга и тянется до Любмина, Германия. Для строительства одной нитки газопровода потребовалось примерно 100 000 труб весом 24 т каждая. Тщательно разработанный маршрут газопровода через Балтийское море был согласован с государственными органами пяти государств, через воды которых он проходит. Строительство первой нитки газопровода «Северный поток» началось в апреле 2010 года, обе нитки были введены в строй в октябре 2012 года по графику и в рамках бюджета.

Проект был реализован силами четырех стран: России, Германии, Голландии и Франции. ОАО «Газпром» владеет 51% капитала. Германские компании BASF SE/ Wintershall Holding GmbH и E.ON SE имеют равные доли по 15,5%. Доли голландской газовой инфраструктурной компании N.V. Nederlandse Gasunie и французской энергетической компании GDF SUEZ S.A. составляют по 9%. Головной офис и центр управления газопроводом находятся в Цуге, Швейцария. Для планирования, строительства и эксплуатации морского газопровода через Балтийское море был создан международный консорциум – компания Nord Stream AG.

Природный газ играет важную роль в структуре энергетики Европейского Союза, при этом добыча газа в ЕС снижается. В 2012 году в ЕС было импортировано

РИС. 1. Центр управления Nord Stream AG контролирует транспортировку газа из России в ЕС



УДК 621.644

304 млрд м³ газа. Соединяя крупнейшие в мире газовые месторождения России напрямую с европейской газопроводной сетью, «Северный поток» обеспечивает надежный и эффективный маршрут, по которому можно поставлять более 11% совокупной потребности Евросоюза в природном газе (478 млрд м³ в 2012 году). «Северный поток» на протяжении десятилетий будет играть значительную роль в обеспечении энергетической безопасности Европы, особенно в контексте прогнозируемого роста потребности ЕС в газе до 149 млрд м³ к 2040 году. (Источник: Международное энергетическое агентство, World Energy Outlook, 2014 год).

В 2006 году решением Европейской комиссии, Европейского парламента и Европейского Совета Nord Stream объявлен проектом, «отвечающим интересам всей Европы». Проекту Nord Stream присвоен статус трансевропейской сети (Trans-European Energy Networks – TEN-E). Это означает, что он является одним из приоритетных европейских проектов в области энергетической инфраструктуры.

Проектирование и строительство

На стадии проектирования газопровода компания Nord Stream провела самые масштабные исследования в истории Балтийского моря, консультации с правительствами, государственными органами и экспертами во всех странах Балтийского региона, с целью обеспечения безопасности жителей и экологии во время строительства и эксплуатации газопровода. Экологический мониторинг на сегодняшний день подтверждает, что воздействие газопровода на экологию находится в соответствии со значениями, полученными при оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС). В ряде случаев воздействие было намного ниже, чем предполагалось.

Перед началом инженерных работ вдоль всего маршрута газопровода были проведены подробные исследования окружающей среды Балтийского моря, а также морского дна с целью обнаружения возможных препятствий. В ходе этих работ с помощью гидролокатора бокового обзора было получено детальное

изображение морфологии морского дна и объектов, находящихся на нем. Затем инженеры определили оптимальный маршрут, а также приняли решение о том, в каких местах надо произвести подготовку морского дна перед укладкой трубы, для того чтобы, например, избежать ее провисания. Кроме того, было определено, в каких местах газопровод будет заглубляться в траншею для обеспечения устойчивого положения на дне, а также каким образом обойти препятствия или сложные районы. Этап планирования маршрута и проведения экологических исследований занял несколько больше времени, чем планировалось. Так, в соответствии с пожеланиями Дании и Финляндии была проведена дополнительная корректировка маршрута в районе острова Борнхольм в датских водах, в исключительной экономической зоне Финляндии. Каждый новый вариант маршрута потребовал дополнительных исследований дна, детального технического проектирования и экологической оценки.

Технический дизайн газопровода разработала Saipem Energy Services S.p.A. (Италия). Поставки труб для первой линии осуществляли немецкая Europipe (75%) и российская ОМК (25%). Для второй линии газопровода трубы произвели Europipe (65%), ОМК (25%) и японская Sumito (10%). Для оказания услуг по логистике и нанесению утяжеляющего бетонного покрытия компания Nord Stream подписала контракт с французской EUPEC. Подрядчиком по трубоукладке стала компания итальянская компания Saipem. Строительство российского берегового участка протяженностью 1,5 км и береговых сооружений (установка камер приема и запуска диагностических очистных устройств, запорной арматуры) произвела российская компания «Стройгазконсалтинг». Nord Stream также привлекала российские компании для проведения морских исследований, испытаний сварных стыков и проектирования газопровода.

Подготовка труб

Стальные трубы с внутренним эпоксидным покрытием для снижения трения и наружным полиэтиленовым покрытием для предотвращения коррозии были не

готовы к укладке на дно. Требовался еще один этап. Для придания трубам устойчивости на дне моря и для их защиты требовалось утяжеляющее бетонное покрытие. Для доставки труб на оба завода по нанесению утяжеляющего покрытия использовались экологичные виды транспорта – суда и железная дорога. Покрытие толщиной от 60 до 110 мм в зависимости от участка газопровода удваивало среднюю массу труб с 12 до 24 т. Чтобы соответствовать плану поставок и экологическим требованиям, было решено построить два новых завода по нанесению покрытия. Чтобы уложиться в жесткие сроки, французская компания EUPEC Pipecoatings, обеспечивающая логистику и нанесение бетонного покрытия, начала строить завод в г. Мукран (Германия) уже весной 2008 г. Строительство завода в финском городе Котка было намечено на следующую зиму. Мукран и Котка, где были обетонированы 60% и 40% труб соответственно, удачно расположены в крайних точках коридора трассы. В обоих городах имелись железнодорожные станции и порт для доставки сырья, а также площадки, достаточные для хранения сырья и труб до и после нанесения бетонного покрытия.

Укладка газопровода

В проекте использовалось 148 судов. В любой момент во время строительства работало как минимум 12 из них. Вокруг трубоукладочных судов была установлена запретная зона до 3 км. Труба на дно моря укладывалась при помощи трех основных трубоукладочных судов, каждое из которых имеет свою специфику. В первую очередь это судно Solitaire компании Allseas – самое большое трубоукладочное судно в мире: его длина со стингером составляет 367 м, а ширина – 41 м. При помощи этого судна труба укладывалась в Финском заливе. Система динамического позиционирования позволяет судну Solitaire точно осуществлять маневрирование и работать без якорей. Второе судно – Castoro Sei компании Saipem, его длина со стингером составляет 193 м, а ширина – 70,5 м. Во время укладки трубы позиционирование данного судна осуществляется с помощью системы из 12 якорей и движителей. При помощи данного судна выполнялось около 70% работ по укладке газопровода.

Концепция логистики проекта Nord Stream

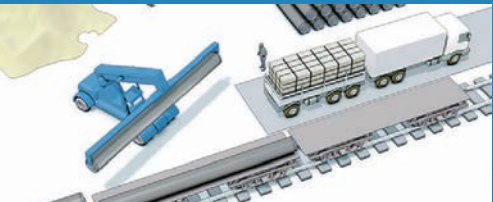
> Строительство газопровода «Северный поток» – масштабный инфраструктурный проект, для обеспечения которого требуется своевременная поставка необходимых материалов. Специально для Nord Stream разработана подробная концепция логистики, учитывающая экологические аспекты проекта

Комплексная концепция логистики проекта Nord Stream была разработана в 2006 году, за четыре года до начала строительства газопровода «Северный поток». Столь тщательное и заблаговременное планирование позволило обеспечить доступ к необходимым логистическим узлам на побережье Балтийского моря, подготовить инфраструктуру, определить поставщиков труб и материалов,

подрядчиков по логистике и строительству. Для сокращения объема перевозок выбраны пять портов на расстоянии менее 100 морских миль (185 км) от маршрута газопровода, что позволило минимизировать воздействие на окружающую среду. Порты Мукран (Германия), Слите и Карлскрона (Швеция), Котка и Ханко (Финляндия) являются отправными точками, откуда 200 тысяч труб будут доставлены к месту строительства.

1

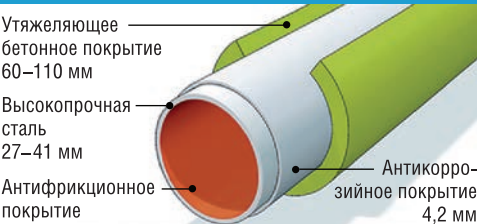
Поставка труб и материалов



Трубы доставляются в Мукран и Котку по морю и по железной дороге. Для производства утяжеляющего покрытия осуществляются поставки цемента, магнитного железняка и песка.

2

Нанесение утяжеляющего бетонного покрытия



Утяжеляющее бетонное покрытие 60–110 мм
Высокопрочная сталь 27–41 мм
Антифрикционное покрытие
Антикоррозийное покрытие 4,2 мм

На трубы длиной 12,2 м наносится утяжеляющее бетонное покрытие, увеличивающее их вес до 20–30 тонн. Такой вес обеспечивает устойчивость газопровода на морском дне.

3

Поставка труб на складские терминалы



После нанесения на трубы утяжеляющего бетонного покрытия они доставляются на складские терминалы.

4

Временное хранение



Обетонированные трубы хранятся на пяти складских терминалах, которые стратегически расположены вдоль всего маршрута газопровода.

5

Доставка труб на трубоукладочные суда



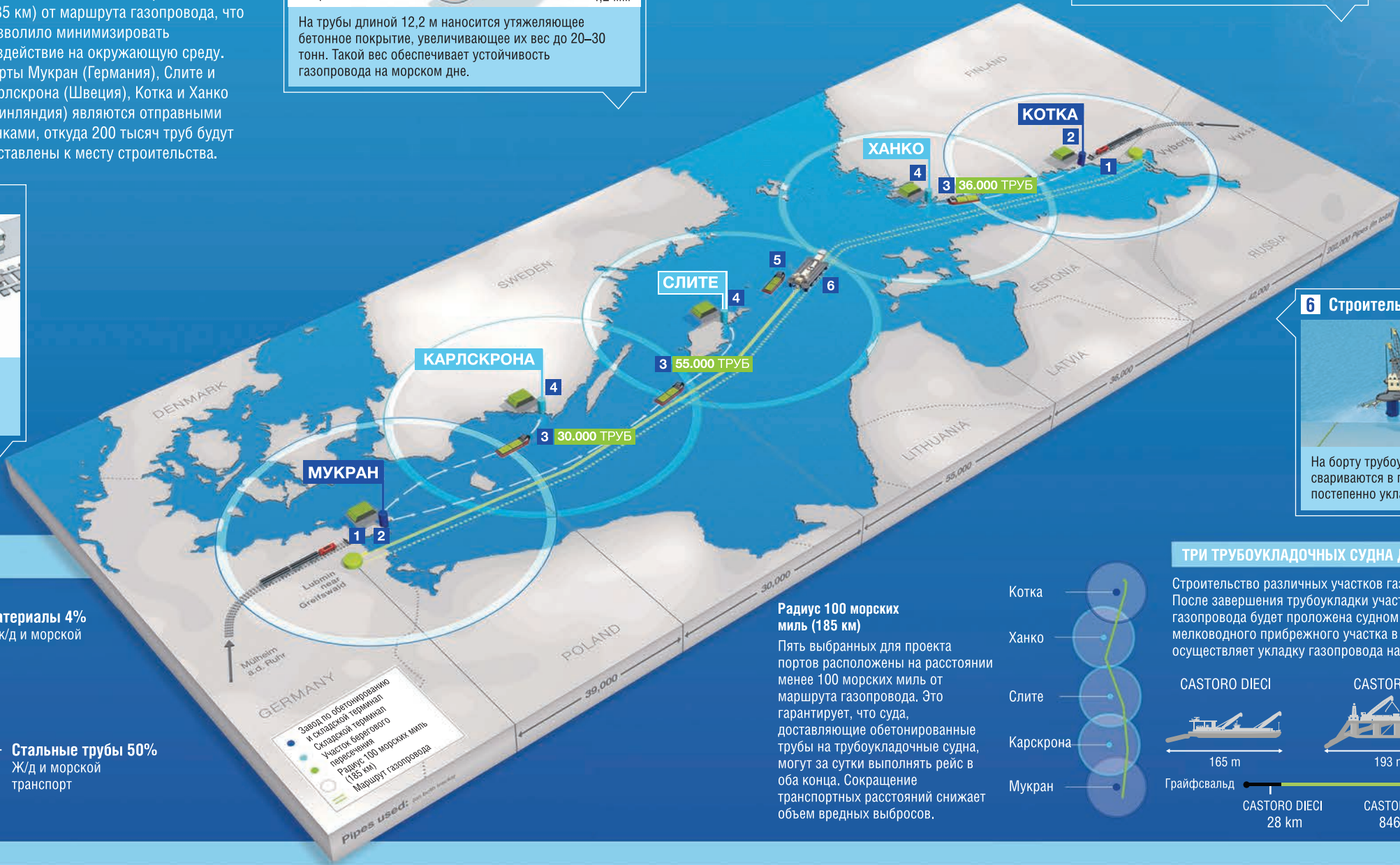
Для обеспечения круглосуточного графика строительства доставка труб на трубоукладочные суда осуществляется непрерывно.

6

Строительство газопровода



На борту трубоукладочного судна трубы свариваются в плетъ газопровода, которая постепенно укладывается на морское дно.



ТРАНСПОРТИРОВКА С МИНИМАЛЬНЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

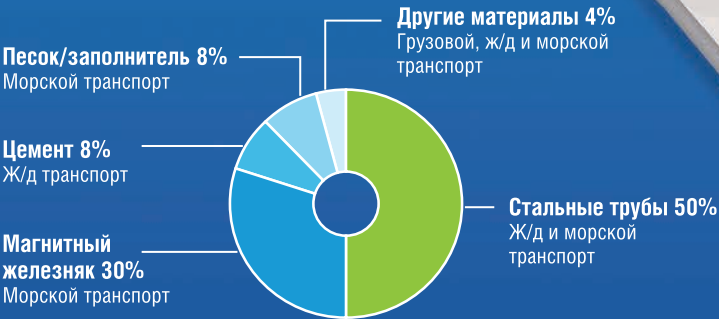
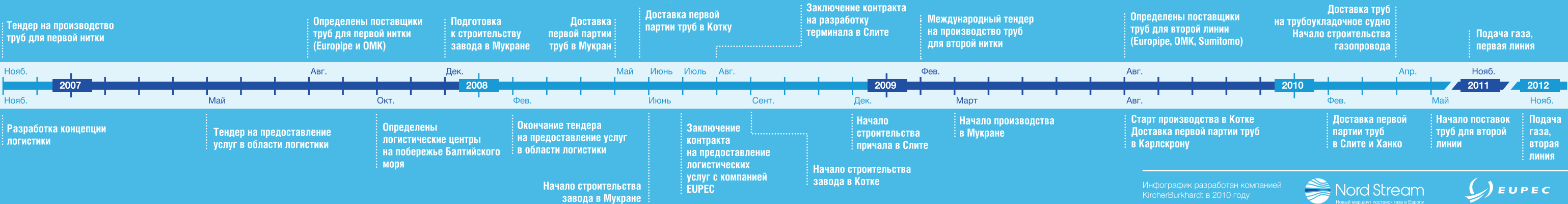
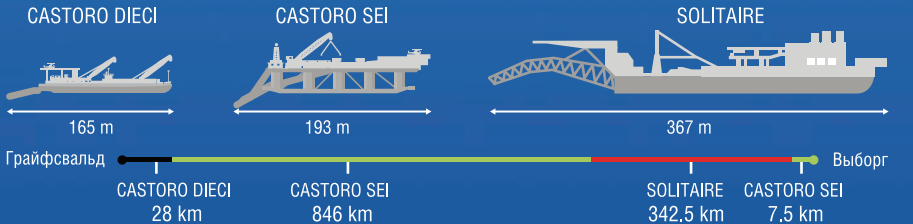


ГРАФИК ЛОГИСТИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ



ТРИ ТРУБОУКЛАДОЧНЫХ СУДНА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДА

Строительство различных участков газопровода осуществляется тремя трубоукладочными судами. После завершения трубоукладки участки будут соединены между собой под водой. Большая часть газопровода будет проложена судном Castoro Sei. Судно Castoro Dieci работает над строительством мелководного прибрежного участка в Германии, а крупнейшее в мире трубоукладочное судно Solitaire осуществляет укладку газопровода на дно Финского залива в водах России и Финляндии.



И третье судно – Castoro Dieci. Его длина со стингером 165 м, ширина – 37 м. Это плоскодонное трубоукладочное судно с низкой осадкой. Уложить трубу на мелководье у побережья Германии было посильно только ему. Длина отрезка трубопровода, уложенного Castoro Dieci, составила всего 28 км. По сути, процесс укладки трубопровода у судов Solitare и Castoro Dieci одинаков.

Как только обетонированные трубы поступали на борт трубоукладочного судна, фактически начинался процесс строительства газопровода. Трубы размещались на площадках трубоукладочных судов, где проводилась их инспекция с целью обнаружения возможных повреждений, возникших при транспортировке. Торцы каждой 12-метровой трубы (весом 25 тонн каждая) обрабатывались для обеспечения требуемой геометрии кромок, после чего труба направлялась на вспомогательную монтажную линию, где производилось сварка двухтрубных плетей длиной 24 метра. Здесь осуществлялась проверка качества сварного соединения этой двухтрубной плети с помощью системы автоматической ультразвуковой дефектоскопии для выявления и оценки возможных дефектов. Затем плетя перемещалась на основную монтажную линию. В ходе подготовки к сварке с ниткой газопровода производилась очистка внутренней поверхности плети, предварительный нагрев торца трубы, который будет привариваться к нитке, а также

выравнивание плети с ниткой газопровода, уже находящейся на основной монтажной линии. Далее двухтрубная плетя приваривалась к укладываемой нитке с помощью системы полуавтоматической сварки. Затем качество сварного соединения проверялось методом автоматической ультразвуковой дефектоскопии.

После проверки качества сварки монтажный стык полностью закрывался термоусадочной манжетой для защиты от коррозии. Под термическим воздействием манжета сжимается, создавая водонепроницаемую изоляцию монтажного стыка. Вокруг сварного шва устанавливалась и закреплялась стальная форма, в которую заливался полиуретан для заполнения кольцевого зазора и обеспечения механической защиты термоусадочной манжеты.

Такой способ укладки называется «S метод». То есть труба принимает S-образную форму, и при натяжении мы увеличиваем радиус изгиба. Если натяжение ослабить, то труба ломается. Минимальный допустимый радиус изгиба при работе судов Solitare и Castoro Dieci составляет 2 км. Castoro Dieci в свою очередь укладывает трубу без приготовленных двухтрубных секций, т.е. труба сразу соединяется с торцом нитки газопровода. Самая глубокая точка укладки трубы на трассе – 212 м. Длина одной трубы – 12 м. В одной нитке газопровода 101 000 труб.

Периодически с помощью подводных аппаратов с дистанционным управлением

(ROV) производился мониторинг положения газопровода. Полученные данные передавались непосредственно на трубоукладочное судно. Проведение такого рода мониторинга особенно важно в местах пересечения кабельных линий или вблизи затонувших кораблей. Как только трубоукладка была завершена, проводилась съемка с помощью ROV, чтобы задокументировать точное положение газопровода. Эти исследования также могли выявить любые повреждения газопровода и определить расстояние между газопроводом и другими объектами, расположенными на дне. Они также позволяли получить подтверждение, что параметры свободных пролетов не превышали допустимых значений.

После завершения строительных работ три секции газопровода (KP 0-300; KP 300-675; KP 675-1224) были заполнены водой и подвергнуты гидравлическим испытаниям.

Эти испытания осуществлялись по отдельности из-за разницы в толщине стенок труб, которая зависит от давления газа внутри газопровода – от 220 бар на входе газа в России (бухта Портовая – KP 0) до 100 бар на приемном терминале в Грайфсвальде (KP 1224). Во время испытаний секции газопровода по меньшей мере в течение 24 часов были подвергнуты воздействию давления, превышающего рабочее значение. Это было необходимо для проверки механической прочности и целостности газопровода, то есть оно подтвердило, что газопровод может выдерживать рабочее давление без потерь.

После окончания гидравлических испытаний секции газопровода были соединены между собой под водой на отметках KP 300 и 675, то есть в тех точках, где толщина стенок труб снижается. Для выполнения гипербарической сварки на дне в месте соединения двух труб будет установлена сварочная камера. Сваривание двух секций нитки газопровода внутри сварочной камеры включает демонтаж оголовков, подготовку торцов, сварку и неразрушающий контроль. После выполнения этих операций камеру убирали, а правильность позиции газопровода была подтверждена в процессе обследования. После того как,

РИС. 3. Береговые сооружения в бухте Портовая



все секции газопровода были соединены между собой, вода из газопровода была удалена, и газопровод был заполнен азотом.

Эксплуатация газопровода

Компания Nord Stream управляет четырьмя объектами газотранспортной системы:

- Береговые сооружения в бухте Портовая рядом с Выборгом (Россия), которые соединены с магистральным газопроводом «Грязовец – Выборг» и являются частью российской газотранспортной сети.
- Береговые сооружения в Любмине (Германия), где морской газопровод соединяется с европейской сетью через газопроводы OPAL и NEL;
- Центр управления, расположенный в головном офисе компании Nord Stream в швейцарском городе Цуг, откуда осуществляется контроль и управление газопроводом;
- Резервный центр управления для обеспечения дополнительной безопасности во время эксплуатации.

Береговые сооружения охватывают участок газопровода между береговой линией и соединительными газопроводами: в России до компрессорной станции «Портовая» и в Германии до приемного терминала в Грайфсвальде. Оборудование, необходимое для эксплуатации газопровода, располагается на береговых участках и включает

системы аварийного отключения и запорной арматуры для отделения морской части газопровода от сухопутной, и множество датчиков для контроля важнейших параметров, таких как давление, температура, качество и поток газа. Для обеспечения контроля целостности газопровода каждые несколько лет запускаются интеллектуальные поршни для очистки и диагностики газопровода. Для запуска и извлечения поршней были установлены камеры запуска в России и камеры приема в Германии.

Контроль и управление эксплуатацией газотранспортной системы «Северный поток» осуществляется из центра управления, который находится в головном офисе Nord Stream в Цуге. Операторы в центре управления

контролируют и координируют процесс эксплуатации газотранспортной системы. Они поддерживают постоянную связь, как с оператором ООО «Газпром Трансгаз Санкт-Петербург», так и с оператором приемного терминала в Грайфсвальде. Операторы отслеживают передвижение газа по газопроводу, чтобы убедиться, что система функционирует в штатном режиме. Центр управления соединен с датчиками и запорной арматурой через выделенные кабельные и спутниковые линии связи, что позволяет операторам отслеживать все параметры движения газа в удаленном режиме, а также при необходимости управлять запорной арматурой газопровода. Центр управления оборудован большой видео-панелью, а также рабочими местами для операторов и инженеров. Газопровод находится под контролем круглосуточно и без выходных. Для обеспечения дополнительной безопасности центр дистанционного управления, оснащенный независимой системой связи, дублируется.

В обеспечении безопасного управления транспортировкой газа диспетчерам помогает целый ряд «умных» систем контроля. Совокупность таких систем контроля, устройств управления и мер безопасности составляет «Pipeline Control and Communication System» (PCCS). Эта система установлена в Центре управления в Цуге.

Технический персонал имеет доступ ко всем данным с датчиков, установленных по обе

РИС. 2. Подводная сварка секций газопровода «Северный поток»

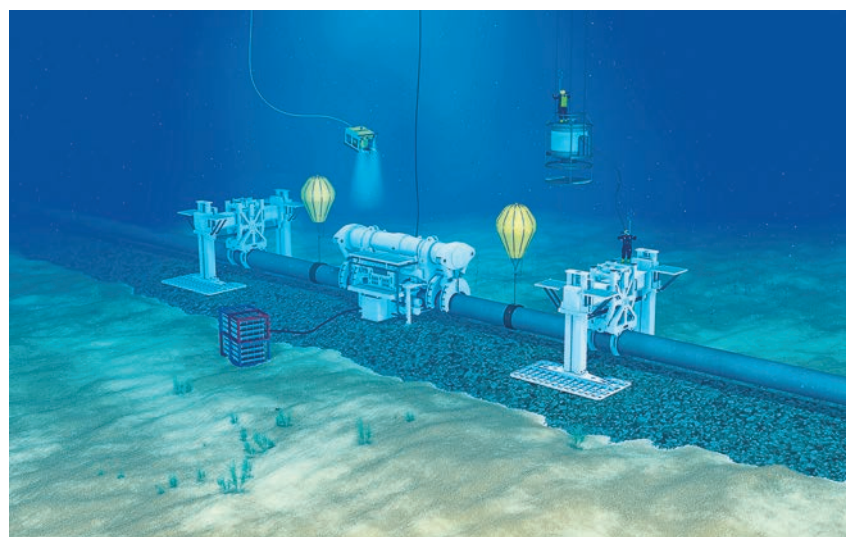
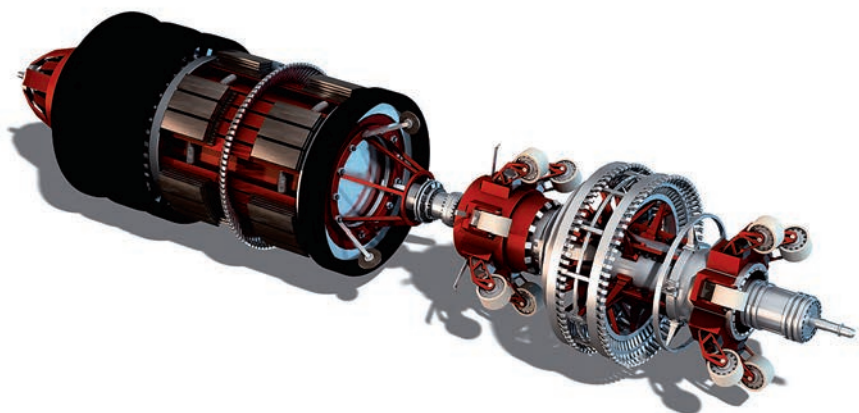


РИС. 4. Центр управления в г. Цуг



РИС. 5. Интеллектуальный поршень для очистки и диагностики газопровода



стороны системы, и из этих точек может осуществляться удаленное управление запорной арматурой, следить за осуществлением технического обслуживания и внутренней инспекции газопровода с помощью поршней. Кроме того, кранами аварийного закрытия управляют надежные автоматические механизмы. Оборудование газопровода и административные сооружения защищены системой пожаротушения.

Прежде чем газ поступает в газопровод «Северный поток», его качество проверяется газовыми хроматографами, установленными на компрессорной станции «Портовая», а также на береговом участке Nord Stream в России, где проводится анализ его состава. Помимо этого, проверяются давление, скорость потока и температура, а также выполняется контроль того, чтобы точки росы по углеводороду и воде не превышали установленных значений с целью исключения образования гидрата и/или конденсата. Компания Nord Stream в любое время имеет право отказать в приеме газа в точке входа, если газ не соответствует спецификациям.

Техническое обслуживание газопроводной системы

Для обеспечения надежности, доступности и безопасности газотранспортной системы разработан комплекс мер по ее техническому обслуживанию, указанный в концепции целостности газопровода «Северный поток». Система задействует все ключевые компоненты: нитки газопровода, оборудование для контроля и

мониторинга на береговых участках, а также оборудование центра управления в Цуге и резервного центра управления.

На береговых участках регулярно проводятся техническое обслуживание, инспекции, проверка и ремонт систем безопасности газопровода, связи, энергоснабжения, пожаро- и газообнаружения, а также запорных и отсечных кранов.

Основные работы по техническому обслуживанию морской части газопровода связаны с мониторингом его текущего состояния относительно исходного и включают внешнюю и внутреннюю инспекцию. Внешняя инспекция осуществляется исследовательскими судами с использованием дистанционно управляемых подводных аппаратов (ROV) для визуальной и инструментальной проверки состояния газопровода. Базовые инспекции каждой из ниток были выполнены в 2012 и 2013 гг. соответственно.

Внутренняя инспекция с помощью диагностических устройств позволяет, прежде всего, обнаруживать изменения толщины стенки газопровода, а также наличие вмятин на нем, если таковые появляются. Интеллектуальные поршни запускаются из камеры запуска на береговом участке в России и перемещаются вместе с потоком газа, а затем извлекаются из камеры приема поршней на береговом участке в Германии.

Внутренняя инспекция, выполненная в 2013 г. сразу после ввода газопровода в эксплуатацию, дала исходные данные о состоянии

газопровода, подтвердив отсутствие существенных дефектов. Эти данные представляют базовую информацию о состоянии газопровода на начальном этапе эксплуатации. Проведение регулярной внутритрубной диагностики запланировано каждые 7–10 лет с целью подтверждения отсутствия механических и коррозионных повреждений, а также определения географических координат для проверки смещения трубопровода относительно положения после укладки.

По плану проведение ремонтных работ на газопроводе «Северный поток» не потребует на протяжении всего минимального срока эксплуатации 50 лет благодаря использованию высококачественных материалов и его надежной конструкции. Тем не менее, на случай маловероятной деформации или повреждения газопровода под действием внешних факторов разработан план ремонта газопровода, являющийся частью корпоративной политики управления активами.

Ремонтные работы потребуют тщательной технической проработки и планирования с использованием специального оборудования и запасных частей, а также мобилизации соответствующей техники и судов. Вероятнее всего, на время крупного ремонта подача газа будет существенно сокращена или приостановлена.

Для обеспечения постоянной готовности к проведению ремонта Nord Stream заключил договор на ремонтное обслуживание с компанией Saipem. При возникновении необходимости в ремонтных работах такой договор обеспечит выполнение всех технических, логистических, морских инспекционных и строительных работ, необходимых для восстановления эксплуатации газопровода в кратчайшие сроки, что будет способствовать обеспечению уже изначально высокого уровня безопасности и надежности. Nord Stream также является членом пула системы ремонта трубопроводов компании Statoil и имеет доступ к его ремонтному оборудованию, в том числе к оборудованию для гипербарической сварки на дне моря. ●

KEY WORDS: *Nord Stream, pipeline, pipe-laying ship.*

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

Экспортная пошлина на нефть будет увеличена до рекордных размеров

Экспортная пошлина на нефть с 1 июня 2005 г. составит около 136 долл за тонну. Учитывая конъюнктуру цен на нефть в марте-апреле, экспортная пошлина составит около 136 долл за барр. Экспортная пошлина на нефть с 1 апреля установлена в размере 102,6 долл за тонну. Действующая ставка экспортной пошлины в размере 81,4 долл за тонну распространяется на бензол, толуол, ксилолы, смазочные и прочие масла; отработанные нефтепродукты, пропан, бутаны, этилен, пропилен, бутилен и бутadiен, прочие сжиженные газы; легкие дистилляты и продукты, средние дистилляты, газойли, а также на продукты, полученные в результате синтеза или других процессов.



Комментарий Neftegaz.RU

Пошлина на экспорт нефти из России с 1 мая 2015 г. может снизиться на 14,3 долл – до 116,5 долл/тонна. В рамках нефтяного налогового маневра в течение 3 лет поэтапно сократятся вывозные таможенные пошлины на нефть – в 1,7 раза, на нефтепродукты – в 1,7–5 раз. Одновременно увеличится ставка НДС на нефть в 1,7 раза и на газовый конденсат – в 6,5 раз. Также выравниваются ставки акцизов на топливо 4-го и 5-го классов. По бензину это произойдет с 2016 г., по дизтопливу – уже с 2015 г.

Месторождения в Северных морях – приоритет правительства РФ

Развитие нефтегазовых месторождений на континентальных шельфах в Северных морях станет одним из главных приоритетов правительства РФ на период до 2020 г. Согласно стратегии, государство до 2020 г. вложит в геологоразведку континентальных шельфов в Баренцевом, Карском море и на Сахалине 35 млрд руб., при этом Минприроды ожидает привлечение 70–110 млрд долл инвестиций, в том числе и иностранных. Минприроды полагает, что в результате реализации



стратегии будет разведано запасов нефти в объеме 13 млрд тонн и 20 трлн. м³ газа. В Северных морях при всей их низкой инвестиционной привлекательности является необходимостью для России.

Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет добыча на континенте становится также дорогой, крупные месторождения уже не открываются, а основные средства по развитию приходится вкладывать в методы увеличения нефтеотдачи. Освоение шельфовых месторождений является одним из приоритетных направлений развития нефтедобычи. Но, не смотря на большой потенциал этих месторождений, большинство экспертов полагают, что идти сегодня за нефтью в Арктику пока рано. А главное – дорого. Поэтому до сих пор задача присутствия там российских компаний, что называется, застолбить территорию. ●



ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Надежное сердце вашей установки

- Диапазон мощности 80...210 кВт
- Топливо – природный газ, биогаз, СУГ, попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.

info@tedomengines.com, +420 483 363 642
www.tedomengines.com

ВЫХОД В ПОДНЕБЕСНУЮ

ЕЩЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ НАЗАД КНР СТАЛ КРУПНЕЙШИМ ПОТРЕБИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ В МИРЕ, ОБОГНАВ США. СЕГОДНЯ ОН ОСТРО НУЖДАЕТСЯ В ГАРАНТИРОВАННЫХ ПОСТАВКАХ ГАЗА ПО ПРИЕМЛЕМОЙ ЦЕНЕ. КАЗАЛОСЬ БЫ КИТАЮ САМ БОГ ВЕЛЕЛ НЕ СПЕШИТЬ С ПОДПИСАНИЕМ И ВЫЖДАТЬ ЛУЧШИХ УСЛОВИЙ, ПОСКОЛЬКУ ОТНОШЕНИЯ РОССИИ С ЗАПАДОМ ПЕРЕЖИВАЮТ ОСТРЕЙШИЙ КРИЗИС СО ВРЕМЕН ОКОНЧАНИЯ ХОЛОДНОЙ ВОЙНЫ. ПОЧЕМУ ГОД НАЗАД КИТАЙ ВСЕ ЖЕ ПОДПИСАЛ 30-ЛЕТНИЙ КОНТРАКТ С РОССИЕЙ ПО ТАК НАЗЫВАЕМОМУ ВОСТОЧНОМУ МАРШРУТУ?

SEVERAL YEARS AGO CHINA BECAME THE LARGEST ENERGY CONSUMER IN THE WORLD, OVERTAKING THE USA. TODAY IT IS IN DIRE NEED OF GUARANTEED GAS SUPPLIES AT A REASONABLE PRICE. IT WOULD SEEM THE CHINESE GOD ORDERED NOT TO HURRY WITH THE SIGNING AND WAIT FOR BETTER CONDITIONS, BECAUSE RUSSIA'S RELATIONS WITH THE WEST EXPERIENCING THE MOST ACUTE CRISIS SINCE THE END OF THE COLD WAR. WHY A YEAR AGO CHINA SIGNED A 30-YEAR CONTRACT WITH RUSSIA ON THE SO-CALLED EASTERN ROUTE?

Ключевые слова: газ, Сила Сибири, Восточный маршрут, энергоресурсы, СПГ.



Алексей Игоревич Гривач,
заместитель директора
Фонд национальной
энергетической
безопасности

Будущее газовое партнерство с Китаем зарождается на фоне геополитических проблем между Россией и Европой. Но это, действительно лишь фон, который, безусловно влияет, но не определяет суть процесса.

Россия и Китай в хорошем смысле этого слова обречены на сотрудничество в газовой сфере. Причем на масштабное и стратегическое взаимодействие. Рано или поздно это бы произошло, что следует из географии, экономики, логики развития энергетики обеих стран. Вопрос лишь в деталях, в которых, как известно, кроется еще кое-кто. Поэтому и времени на их шлифовку уходит много.

С момента начала официальных переговоров между «Газпромом» и CNPC до момента подписания первого полноценного долгосрочного контракта прошло

10 лет, а до момента первых поставок пройдет еще около 5 лет. Но газовые проекты настолько серьезны и фундаментальны, что суеты не терпят совсем. И даже в условиях повышенной политической целесообразности – новое китайское направление, так или иначе противопоставляется европейскому, где позиции российского газа подвергаются нешуточному политическому и регуляторному давлению – пока удастся достигнуть достаточно сбалансированных и взаимовыгодных соглашений. Хотя опасения по поводу того, что Китай воспользуется политическим моментом для получения исключительных условий газовых поставок, высказывались довольно часто.

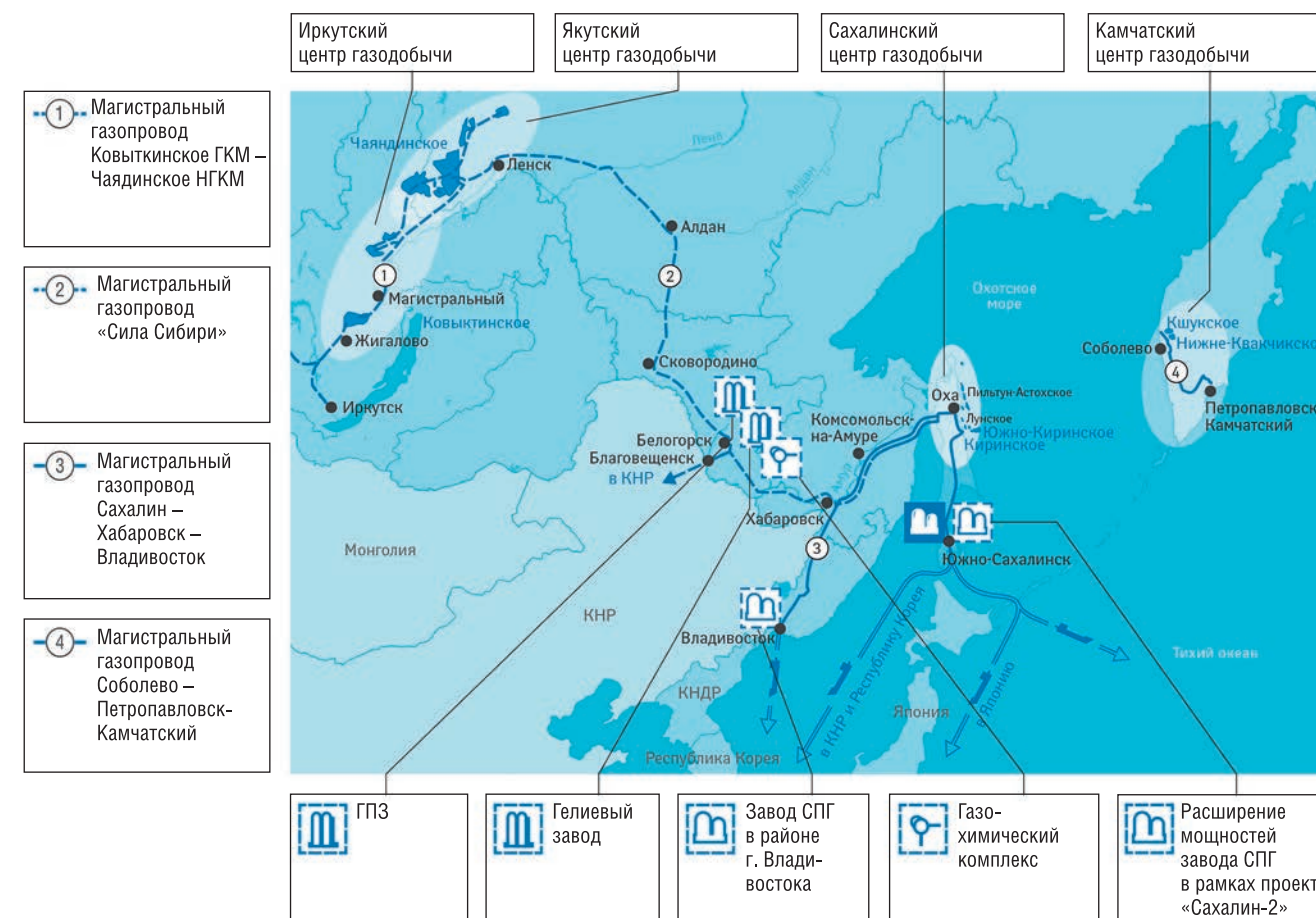
Ключевой вопрос, почему год назад Китай все же подписал 30-летний контракт с Россией по так называемому Восточному маршруту?

Напомню, что документ предусматривает, что с «Газпром» поставит за срок действия договора более 1 трлн кубометров. Поставки начнутся в 2018–2020 годах. В течение 5 лет объемы выйдут на проектный уровень 38 млрд кубометров в год. Цена определяется по формуле, привязанной к стоимости нефтепродуктов. Базовая цена, по оценкам ФНЭБ, рассчитанная при стоимости нефти 100 долларов за баррель, составляет около 390 долларов за тыс кубометров, что примерно соответствовало средней цене экспорта



УДК 338.12

Маршрут газопровода «Сила Сибири»



российского газа в Европу в период высоких цен на нефть. Ресурсной базой для поставок станут Чаяндинское месторождение в Якутии, а затем гигантское Ковыктинское месторождение в Иркутской области. А для транспортировки газа будет проложен газопровод «Сила Сибири» протяженностью свыше 3000 тыс км. Точка сдачи – в районе города Благовещенска в Амурской области. Стоимость инвестиций на российской территории была оценена в 2 трлн рублей (около 55 млрд долларов по курсу на момент подписания соглашения). При этом стоимость самого контракта глава «Газпрома» оценивал в 400 млрд долларов.

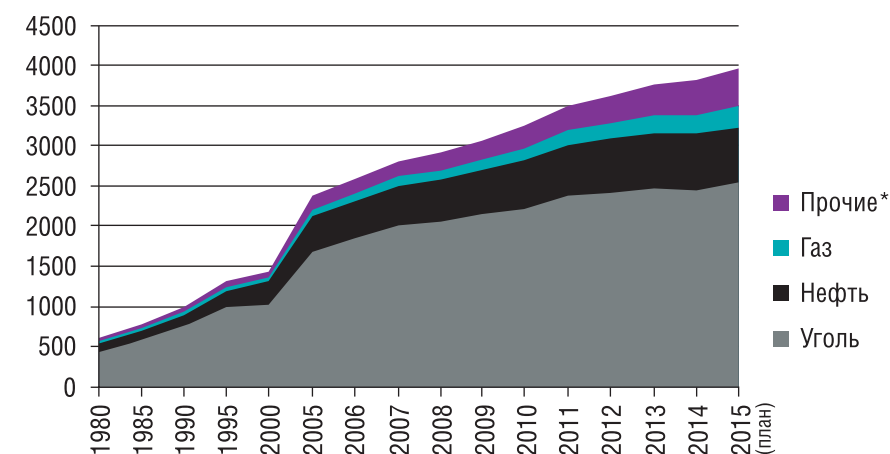
Казалось бы, Китаю сам Бог велел не спешить с подписанием и выждать лучших условий, поскольку отношения с Западом переживают острейший кризис со времен окончания холодной войны. Но дело в том, что Китай остро нуждается в гарантированных поставках газа по приемлемой цене, особенно на северо-востоке

страны. Дальнейшее промедление привело бы к консервации существующих в энергобалансе Китая проблем.

Еще несколько лет назад КНР стал крупнейшим потребителем энергии в мире, обогнав США. По размерам ВВП китайцы тоже дышат мировому лидеру в затылок, но имеют архаичную не соответствующую экономическим

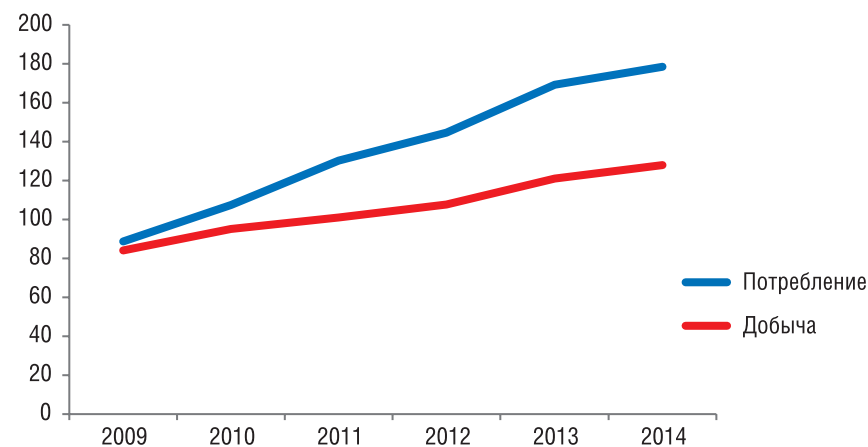
и социальным амбициям структуру энергобаланса. Практически весь рост потребления обеспечивался за счет роста использования угля. Только в последние годы потребление других видов энергии растет быстрее угля, доля которого в энергобалансе превышает 62%. Напомню, что у развитых стран доля угля в балансах не превышает 20%. И Китай, похоже, вынужден

Потребление первичных энергоресурсов в КНР, млн т угольного эквивалента



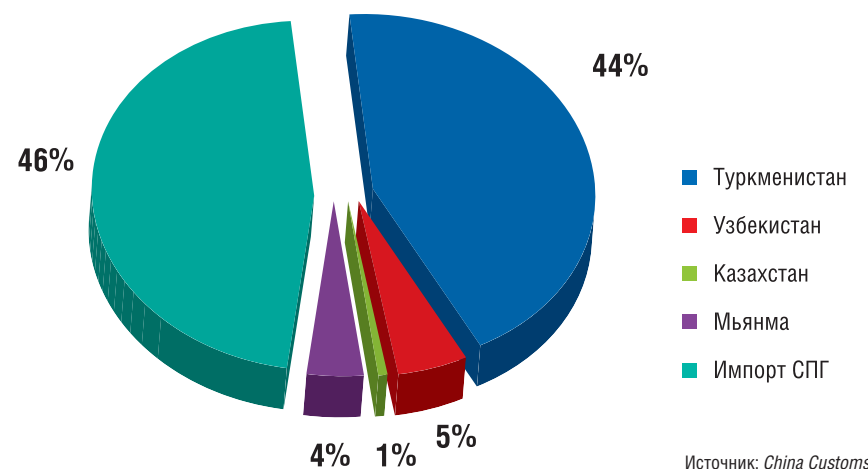
Источник: China Statistics, ФНЭБ

Динамика потребления и собственной добычи газа в Китае, млрд кубометров



Источник: Petrochina, NDRC, Platts, расчеты ФНЭБ

Структура импорта газа в Китай в 2014 году, %



Источник: China Customs

встать на путь ограничения потребления угля и его замещения другими видами топлива. И газ это единственное ископаемое топливо, которым можно замещать грязный уголь и при этом поддерживать рост спроса на энергию со стороны экономики. В 2014-м впервые в истории потребление угля в КНР не выросло к уровню предыдущего года. Но для этого Пекину требуется диверсифицированный портфель импорта газа, поскольку собственные ресурсы не способны обеспечивать рост спроса.

Китай стал импортером газа в 2006 году, начав закупать СПГ. К 2014 году доля импортного газа достигла одной трети потребления. Крупнейшим поставщиком является Туркменистан (свыше 25 млрд кубометров) или 44% импорта. Поставки СПГ обеспечивают 46%. Небольшие объемы импортируются из Узбекистана, Казахстана и Мьянмы. К 2020 году КНР

законтрактовал 85 млрд кубометров в Центральной Азии. Так или иначе портфель не выглядит сбалансированным. Появление российского газа сделает его гораздо более безопасным и устойчивым.



При этом Восточный маршрут, по которому контракт уже подписан, связан не столько с диверсификацией, сколько с поставками в северо-восточные провинции Китая, где иные источники поставок на сегодняшний день практически отсутствуют. Речь идет о провинциях Хейлунцзян, Ляонин и Гирин, где только в городах проживает более 110 млн человек, а потребляется всего 3–4 млрд кубометров газа в год. Конечно, поставки по «Силе Сибири» не будут ограничены только этими провинциями. Газопровод будет доведена до Пекина, а затем соединена с магистральными газопроводами, которые снабжают самые густонаселенные и промышленно развитые районы восточного и юго-восточного побережья КНР.

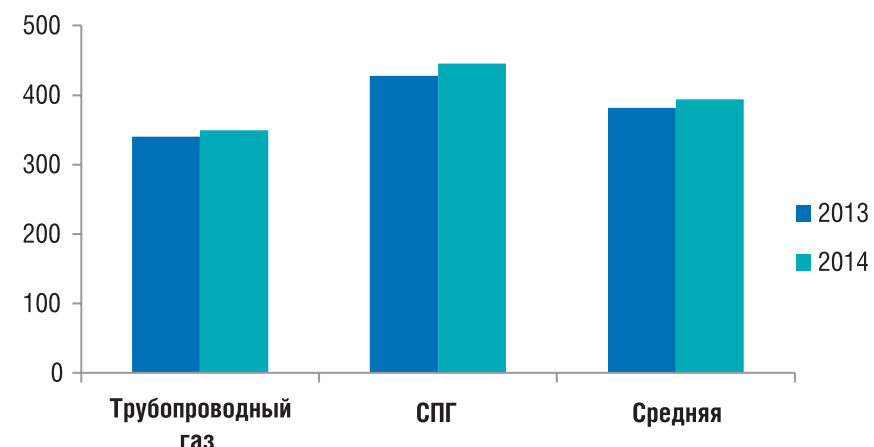
Но меморандум о сотрудничестве в газовой сфере между «Газпромом» и китайской CNPC еще в 2006 году предполагал переговоры по двум перспективным направлениям поставок – восточному и западному. Западным маршрутом, который получил название «Алтай», предполагает поставки газа на северо-запад Китая с действующих месторождений «Газпрома» в Западной Сибири. Базовый объем поставок – 30 млрд кубометров, стандартный газопровод.

Сразу после подписания в мае 2014 года первого контракта с CNPC глава «Газпрома» заявил, что стороны приступают к интенсивным переговорам по проекту «Алтай». За минувший год стороны существенно

продвинулись на пути к подписанию еще одного договора. Перед визитом в Москву лидера КНР Си Цзиньпина на празднование 70-летия победы ходили слухи, что контракт может быть подписан уже сейчас, но в итоге стороны ограничились подписанием основных условий поставок, которые описывают все базовые параметры будущих поставок за исключением ценовых.

Для России «Алтай» – возможность продать газ, который в настоящее время не законтрактован европейцами. Учитывая неопределенность на европейском газовом рынке, связанную с противоречивой политикой Еврокомиссии поиск альтернативного рынка сбыта становится не просто перспективной, но насущной задачей. А учитывая более короткое транспортное плечо до границы КНР (2600 км по сравнению, например, с 4000 км от Западной Сибири до границы Германии через

Цена на импортный газ на входе в Китай, долларов за тыс кубометров



Источник: China Customs, расчеты ФНЭБ

«Северный поток»), проект может быть вполне привлекательным с коммерческой точки зрения.

Конечно, получение газа на северо-западе не такая жизненно важная цель, как на северо-востоке. Там находятся основные объекты собственной добычи, сюда приходит газа из

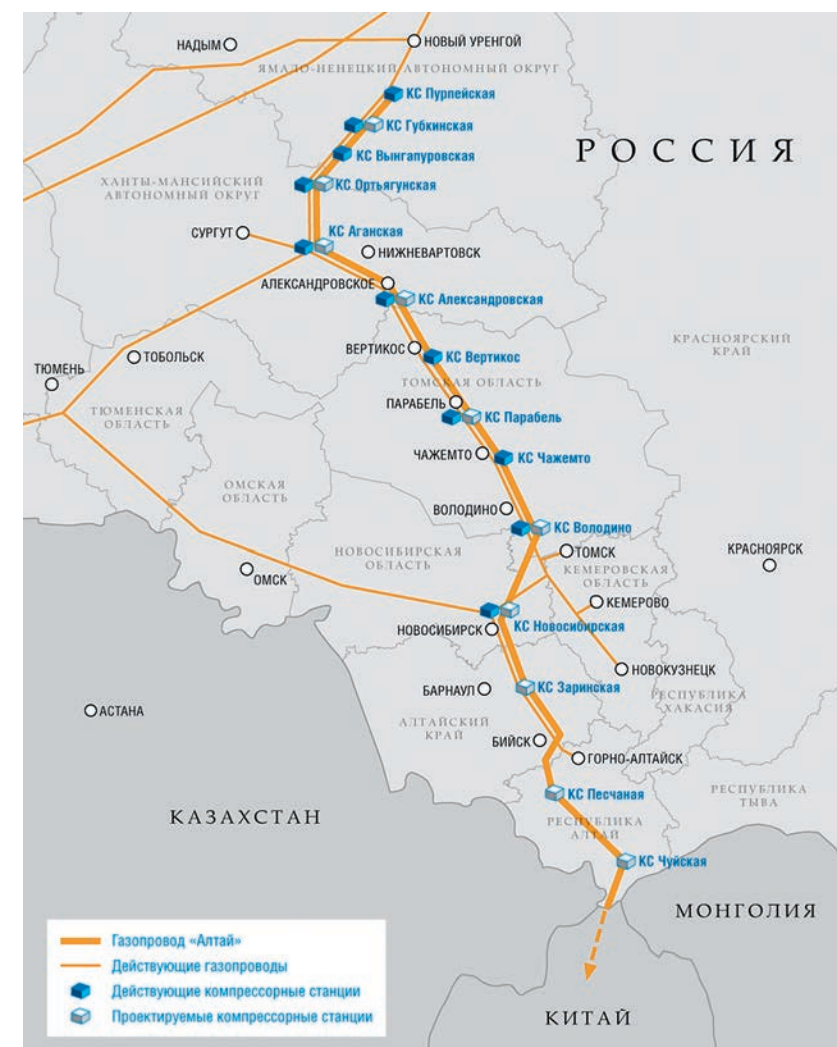
Средней Азии, которая к 2020 году будет поставлять 20–25% всего китайского потребления. Но диверсификация импорта позволит Пекину более уверенно чувствовать с точки зрения безопасности газоснабжения. А главное – активнее развивать потребление газа, которое сейчас ограничено именно доступностью и надежностью ресурсов.

Цена в этом контексте важна. Но уже не является непреодолимым препятствием, как это было несколько лет назад, когда цены на газ на внутреннем рынке Китая в разы отличались от стоимости импорта. В 2014 году средняя цена импорта газа в Китай составила 400 долларов за тыс кубометров. А средняя цена экспорта в Европу для «Газпрома» сложилась на уровне 340 долларов за тыс кубометров. Даже чуть дешевле стоимости поставок трубопроводного газа, основу которого формировал импорт из Туркменистана.

А по итогам нескольких раундов реформирования системы внутренних цен на газ, промышленные покупатели в среднем будут платить около 415 долларов за тыс кубометров, а индексация цен будет производиться с учетом колебания оптовых цен на нефтепродукты, прежде всего, дизельное топливо. С учетом падения импортных цен на газ, привязанных к нефти, цены в Китае станут привлекательными для импортеров, а значит у них будет стимул активнее вкладывать средства в развитие спроса и расширение самого рынка.

KEY WORDS: gas, Power of Siberia, the Eastern route, energy, LNG.

Проект «Алтай»



МНОГОФАЗНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА

В ОБЛАСТИ ТРАДИЦИОННОЙ (СКВАЖНОЙ) ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ НЕ СУЩЕСТВУЕТ УНИВЕРСАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ). ВОЗМОЖНА ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОМЫСЛА ПРИ КОТОРОЙ, ПОПУТНЫЙ ГАЗ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРОМЫСЛА ЗАКАЧИВАЕТСЯ В ПЛАСТ ИЛИ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ В КОМПАКТНЫХ, МОБИЛЬНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВКАХ С ГТУ ИЛИ ГАЗО-ПОРШНЕВЫМ ПРИВОДОМ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИНТЕРЕСАХ ПРОМЫСЛА, ПРИ ЭТОМ ТЯЖЕЛЫЕ ФРАКЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОЗМОЖНО ЗАКАЧИВАТЬ В НЕФТЕПРОВОД. НА РЯДЕ ПРОМЫСЛОВ БУДУТ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫ К ПРИМЕНЕНИЮ МОБИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ СИНТЕЗА ГАЗА И ПОЛУЧЕНИЯ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ, НА ДРУГИХ НАЙДУТ ПРИМЕНЕНИЕ УСТАНОВКИ ОЖИЖЕНИЯ ПНГ И ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКИ ДАЛЬШЕ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ

IN THE FIELD OF TRADITIONAL (INTERSTITIAL) OIL PRODUCTION IN RUSSIA THERE IS NO UNIVERSAL SOLUTION TO THE PROBLEM OF UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS (APG). IT IS POSSIBLE TO ORGANIZE THE FIELD IN WHICH PASSING GAS THROUGHOUT THE LIFE CYCLE IS INJECTED INTO THE RESERVOIR OR IS USED IN A COMPACT, MOBILE POWER PLANTS WITH GAS TURBINES OR GAS-PISTON DRIVE FOR POWER GENERATION IN THE INTERESTS OF THE FIELD, WHILE THE HEAVY FRACTION OF HYDROCARBONS MAY BE PUMPED INTO THE PIPELINE. SOME FIELDS WILL BE APPROPRIATE TO THE USE OF A MOBILE UNIT OF GAS SYNTHESIS AND THE PRODUCTION OF MOTOR FUELS, OTHER WILL FIND THE USE OF THE LIQUEFACTION OF ASSOCIATED GAS AND ITS TRANSPORTATION ON GAS PROCESSING PLANTS

Ключевые слова: транспортировка, попутный нефтяной газ, подготовка нефти, модульная установка.

Валухов Сергей Георгиевич,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой
НГООиТ ВГТУ

Веселов Валерий Николаевич,
главный конструктор по
энергетическим системам,
Роскосмос,
ОАО «Турбонасос»

По мнению авторов, при наличии существенных объемов ПНГ, основная схема его использования – это совместная с нефтью транспортировка ПНГ по единому трубопроводу до пунктов его первичной переработки, а затем раздельная транспортировка: для нефти – нефтепровод, для газа – газопровод, а для ШФЛУ – трубопровод [1,2,3,4].

В общем случае, оборудование добычи и первичной подготовки нефти ближайшего будущего можно свести к следующим модулям полной заводской готовности (с учетом конкретных условий состав оборудования может быть уточнен):

- Модуль многофазной насосной станции с блоком подготовки топливного газа для энергетического модуля;
- модуль управления многофазной станцией;
- модуль коммерческого учета нефти;
- энергетический модуль обеспечения оборудования промысла электроэнергией и теплом, работающий на ПНГ;
- модуль закачки газа (метана) в пласт (при необходимости);

- модуль закачки в пласт возвратной воды.

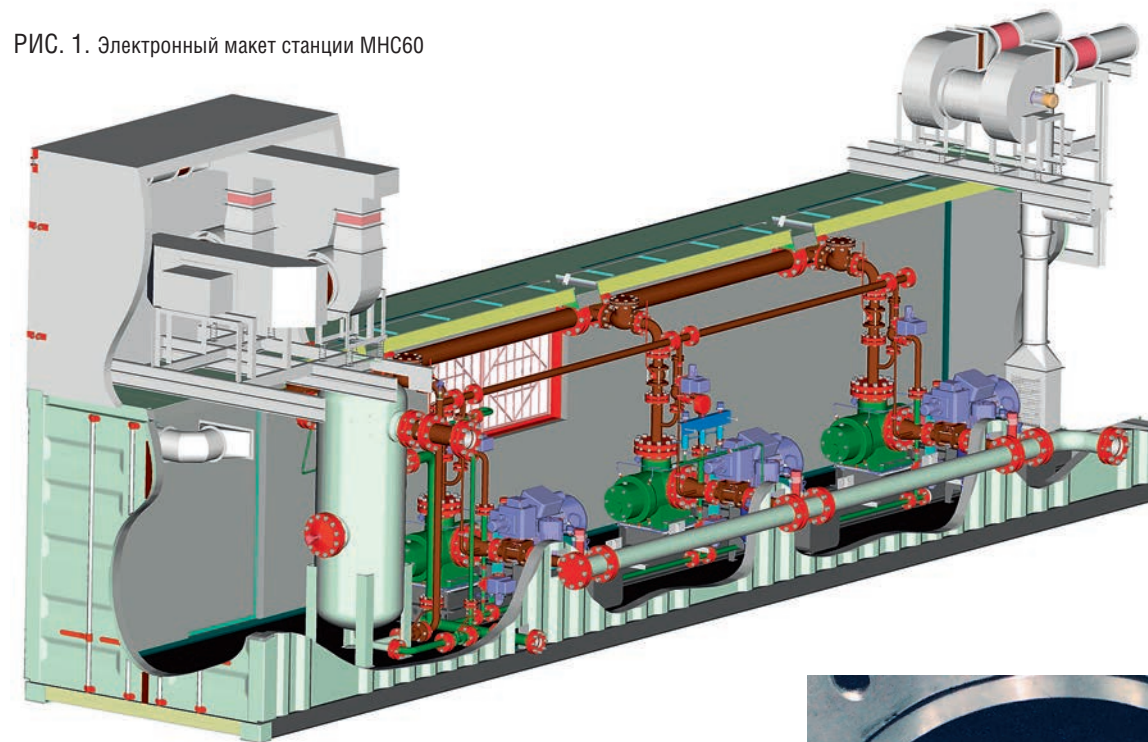
Предложенная концепция модульных установок позволяет провести обустройство промысла в сжатые сроки на основе модулей полной заводской готовности. Внедрение всего комплекса многофазной технологии или его основной части позволит:

- полностью исключить факелы на месторождении;
- добытую продукцию без потерь транспортировать к месту ее переработки;
- обеспечить месторождение энергией и теплом без привлечения внешних источников, на основе энергетических модулей и использования в качестве топлива ПНГ.

Практика монтажа и запуска модулей полной заводской готовности многофазных станций ОАО «Турбонасос» в ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Роснефть» показала, что эти работы при соответствующей организации, – от начала проектирования до запуска объекта – можно выполнить за 7–8 месяцев. На рис. 1 приведен 3D макет многофазной насосной станции

УДК 665.652

РИС. 1. Электронный макет станции МНС60

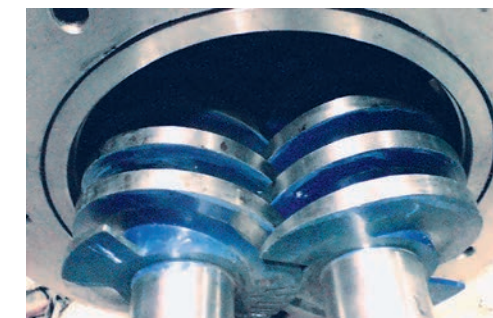


МНС60 производительностью до 180 м³/час по параметрам на приеме. Станция разработана по техническому заданию ОАО «ЛУКОЙЛ». На сегодня ее наработка составляет почти 100 000 часов, станция находится в эксплуатации с января 2002 года. Все основное оборудование станции отечественное, включая и многофазный насос МВН130, разработанный и изготовленный в ОАО «Турбонасос» (г. Воронеж).

Наработка насосов до капремонта составляет 15 000 маш/часов. Станция имеет высокую степень надежности и безопасности. В основе этих качеств лежат конструкторские и технологические решения в таких вопросах как:

- внедрение патентованной автоматической системы зажигания гидравлического контура насоса, что обеспечивает работу станции на газовой пробке в течение 4 часов непрерывно;
- внедрение системы двойных торцевых уплотнений, обеспечивающей внешнюю герметичность насосов даже в случае полного внезапного обесточивания станции при условии нарастания давления на приеме насосов до 20 атм в течение суток;
- разработка и изготовление сложных сопряженных пространственных винтовых поверхностей, обеспечивающих

РИС. 2. Винтовая пара насоса МВН130



зазоры на уровне 150–200 мкм и высокие гидравлические характеристики (Рис. 2) [5].

Ряд высоких эксплуатационных характеристик станции был достигнут совместными усилиями разработчиков и эксплуатирующим персоналом ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ», это, прежде всего:

- доводка до заданного ресурса двойных торцевых уплотнений;
- отработка алгоритмов регулирования режимов работы, включая работу системы зажигания;
- модернизация системы частотного управления насосами.

Второе поколение отечественных многофазных станций создавалось с 2010 по 2015 г. ОАО «Турбонасос» разработало базовый проект и приступило к изготовлению станций нового поколения. Головной станцией является МНС240 ВД, разработанная по техническому заданию ОАО «Роснефть». Она состоит из насосного модуля производительностью 240 м³/час

с дифференциальным напором более 40 атм. Комплектуя насосные модули (полной заводской готовности) по мере нарастания добычи разрабатываемого месторождения, можно достигать суммарной производительности 1000 м³/час и более. Как показала конструкторская проработка, создание модулей полной заводской готовности производительностью более 400–500 м³/час не целесообразно по причине стесненности внутреннего пространства модуля и неудобства эксплуатации.

Для модулей большой производительности (более 400–500 м³/час) принята концепция их монтажа на месте эксплуатации из конструктивных элементов максимальной заводской готовности на сборном рамном основании. Такая технология позволяет в сжатые сроки провести сборку модуля станции на объекте Заказчика.

Многофазная насосная станция МНС240ВД относится к группе перекачивающего оборудования

Основные технические характеристики станций МНС240 и МНС-60

Наименование параметра	МНС 240	МНС 60
Объемная производительность одного насоса, м³/ч	240	60
Кол-во электронасосных агрегатов в станции, шт.	1	3
Давление на входе, МПа	0,4–1,0	0,4–1,0
Давление на выходе, МПа	2,5–4,7	2,1–2,7
Дифференциальный перепад давления, МПа, не более	3,7	1,7
Максимальное объемное содержание газа на входе в станцию, %	100	100
Время работы станции при 100%-ом газосодержании на входе, мин При комплектации АВО	60 неограниченно	240
Рабочая среда	многофазная смесь нефти, воды и ПНГ	
Мощность электропривода, кВт	315	60
Максимальная потребляемая мощность насосом, кВт	282	45
Установочная мощность остальных электрических систем станции, кВт	100	60

и работает в автоматическом режиме. Станция предназначена для перекачивания многофазных сред, содержащих нефть, газ, воду и твердые включения.

Станция состоит из модуля насосного, модуля управления, блока фильтров и блока зажижения. Для обеспечения функционирования станции в ней предусмотрены системы: автоматического управления и контроля, зажижения газа, вентиляции, обогрева, пожаротушения, газоанализа и освещения.

Оборудование станции располагается в двух модулях – насосном и управления. Станция комплектуется блоками фильтров и зажижения газа. Связь между модулями осуществляется межблочными соединениями.

Установка модулей и блоков станции производится на подготовленные фундаменты.

В насосном модуле расположен электронасосный агрегат (ЭНА), состоящий из многофазного винтового насоса и электродвигателя, смонтированных на общей раме и соединенных муфтой (Рис. 3).

На подводящем трубопроводе установлен блок фильтров (Рис. 4) для очистки многофазной среды, поступающей на вход в станцию. С целью обеспечения возможности очистки фильтров без остановки насосной станции на блоке фильтров предусмотрена параллельная установка двух фильтров.

Степень загрязненности фильтра определяется разностью давлений между входом и выходом фильтра.

Для обеспечения возможности перекачки «газовых пробок» большого объема предусмотрена патентованная система зажижения газа.

Модульная установка пожаротушения порошкового типа во взрывозащищенном исполнении приводится в действие от установленных на потолке бокса тепловых датчиков при повышении температуры в помещении до 72°С. При пожаре выключается вентиляция и останавливается станция.

Модуль управления состоит из бокса с расположенным внутри него оборудованием системы автоматического управления и контроля (САУК), системами жизнеобеспечения, средствами пожаротушения.

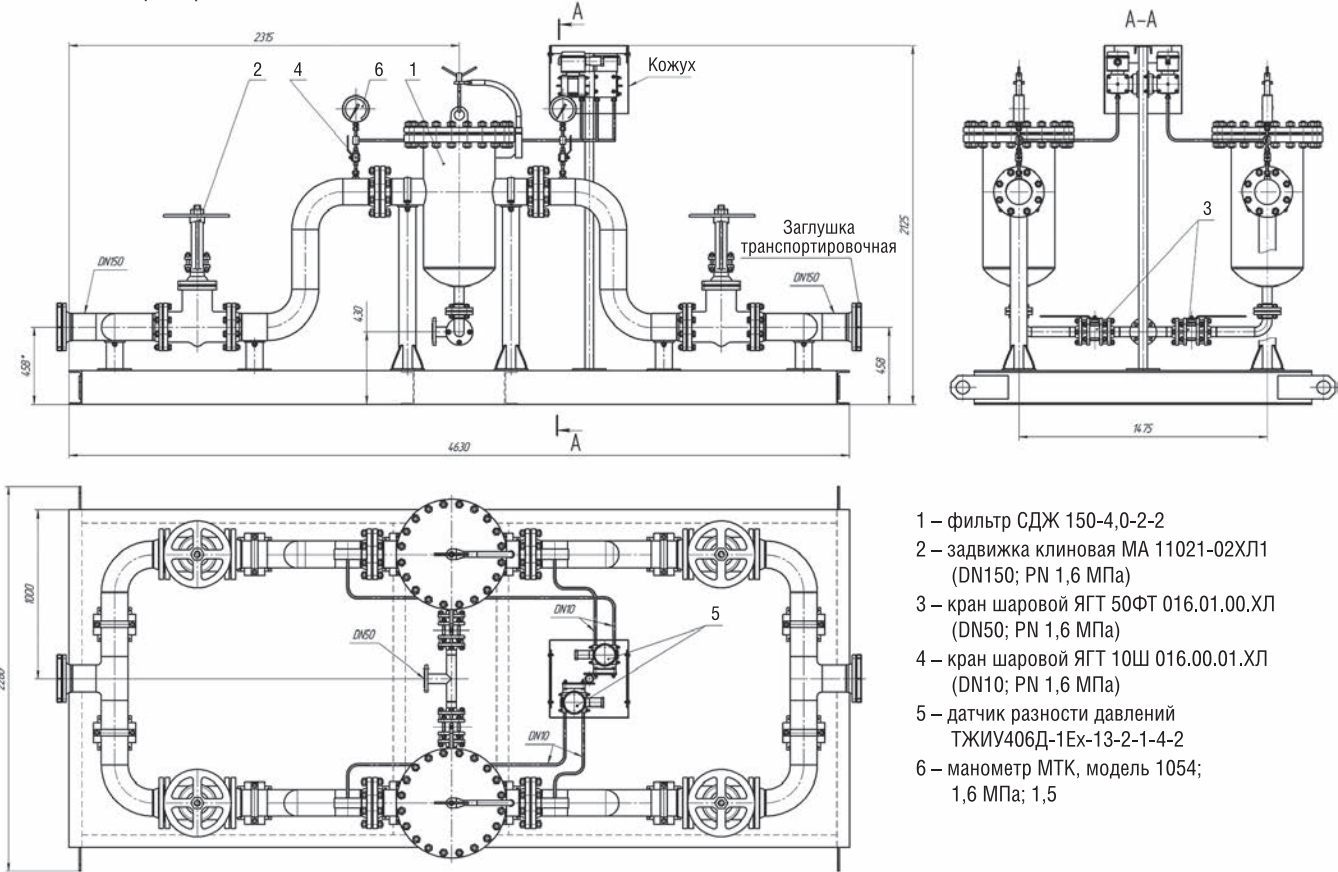
Контроль давления и температуры многофазной среды на входе в станцию осуществляется датчиками давления и температуры, установленными на входном коллекторе. Информация с датчиков поступает в САУК станции для управления ее работой.

С целью обеспечения надежной работы уплотнений насосов, масло подается с давлением,

РИС. 3. Размещение оборудования в насосном модуле МНС-240



РИС. 4. Блок фильтров



- 1 – фильтр СДЖ 150-4,0-2-2
- 2 – задвижка клиновая МА 11021-02ХЛ1 (DN150; PN 1,6 МПа)
- 3 – кран шаровый ЯГТ 50ФТ 016.01.00.ХЛ (DN50; PN 1,6 МПа)
- 4 – кран шаровый ЯГТ 10Ш 016.00.01.ХЛ (DN10; PN 1,6 МПа)
- 5 – датчик разности давлений ТЖИУ406Д-1Ех-13-2-1-4-2
- 6 – манометр МТК, модель 1054; 1,6 МПа; 1,5

превышающим на 0,15–0,2 МПа давление многофазной среды на входе в Электронасосный агрегат. Требуемый перепад между давлением масла на выходе из уплотнений электронасосного агрегата и давлением многофазной среды на входе в электронасосный агрегат поддерживается регулятором давления, который расположен в станции смазки.

Система зажижения предназначена для обеспечения перекачки станцией многофазной смеси с газосодержанием свыше 95%, в том числе и 100% газа (газовых пробок).

Управление режимами станции осуществляется от промышленного контроллера (управление «нижнего» уровня) на всех этапах работы станции:

- подготовка и запуск станции в работу;
- работа станции в режиме поддержания параметров мультифазной смеси на приеме станции с целью стабилизации работы насосов скважин;
- ограничение режима напорности станции для защиты трубопровода от давления, превышающего допустимый уровень;

- автоматическое отключение и обесточивание аварийного агрегата;
- останов станции и приведение в исходное состояние.

Регулирование параметров станции проводится за счет изменения числа оборотов электропривода насоса с помощью преобразователя частоты.

В состав системы управления станции входит промышленный компьютер системы «верхнего» уровня. На мониторе этой системы отражается текущее состояние станции, параметры ее работы, предупреждения и информация о предельных параметрах в том числе извещения о предельных концентрациях.

Вся текущая информация архивируется и хранится в базе данных. Параметры технологических режимов станции представляются в удобной для анализа форме – в виде сжатых или растянутых графиков или таблиц, что позволяет контролировать режимы работы станции, анализировать тренды параметров и выявлять причины отклонений.

Система управления станцией организована таким образом, что работа станции не зависит от отказов «верхнего» уровня, а база данных автоматически восстанавливается от управляющего контроллера. ●

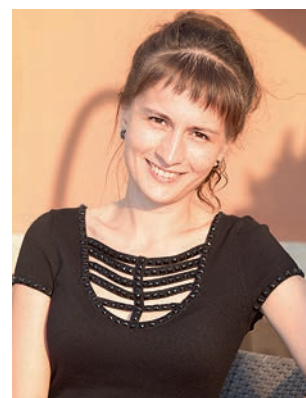
Литература

1. Ситенков В.Т. Эффективность применения многофазной технологии при сборе, подготовке и транспорте нефти. Ж. Нефтегазовые технологии, № 6 – 2000 г. с. 5–9.
2. Рязанцев В.М. Новые мультифазные насосы. Ж. Вестник машиностроения, № 4 – 2003 г. с. 7–12.
3. Валухов С.Г., Веселов В.Н., Скуфинский А.И. Создание насосных станций для транспорта нефтегазовых смесей. Труды I-й Международной научно-технической конференции «СИНТ.01». Воронеж: ООПИФ «Кварта, 2001 г., стр. 127–133.
4. Веселов В.Н., Ходус В.В. Оптимизация технологической схемы насосной станции для перекачки многофазной смеси высокого газосодержания. Труды I-й Международной научно-технической конференции «СИНТ.01». Воронеж: ООПИФ «Кварта, 2001 г., с. 161–166.
5. Валухов С.Г., Костин В.А. и др. К кинематике винтовых насосов. Труды математического факультета. Воронеж: из-во ВГУ, 1988, № 3, с. 14–19.

KEY words: transportation, associated petroleum gas, processing of oil, module installation.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

с позиции пролонгирования надежности цементного камня во времени



Халитова Эльвина Гаряевна, аспирант РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, главный специалист Департамента ценообразования и анализа производственных показателей ООО «Газпром бурение», E.Halitova@burgaz.ru



Шкарин Денис Вадимович, начальник Службы управления проектами филиала «Ухта бурение» ООО «Газпром бурение», dshkarin@uhtb.burgaz.ru

СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ ВКЛЮЧАЮТ ТАКИЕ ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РАБОТ, КАК СЕЙСМИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И Т.Д. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН – ЕЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ. ВАЖНОСТЬ КАЧЕСТВЕННОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБУСЛОВЛЕНА ТЕМ, ЧТО НЕУДАЧИ ПРИ ЕГО ВЫПОЛНЕНИИ МОГУТ СВЕСТИ К МИНИМУМУ ОЖИДАЕМЫЙ ЭФФЕКТ

MAINTENANCE SERVICES IN THE OIL INDUSTRY INCLUDE SUCH BASIC THINGS AS SEISMIC EXPLORATION, DRILLING, WORKOVER, ENHANCED OIL RECOVERY, ETC. THE FINAL STAGE OF WELL CONSTRUCTION – CEMENTING HER. THE IMPORTANCE OF QUALITY OF CEMENTATION DUE TO THE FACT THAT FAILURES DURING ITS EXECUTION CAN MINIMIZE THE EXPECTED EFFECT

Ключевые слова: межколонные перетоки, газопрооявления, герметизирующая способность, удароустойчивость, фиброармирование.

Стоимость скважин высока, а ущерб от некачественного их крепления может быть еще большим, т.к. процесс цементирования скважин – операция необратимая [1].

Краткосрочность операции цементирования не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению. Высокое качество цементирования любых скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной. В обеспечении герметичности скважин одно из центральных мест занимает технология цементирования.

Технологический процесс цементирования определяется геологическими, технологическими и субъективными факторами. При анализе влияния различных факторов на качество цементирования скважин субъективный фактор может не рассматриваться, так как предполагается, что операторы станции контроля цементирования имеют необходимую квалификацию, и нарушений в проведении технологического процесса нет. Существует целый ряд факторов, которые играют свою роль в конечном результате строительства скважины, такие как:

- профиль ствола в азимут каждой его точки;
- расположение, глубина, форма и перемежаемость горных пород;
- состояние бурового раствора, степень его «защемленности», размеры зон «защемленности»;
- возникновение «центров» движения бурового раствора, толщина фильтрационной корки;
- размеры зон смещения бурового и тампонажного растворов, концентрация растворов по сечениям, а также события на границах – у стенок скважины и обсадной колонны и т.д.

Основными факторами являются те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени.

Актуальность исследований и разработки рецептур тампонажных растворов, устойчивых к газопрорыву в скважине определяется тем, что после продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство он еще длительное время – до превращения в камень – находится

в жидком состоянии. Оседающие цементные частицы склонны к агрегированию, что ведет к потере однородности растворами усилению седиментационных процессов. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов приводит к увеличению проницаемости и нарушению сплошности цементного камня.

В рассматриваемый период существует перепад между давлением в скважине и пласте. Под воздействием этого перепада свободная жидкость затворения (вода) будет отфильтровываться в пласт. При непрерывном удалении жидкости затворения получается трещиноватый и пористый цементный камень.

Вследствие потери значительного количества воды свойства тампонажного раствора и формирующегося цементного камня существенно меняются. Схватывание и твердение происходит неравномерно. На отдельных участках в интервале цементирования (против проницаемых пород) могут образовываться цементные мосты, на других (против непроницаемых) – оставаться не схватившийся тампонажный раствор с повышенным водосодержанием.

При превышении пластового давления над гидростатическим, газ, поступающий из пласта, вытесняет жидкую фазу из капиллярных пор, выдавливая ее в проницаемые пласты. Вследствие неравномерного цементного раствора газ, проникающий из пласта, заполняет образующиеся поры. В порах, заполненных газом, гидратация приостанавливается из-за нехватки воды. После образования первичной структуры цементного камня по всей высоте столба газ может прорваться на поверхность. Именно этот период наиболее опасен для прорыва газа непосредственно по самому цементному камню.

Более подробное изучение данных процессов возможно при экспериментальном моделировании затрубного пространства. Возможно достаточно большое количество вариантов решения проблемы, рассмотрим некоторые из них на примере Бованенковского НГКМ в районе деятельности филиала «Ухта бурение».

По данным акустической цементометрии качества цементирования обсадных колонн диаметром 245 мм и диаметром 168 мм на месторождении можно отметить следующее. Цементный камень обладает удовлетворительным сцеплением с металлом (контакт «цемент-колонна»), но в тоже время не фиксируются его сцепление с породой (контакт «цемент-порода»).

Это может быть обусловлено близостью свойств цементного камня, в частности его структуры с контактирующей горной породой, т.е. применяемый метод оценки качества цементирования не видит между ними разницы, а также может сказываться и ряд технологических особенностей процесса цементирования скважин: некачественное замещение бурового раствора тампонажным, поведение цементного камня в конкретных геолого-технических условиях: низкий темп набора прочности, усадочные деформации, взаимодействие с фильтрационной коркой и др.

Анализ проектных рецептур применяемых тампонажных составов показывает, что используемые цементы обеспечивают возможность формирования цементного камня, однако отличаются низким темпом формирования прочности цементного камня при снижении температуры твердения и их переходе в отрицательные значения (до -5°C). Это говорит о том, что подход к выбору тампонажного материала из условия сокращения сроков схватывания при сохранении растекаемости цементного раствора – недостаточно эффективен. Необходим выбор, основанный на гарантированном создании цементного камня с требуемыми характеристиками в заданные сроки после цементирования скважины.

С целью повышения качества строительства скважин на Бованенковском НГКМ проведены промысловые испытания следующих технологий:

- тампонажного раствора на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 с облегчающей и стабилизирующей добавкой плотностью 1700 кг/м³;
- тампонажного цемента для низких положительных и отрицательных температур «CemFrost»;

- цементирования эксплуатационных хвостовиков с вращением по технологии компании TIW.

Несмотря на выполнение проектных решений и планов работ на месторождении остаются нерешенными проблемы по возникновению давлений в процессе бурения и при проведении заключительных работ в межколонном пространстве 245×324 мм, связанные с недостаточным качеством крепления.

Для выявления причин возникновения заколонных перетоков и межколонных давлений (МКД) на газовых скважинах Бованенковского НГКМ проанализирован ряд скважин месторождения, законченных строительством, в период с 2008 года по сегодняшний день.

Сложность и во многом неопределенность горно-геологических условий, а также ряд технологических факторов, влияют на герметичность крепи. Предварительный анализ данных показал, что основными причинами, обуславливающими МКД, явились:

- нарушение герметичности цементного кольца из-за недостаточно высокого качества цемента;
- нарушение целостности крепи при проведении технологических операций в скважине [2];
- особенности геологии Бованенковского НГКМ.

Поинтервальное рассмотрение геологического разреза скважин позволяет выделить следующие интервалы, вызывающие осложнения:

- основной причиной МКД является поступление газа в межколонное пространство из газогидратного пласта на глубине 200–220 м и газонасыщенных пластов Берёзовской свиты;
- бурение и цементирование в пластах и линзах Маресалинской свиты (ПК9-10) и залегающих выше – происходит в условиях нестабильного динамического равновесия «скважина-пласт». При цементировании «хвостовика» из-за поглощения происходит недоподъем цементного раствора до «головы» колонны;

- продуктивный горизонт ТП1-6 залегает на глубине около 1260–1460 м, ТП7-11 на 1460–1500 м;
- по данным ГИС, помимо эксплуатационных, выявлен еще ряд газоносных и водяных пластов, которые не отмечены в проектном разрезе, но которые влияют на возникновение МКД.

Проведены комплексные исследования по определению причин возникновения Р_{МК}, Р_{ТР} и Р_{затр}, в т.ч.:

- обследования устьев и отбор проб газа из межколонного пространства скважин (скв. 2501, 2502, 2503, 2504, 4100, 4101, 3300, 3301, 3302, 3303, 3304, 3305, 3401, 3402, 3403, 3404, 3405);
- химический анализ проб газа (проведение изотопного анализа газа из межколонного пространства скважин Бованенковского НГКМ представляется необходимым для разработки комплекса мероприятий по предотвращению и ликвидации МКД).

Сравнительный анализ компонентного состава газа по данным ИТЦ ООО «Газпром добыча Надым» (проектные показатели) и отобранных проб газа из межколонного пространства скважин БНГКМ показал что, компонентный химический состав природного газа, отобранный на скважинах наиболее близок к составу природному газу сеноманской газовой залежи.

Исследованиями, проведенными на месторождении ООО «ГазпромВНИИГАЗ» и ООО НТФ «Криос», установлено широкое распространение в кролитозоне и в подмерзлотном, надпродуктивном разрезе газовых и газогидратных скоплений. Особенно часто они встречаются в отложениях ямальской серии четвертичного возраста на глубинах 40–130 м. Кроме того, газопроявления были встречены в отложениях казанцевской свиты (на глубинах 20–40 м) и у подошвы мерзлой толщи палеогеновых отложениях (на глубине 180–220 м).

На ряде участков в разрезе ММП отмечено наличие линз высокоминерализованных межмерзлотных (внутримерзлотных) вод (криопэггов), преимущественно

хлоридно-натриевого состава. Внутримерзлотный газ в разрезе ММП Бованенковского НГКМ может находиться как в свободной, так и в газогидратной формах. Газовые гидраты в разрезе криолитозоны являются нестабильными реликтовыми соединениями, залегающими заведомо выше кровли современной зоны стабильности гидратов метана. Их наличие допускает возможность газопроявлений не только при встрече внутримерзлотных скоплений свободного газа, но и при разложении внутримерзлотных газогидратов при растеплении многолетнемерзлого разреза в процессе бурения и эксплуатации скважин.

Кроме наличия в толще ММП сингенетических газов, на севере месторождения, возможно, существование техногенных залежей подмерзлотного и межмерзлотного газа.

О поступлении газа из мерзлой толщи и подмерзлотного разреза в межколонное пространство скважин свидетельствует относительно невысокие межколонные давления на большинстве скважин (1-4 МПа), а так же его компонентный состав.

Ппрактически во всех скважинах Бованенковского

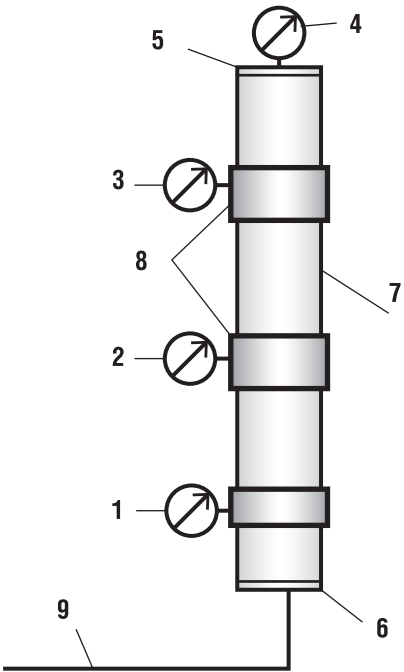
НГКМ, законченных бурением, зафиксировано наличие межколонных и/или внутриколонных давлений.

На большинстве построенных скважин МКД появляются на ранних стадиях, т.е. имеется негерметичность, преимущественно возникающая после цементирования скважин уже на начальных стадиях жизни скважины. В связи, с чем особое внимание должно быть уделено обеспечению герметичности кондуктора и цементного кольца за ним, поскольку в большинстве случаев с этим связано возникновение МКД.

Вероятность нарушения герметичности крепи так же усугубляется при проведении технологических операций в скважине. Поскольку цементный камень является наиболее слабым звеном в крепи скважины, то именно плохая работа цементного камня на растяжение и изгиб, его низкая деформативность и низкая удароустойчивость чаще всего становятся причиной миграции флюидов на поверхность.

Для предотвращения газопроявлений при цементировании обсадных колонн протестированы рецептуры тампонажных

РИС. 1. Экспериментальный стенд



1, 2, 3, 4 – манометры; 5 – верхняя крышка; 6 – нижняя крышка, 7 – труба (с исследуемым составом), 8 – соединительные муфты; 9 – труба для подвода газа



ТАБЛИЦА 1. Герметизирующая способность тампонажных материалов

Состав тампонажного материала	Время начала испытания после затворения, час	Время фильтрации газа, час	Давление на манометрах, МПа				
			на входе	1	2	3	4
Тампонажный портланд-цемент	24,0	1,0	0,70	0,48	0,46	0,43	0,30
		2,0	0,70	0,48	0,47	0,43	0,35
	48,0	Механическое воздействие					
		0,5	0,70	0,58	0,57	0,57	0,55
		1,0	0,70	0,59	0,59	0,58	0,56
Тампонажный портланд-цемент + 0,5% базальтовой фибры	24,0	1,0	0,70	0,55	0,53	0,52	0,50
		2,0	0,70	0,57	0,53	0,53	0,51
	48,0	Механическое воздействие					
		0,5	0,70	0,52	0,46	0,42	0,41
		1,0	0,70	0,54	0,48	0,43	0,41
		1,5	0,70	0,56	0,52	0,48	0,43
	72,0	Механическое воздействие					
		0,5	0,70	0,51	0,48	0,45	0,40
		1,0	0,70	0,52	0,49	0,46	0,40
		1,5	0,70	0,53	0,50	0,47	0,41
Тампонажный портланд-цемент + 1,0% базальтовой фибры	24,0	1,0	0,70	0,51	0,50	0,49	0,48
		2,0	0,70	0,52	0,51	0,51	0,49
	48,0	Механическое воздействие					
		0,5	0,70	0,51	0,49	0,48	0,47
		1,0	0,70	0,51	0,50	0,48	0,48
		1,5	0,70	0,51	0,50	0,49	0,48
	72,0	Механическое воздействие					
		0,5	0,70	0,50	0,49	0,48	0,47
		1,0	0,70	0,51	0,49	0,48	0,47
		1,5	0,70	0,51	0,49	0,49	0,47

растворов с повышенной герметизирующей способностью [3] на базе лабораторий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Использован экспериментальный стенд, позволяющий:

- исследовать процесс герметизации заколонного пространства на модели вертикальной и наклонно-направленной скважины;
- собрать модель любой длины с подачи под давлением пластового флюида (газ, жидкость) в любом месте затрубного пространства и контроля давлений на любом участке секции;

- получить искусственные каналы и трещины в цементном камне;
- изменить состояние контакта цементного камня с обсадной колонной;
- оценить возможность и эффективность применения композиции для их изоляции.

Стенд, внешний вид которого представлен на рисунке 1, позволяющий исследовать процесс герметизации заколонного пространства в первой приближенной модели цементного кольца в заколонном пространстве, состоит из соединенных между собой муфтами отрезков насосно-компрессорных труб.

После приготовления тампонажного раствора и подбора длины модели ствола проводилась закачка его в секции труб установки с последующим ОЗЦ продолжительностью 24 часа.

Затем к нижнему отводу 6 подводился газ, и создавалось избыточное давление с записью показаний манометров 1, 2, 3, 4, характеризующих прорыв газа по времени на всю длину секции.

На начальном этапе изучены герметизирующие способности портландцементного камня без добавок. Результаты оценки герметичности камня приведены в таблице 1.

РИС. 2. Результаты оценки герметичности портландцементного камня

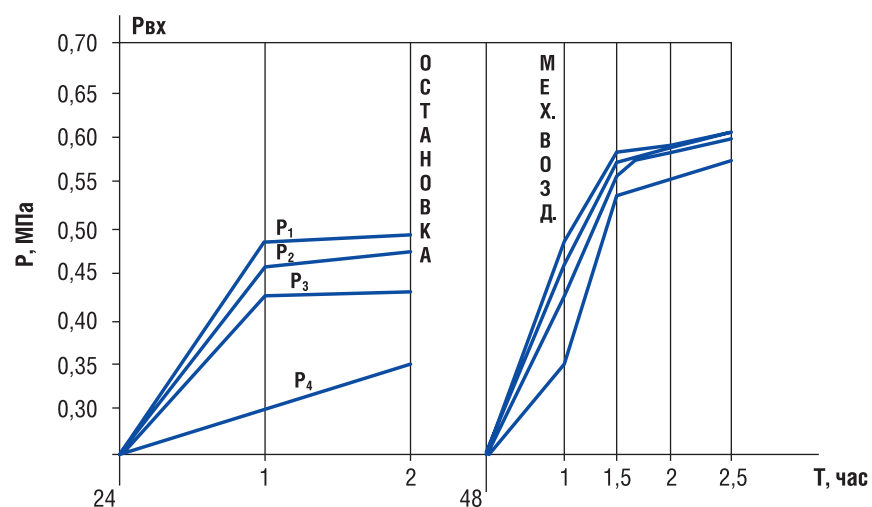
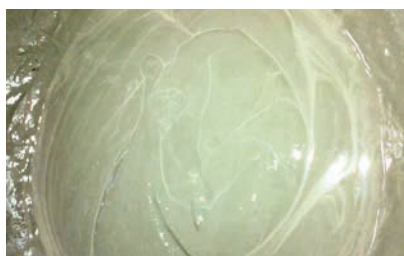


РИС. 3. Базальтовая фибра (цементный раствор с добавлением базальтовой фибры)



Проведенный эксперимент показал, что герметизирующая способность цементного камня невелика. Графически полученные результаты выглядят следующим образом (рис. 2).

Стоит отметить, что после механического воздействия на установку цементный камень достаточно быстро начал пропускать давление, что объясняется низкой удароустойчивостью цементной крепи. Для увеличения удароустойчивости цементного камня рекомендуется применять дисперсное армирование волокнистой арматурой.

Одним из вариантов может быть добавление в цементный раствор базальтовой фибры.

Базальтовая фибра представляет собой короткие отрезки базальтового волокна предназначенные для дисперсного армирования вяжущих смесей, типа бетона в строительстве (рис. 3).

Диаметр волокна от 20 мкм до 500 мкм. Базальтовая фибра производится из расплава горных пород типа базальта.

Результаты оценки герметичности портландцементного камня

с добавлением 0,5% и 1% базальтовой фибры представлены в таблице 1, из которой видно, что добавление 0,5% базальтовой фибры повысило удароустойчивость цементного камня (рис. 4). Также была замечена гидратация цементного камня после 48 и 72 часов ОЗЦ.

Добавление более 0,5% фибры хоть и повышает устойчивость

цементного камня к механическим нагрузкам, но заметно ухудшает прокачиваемость раствора (рис. 5).

Результаты экспериментов показали, что добавка фибры повышает сопротивление цементного камня газопорыву даже после внешних воздействий, имитирующих работу инструмента при углублении скважины.

Стоит отметить, что с увеличением концентрации фибры скорость нарастания давления при прохождении газа при перепаде давления 1,75 МПа/м через цементный камень, полученный из раствора с В/Ц=0,5, через 24 часа ОЗЦ, составила для камня из чистого цемента 0,6 МПа/м·час. Для камня из цемента с добавкой 0,5% базальтовой фибры — 0,48 МПа/м·час, а для камня из цемента с добавкой 1,0% фибры — 0,40 МПа/м·час.

Когда через 24 часа зацементированная колонна подверглась внешнему механическому воздействию скорость нарастания давления при миграции газа, при тех же условиях составила: 1,12; 0,48 и 0,41 МПа/м·час соответственно.

Повторное механическое воздействие через следующие 24 часа показало, что скорость нарастания давления при миграции газа, при тех же условиях составила: 1,3; 0,47 и 0,39 МПа/м·час соответственно.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что добавка базальтовой фибры

РИС. 4. Герметичность портландцементного камня с добавлением 0,5% базальтовой фибры в динамике

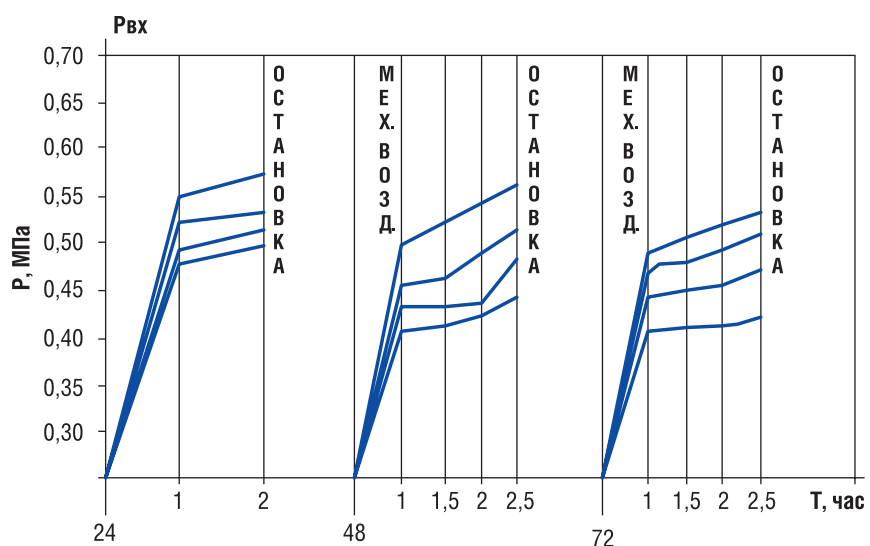
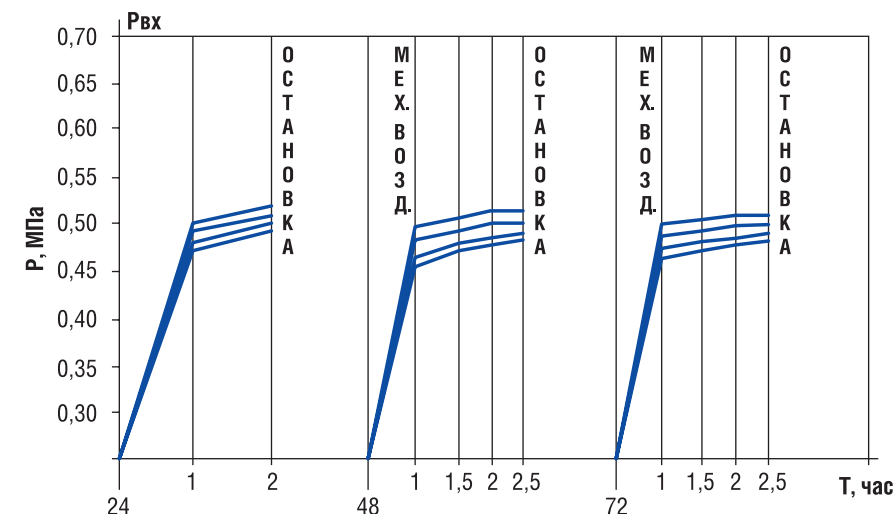


РИС. 5. Герметичность портландцементного камня с добавлением 1,0% базальтовой фибры в динамике/



в цемент привела к снижению начальной газопроницаемости крепи скважины, а также снизила уязвимость крепи скважины к механическим воздействиям. При этом повторное механическое воздействие не привело к дополнительному нарушению герметичности крепи, что может свидетельствовать и о некотором эффекте «самозалечивания» цементного камня.

Получение положительного эффекта связано с несколькими факторами: во-первых, повышается удароустойчивость цементного камня (удельная ударная вязкость); во-вторых, фибра снижает проницаемость цементного камня; в-третьих, возможно, возрастает степень адгезии цементного камня к металлу.

Подводя итоги, следует отметить, что для предотвращения прорыва газа через зацементированное пространство применяемый тампонажный цемент должен обеспечивать непроницаемый цементный камень, не более чем через 1–2 часа после окончания цементации.

В рамках подбора рецептуры тампонажного раствора с повышенной герметизирующей способностью проведена серия опытов по изучению возможности использования утилизированного бурового шлама в качестве добавки к портландцементу. А именно, рассматривался капсулированный буровой шлам, получаемый ООО СЦ «СБМ» на БНГКМ. Для исследования выбрано несколько рецептур цементных составов в различных пропорциях, в т.ч. с

применением дезинтеграторной обработки.

Рассматриваемые цементные составы на основе портландцемента и капсулированных буровых шламов:

- 95% масс. цемент + 5% масс. капсулят;
- 90% масс. цемент + 10% масс. капсулят;
- 85% масс. цемент + 15% масс. капсулят;
- те же составы, но смесь пропускается через дезинтегратор.

Можно отметить, что добавление капсулированного бурового шлама в цемент повышает его прочность на сжатие в среднем на 15–35%, позволяет сократить расход цемента и значительно снизить негативное воздействие буровых шламов на окружающую среду, а также снижает отрицательные последствия межколонных давлений, при этом качество крепления увеличивается, вследствие чего увеличивается межремонтный период скважины.

Выводы

Удароустойчивость цементного камня играет важную роль в создании надежной крепи.

При добавлении армирующих добавок, повышается сопротивление газопорыву при внешних воздействиях, имитирующих работу инструмента при углублении скважины.

Разработанная установка и методика позволяют

оптимизировать рецептуру тампонажных растворов, направленных на предупреждение МКД.

Комплексное применение мероприятий позволяет предупредить МКД в процессе первичного цементирования скважин, выявлять причины и ликвидировать МКД в эксплуатационном фонде скважин.

Стоит добавить, что качество цементирования скважин определяется каждым из этапов строительства скважины, т.е. каждый предыдущий этап отвечает за возможность выполнения следующего этапа с требуемым качеством. Поэтому, например, ошибки, допущенные при выборе бурового раствора и управлении его свойствами, в значительной степени затрудняют выполнение процесса цементирования с требуемым качеством.

Это говорит о том, что при анализе качества цементирования скважин и выборе технических решений для их цементирования необходимо учитывать свойства технических жидкостей, использовавшихся ранее, их поведения в скважинных условиях, состояние ствола скважины. При анализе факторов, способствующих проявлению межколонных давлений необходимо также учитывать и герметичность резьбовых соединений, уплотнений колонных головок. Поэтому утверждать только о неэффективности используемых технологий цементирования и применяемых тампонажных составов и придавать им статус ответственных за появление межколонных давлений в скважинах, является инженерно недопустимым. ●

Литература

1. Кузнецов В.Г., Овчинников В.П., Фролов А.А., Кучерюк В.И., Сорокин В.Ф., Иванов С.И. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 154 с.
2. Фаттахов З.М. Причины возникновения межколонных давлений в скважинах Астраханского ГКМ. ОИ. Сер.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2003. – 46 с.
3. Предотвращение каналообразований и заколонных проявлений при цементировании скважин//П.П. Макаренко и др. //Газовая промышленность. – 1995. – № 10.

KEY WORDS: annular flow, gas flow, the sealing capacity, impact resistance.

ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ОТРАСЛЕЙ



ГТЭС-72 «Урал»
на базе энергоблоков ЭГЭС-12С

НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ, АВИАЦИОННАЯ, КОСМИЧЕСКАЯ – ЭТИ СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОТРАСЛИ ТРЕБУЮТ ПОДБОРА САМОГО НАДЕЖНОГО, ЭФФЕКТИВНОГО И БЕЗОПАСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. НПО «ИСКРА» УЖЕ БОЛЕЕ 20 ЛЕТ СОЗДАЕТ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ И ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ КОМПАНИЯ ПРЕДЛАГАЕТ СЕГОДНЯ РЫНКУ?

OIL PRODUCTION, REFINING, AVIATION, SPACE – THESE STRATEGIC INDUSTRIES REQUIRE THE SELECTION OF THE MOST RELIABLE, EFFICIENT AND SAFE EQUIPMENT. NGO "SPARK" FOR MORE THAN 20 YEARS CREATES GAS COMPRESSOR UNITS AND GAS TURBINE POWER PLANTS. WHAT TECHNICAL SOLUTIONS DOES THE COMPANY OFFERS TO THE MARKET TODAY?

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, газотурбинная электростанция, компрессорное оборудование.

**Кислицын
Геннадий Филиппович,
Злобин
Сергей Владимирович,
ПАО НПО «Искра»**

События последнего времени наглядно продемонстрировали сколь важную роль играют для страны автономные производства. Конечно, немало сегментов промышленности могут вполне успешно использовать импортное оборудование, но ключевые производства должны быть полностью независимы в своей деятельности. К таким производствам, помимо оборонных предприятий и производств, обслуживающих нужды

космической отрасли, относятся также и нефтегазовые компании.

Опыт НПО «Искра» в области создания газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и газотурбинных электростанций (ГТЭС) насчитывает более 20 лет. Начав освоение ГПА лишь в 1993 году, уже к концу 1990-х годов НПО «Искра» фактически стало лидером среди российских разработчиков, изготовителей и поставщиков газотранспортного оборудования для нужд «Газпрома».

К главным конкурентным преимуществам НПО «Искра» можно отнести наличие собственного мощного конструкторского бюро с высоким научно-техническим потенциалом

специалистов, богатый опыт создания газоперекачивающего оборудования для различных условий эксплуатации, а также взаимодействие с мировыми лидерами в области производства газотурбинной и компрессорной техники.

Агрегаты серии «Урал» эксплуатируются на стратегически важных объектах ОАО «Газпром»:

- газопроводах «Голубой Поток», «Ямал-Европа», «Северный Поток», «Бованенково-Ухта»;
- КС «Пуртазовская», которая представляет собой один из крупнейших центров транспортировки газа, включающий в себя 4 компрессорных цеха;

- дожимных компрессорных станциях газодобывающих предприятий «Газпром добыча Ямбург», «Газпром добыча Уренгой», «Газпром добыча Надым», «Газпром добыча Ноябрьск», «Газпром добыча Оренбург».

При непосредственном участии НПО «Искра» создан первый российский агрегат мощностью 32 МВт, поставщиком которого является «РЭП Холдинг». Газоперекачивающий агрегат «Ладога» является новым высокоэффективным агрегатом, разработанным для российского рынка. В качестве привода применена газовая турбина на основе базового семейства GTU MS5002 (GE Oil & Gas), которая успешно эксплуатируется на многих компрессорных станциях за рубежом.

Суммарно на объектах газонефтяной отрасли в эксплуатации находится более 70 энергоблоков разработки НПО «Искра», общая наработка которых составляет более 1,5 млн. часов

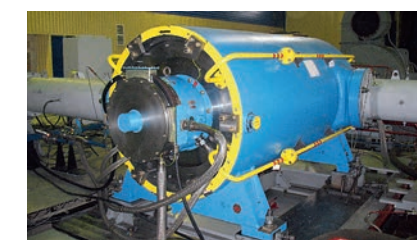
На данный момент для нужд газонефтяных предприятий создано и поставлено более 500 агрегатов разработки НПО «Искра». Линейка агрегатов является достаточно широкой как по мощностному ряду (от 4 МВт до 32 МВт), так и по функциональному назначению (ДКС, ПХГ, линейные КС). Суммарная наработка ГПА серии «Урал» составляет более 9 млн. часов.

Основные преимущества ГПА серии «Урал»:

- Максимально унифицированы узлы ГПА для мощностного ряда 10, 12, 16, 25 и 32 МВт;
- Реализованы современные требования к ГПА;
- Обеспечены эргономичность и удобство обслуживания;
- Применены энергосберегающие технологии.

Конечно, продукция НПО «Искра» востребована не только на объектах «Газпрома». Так, например, агрегаты серии «Урал» успешно эксплуатируются на объектах независимых поставщиков газа – «НОВАТЭК», «Роснефть», «Нортгаз», «Севернефтегазпром», «Сургутнефтегаз», «Газпром Нефть».

На объектах компаний «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Лукойл» и «Газпром Нефть»



Центробежный компрессор серии «Урал»

ГТУ-ТЭС мощностью 44 МВт. ГТУ-ТЭС выполнена на базе двух энергоблоков ЭГЭС-16 единичной мощностью 16 МВт и паровой турбины мощностью 12 МВт.

В НПО «Искра» развернуто и успешно развивается компрессорное направление, которое прошло путь от первых образцов до крупносерийного производства, превратив «Искру» в одного из крупнейших производителей компрессоров в России. От 70% до 90% всех выпускаемых ГПА «Урал» оснащаются компрессорами одноименной серии. В соответствии с современными требованиями компрессоры выполнены в безмасляном исполнении с применением «сухих» газодинамических уплотнений и магнитного подвеса ротора.

Широкая номенклатура компрессорной техники позволяет использовать ее на линейных компрессорных станциях и

На сегодняшний день поставлено около 200 единиц компрессорной техники, из них 160 шт. – непосредственно компрессоров. Суммарная наработка компрессорного оборудования «Урал» насчитывает более 2 млн часов



ГПА серии «Урал» на компрессорной станции

дожимных комплексах с рабочим давлением до 12 МПа, а также на станциях подземного хранения газа (ПХГ) с давлением закачки до 16 МПа. В рамках программы импортозамещения разработан компрессор НЦ-10ПХГ «Урал» и в 2014 году сдан в промышленную эксплуатацию в составе ГПА-10ПХГ-01 «Урал» на станции ПХГ Кончуринско-Мусинского комплекса.

Успешный опыт, подтвержденный многолетней практикой на ведущих предприятиях нефтегазовой отрасли, выступает гарантом качества и надежности оборудования НПО «Искра». ●

KEY WORDS: compressor unit, gas turbine power plant, compressor equipment.

МИР ТЕХНОЛОГИЙ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Как его создать на опасных производствах?

НЕФТЕХРАНИЛИЩА, ТЕРМИНАЛЫ ПО ПЕРЕВАЛКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ, ОБЪЕКТЫ АВИАЦИОННОЙ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ, АТОМНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – ВСЕ ЭТО ОБЪЕКТЫ, ТРЕБУЮЩИЕ ПОВЫШЕННОЙ СТЕПЕНИ ЗАЩИТЫ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ РЫНКУ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ NEFTEGAZ.RU ОТВЕТИЛ РУКОВОДИТЕЛЬ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ПОЖНЕФТЕХИМ» ВЕСЕЛОВ ЕВГЕНИЙ ДМИТРИЕВИЧ

STORAGE TANKS, TRANSSHIPMENT TERMINALS FOR OIL AND OIL PRODUCTS, PETROCHEMICAL COMPLEXES, REFINERIES, AVIATION FACILITIES, METALLURGY, NUCLEAR INDUSTRY FACILITIES – THESE ARE THE OBJECTS THAT REQUIRE A HIGH LEVEL OF PROTECTION. WHAT KIND OF TECHNOLOGIES THE DOMESTIC ENTERPRISES CAN OFFER TO THE MARKET TODAY? ON THIS AND OTHER ISSUES THE LEADER OF THE POZHNEFTEHIM GROUP OF COMPANIES VESELOV EVGENY REPLIES NEFTEGAZ.RU

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: безопасность, системы пожаротушения, комплексы противопожарного оборудования.



Веселов Евгений Дмитриевич,
руководитель
Группы Компаний
«Пожнефтехим»

– Евгений Дмитриевич, имя «Пожнефтехим» хорошо известно в среде профессионалов занимающихся системными решениями в области обеспечения пожарной безопасности различных производственных объектов. Какие цели компания ставит перед собой?

– В настоящее время мы заявляем о себе, как о Группе Компаний (ГК) «Пожнефтехим», которая предлагает рынку практически

полный комплекс работ в области пожарной безопасности. В первую очередь компания специализируется на системах пожарной безопасности объектов, на которых производятся, хранятся, обращаются или переваливаются горючие и легковоспламеняющиеся жидкости.

В последние годы имя ГК «Пожнефтехим» стало все чаще упоминаться при обсуждении современных способов и методов тушения пожаров. Чаще всего речь о наших разработках и производственных решениях заходит при обсуждении вопросов о том, как правильно выстроить систему противопожарной защиты тех или иных объектов.

– Т.е. системы могут быть различны, как много таких систем вы реализовали?

– Порядка двух сотен на уровне собственных проектных решений, несколько десятков – на уровне полного цикла (от проекта до поставки и сдачи системы в эксплуатацию) и тысячи поставок при комплектации систем, о которых мы знаем только то, что для их эксплуатации необходимо наше оборудование.

Мы сейчас говорим не об оборудовании, производимом нами и поставляемом в разные уголки СНГ (Российская Федерация, Казахстан, Белоруссия) и другие

страны (Болгария, Азербайджан, Грузия), а именно о системах, которые полностью, начиная с идей и разработок, заканчивая испытаниями и вводом в эксплуатацию, реализованных с нашим участием. Основная наша специализация в области систем противопожарной защиты – установки пенного пожаротушения, водяного охлаждения (орошения) и водяные завесы. Выбор метода тушения возможных пожаров, или предотвращения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, как правило, регламентируется нормативной документацией. При этом зачастую нормативная база отстает от современного уровня предлагаемых технологий. Например, в области пенного пожаротушения на объектах можно применять как традиционные технологии пенного пожаротушения на основе синтетических углеводородных пенообразователей, так и современные технологии на основе пленкообразующих пенообразователей, которые не только позволяют более чем в 2 раза повысить эффективность тушения пожаров, но и дают возможность предотвращать возникновение пожаров и взрывов при разливах нефти и нефтепродуктов. Выбор той или иной технологии зачастую зависит от профессионализма проектных организаций, способности объяснить Заказчику преимущества той или иной системы, умения

выполнить технико-экономическое обоснование. Как вы понимаете, мы представляем на рынке именно второе направление, и наши клиенты практически при тех же затратах приобретают системы с максимальной эффективностью и функциональностью, а следовательно соответствующий уровень защищенности своего объекта. Не смотря на то, что это направление в России началось уже более 15 лет назад, многие проектные организации и представители Заказчиков предпочитают работать по инерции, т.е. применять технологии 70-х годов. Это и есть основная проблема в нашей работе, и не всегда удается, особенно на первом этапе реализации тех или иных объектов, помочь направить процесс создания систем пожарной безопасности в соответствии с современным уровнем.

– На взгляд обывателя, или, если хотите, пользователя, комплектующие для систем пожаротушения – это одно и тоже. Но Вы разделяете эти понятия, в чем разница?

– Это немного разные направления деятельности нашей Группы Компаний. Несомненно, они связаны между собой, но есть системы, которые спроектировали, произвели на своем заводе и смонтировали мы. А есть системы, для которых мы только изготовили и поставили оборудование нашего производства. Дело в том, что многое из того, что мы производим, разработано нами. Это оборудование запатентовано (8 действующих патентов) и превосходит имеющееся в настоящий момент на рынке аналоги с точки зрения функциональности и ряда технических характеристик. Поэтому многие компании, занимающиеся вопросами противопожарной защиты, обращаются именно к нам.

– О каком оборудовании идет речь?

– Здесь лучше говорить о комплексах противопожарного оборудования. Техническая политика ГК «Пожнефтехим» направлена на предложение всего комплекса противопожарного оборудования и огнетушащих веществ (по состоянию на сегодняшний день мы выпускаем 25 наименований оборудования и

пенообразователей, комплектуем системы оборудованием норвежской фирмы Matre Maskin AS, имеющей 50 летний опыт работы на рынке), что позволяет нам реализовать на защищаемых объектах современные технологии в полном объеме. В первую очередь, к таким объектам относятся склады нефти и нефтепродуктов, терминалы по перевалке нефти и нефтепродуктов, нефтехимические комплексы, нефтеперерабатывающие заводы, объекты авиационной, металлургической, и многие другие (не могу не отразить, что нашим оборудованием укомплектованы системы тушения Большого Театра (Москва) и БДТ им Товстоногова (Санкт-Петербург). При работе с такими заказчиками мы говорим о готовности взять на себя ответственность за конечный результат, так как ГК «Пожнефтехим» не только является производителем и поставщиком всего комплекса оборудования, но и выполняет нормативно-техническое сопровождение работ, разрабатывает проектную документацию, а также участвует в монтаже, пусконаладке, испытаниях и сдаче объекта в эксплуатацию, т.е. при ведении работ в течении нескольких лет (от предпроекта до сдачи систем надзорным органам) мы отвечаем перед Заказчиком за работоспособность систем, стоимостью сотни миллионов рублей.

– Такой объем работ, наверное, требует большого штата высококвалифицированных сотрудников?

– Сегодня в штате ГК «Пожнефтехим» трудятся более 120 человек. Но дело не только в большом коллективе, но и в четко структурированной системе. В организационной структуре ГК «Пожнефтехим» созданы и эффективно взаимодействуют: нормативно-технический, проектный, конструкторский отделы, отдел сертификации и опытно-конструкторских работ, производственное предприятие (два цеха площадью 3000 кв.м.), испытательный полигон (со стационарной насосной, обеспечивающей расходы воды или пенного раствора на испытываемое оборудование до 120 л/сек), ну и, конечно, активно развиваемого коммерческого подразделения.. В нашем коллективе трудятся и молодые энергичные сотрудники,

занимающие разные должности, в том числе управленческие. Есть великолепные технические специалисты, проектировщики, конструктора, инженеры, рабочие разных специальностей (три кандидата технических наук, инженерно-технические работники имеют высшие технические образования лучших ВУЗов страны, в том числе специальные пожарно-технические). Компания – это команда, и только работая в команде, можно добиться серьезных побед, поставить и реализовать самые смелые цели.

– Какие цели компания ставит перед собой сегодня?

– Будучи производственно-инжиниринговым предприятием и представляя на рынке широкий спектр услуг в области пожарной безопасности различных производственных объектов, а также одну из самых широких номенклатур противопожарного оборудования и огнетушащих веществ для реализации современных технологий пожаротушения, ГК «Пожнефтехим» ориентирована на расширение сферы своей деятельности, как в России, так и за рубежом.

Расширение сферы технологий пожарной безопасности с объектов нефтехимии на другие области промышленности, где нормы предписывают применять пожаротушение с применением пенообразователей или смачивателей.

– И, конечно, мы постоянно расширяем номенклатуру услуг и выпускаемых изделий. В настоящее время мы заканчиваем сертификацию не имеющего отечественного аналога экологически чистого синтетического эффективного пенообразователя для тушения как полярные, так и не полярные жидкости (тип S/AR по ГОСТ Р 50588-2012), по своим характеристикам и по показателю цена/качество не уступающим пенообразователям на основе фторированных ПАВов.

В целом же слоган нашей Компании полностью отражает наши цели, ведь мы создаем целый мир. Мир технологий пожарной безопасности. ●

KEY WORDS: security, fire suppression systems, fire fighting equipment complexes.

СИСТЕМЫ МАГНИТНОГО ПОДВЕСА для крупных роторных машин

Общие принципы построения

ПОЛУЧИТЬ ПОЛНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ПРИНЦИПАХ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ МАГНИТНОГО ПОДВЕСА РАЗЛИЧНЫМИ КОМПАНИЯМИ ДОСТАТОЧНО СЛОЖНО. АВТОРЫ СТАТЬИ ИЗЛАГАЮТ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ МАГНИТНОГО ПОДВЕСА, КОТОРЫЕ СТАНОВЯТСЯ ПОНЯТНЫ ИЗ ДОСТУПНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ДРУГИХ ИСТОЧНИКОВ, А ТАКЖЕ ОБОСНОВЫВАЮТ СВОЙ ВЗГЛЯД НА КАЖДЫЙ УПОМЯНУТЫЙ ПУНКТ

IT'S QUITE DIFFICULT TO GAIN A FULL UNDERSTANDING OF THE MAGNETIC SUSPENSION PRINCIPLES SYSTEMS BY VARIOUS COMPANIES. THE AUTHORS PRESENT THE MAIN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF MAGNETIC SUSPENSION SYSTEMS, WHICH BECOME APPARENT FROM THE AVAILABLE LITERATURE AND OTHER SOURCES, AND JUSTIFY YOUR OPINION ON EACH OF THE MENTIONED ITEM

Ключевые слова: роторная машина, система магнитного подвеса, аппаратура, производственный цикл.

Кочетов Дмитрий Александрович,
главный конструктор
ОКБ СМП,
кандидат технических наук

Кравцов Дмитрий Викторович,
начальник ОКБ СМП,
кандидат технических наук

Кравцова Елена Васильевна,
заместитель начальника
ОКБ СМП,
доктор технических наук

К настоящему времени электромагнитные подшипники для роторных машин перестали быть экзотикой для промышленности, зарекомендовали себя как экономически эффективная, современная и прогрессивная технология, но еще не стали привычным отработанным продуктом. Происходит это потому, что система магнитного подвеса СМП (собственно магнитные подшипники МП + аппаратура управления ими АМП) представляют собой совокупность разнородных систем, таких как механическая часть, электромеханическая и система регулирования. Каждая часть системы влияет на другие, и их взаимодействие трудно поддается адекватному математическому описанию именно из-за их разнородности. Предприятиям-изготовителям магнитных подшипников необходимо иметь в своем штате квалифицированных специалистов в каждой из этих областей, которые способны работать еще и на стыке этих областей. Это непростая задача.

Исторически в России работают несколько производителей СМП. Среди российских компаний можно назвать ОАО «Корпорация ВНИИЭМ», ОАО «ОДК-ГТ», ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика», среди иностранных компаний – мировой лидер S2M-SKF (Франция), Waukesha Bearings (Великобритания). Каждая из компаний имеет свой подход к проектированию СМП, старается сохранить свои

коммерческие и технологические тайны от конкурентов, и это понятно. Именно по этой причине достаточно сложно получить полное представление о принципах построения СМП разными компаниями: существующая доступная информация, как правило, имеет поверхностный, рекламный характер. Тем не менее, в этой статье авторы попытаются изложить основные тенденции развития СМП, которые становятся понятны из разрозненных источников, доступной литературы и т.п., и обосновать свой взгляд на каждый упомянутый пункт.

DSP или промышленные микроконтроллеры?

Для использования в цифровой аппаратуре управления магнитными подшипниками компаниями-производителями использовались различные микроконтроллеры, которые можно было разделить на две основные группы: DSP (Digital Signal Processor – цифровой сигнальный процессор) и промышленные микроконтроллеры общего назначения. Принципиальное отличие состоит в том, что основные расчетные операции сигнальный процессор выполняет, как правило, значительно быстрее, чем промышленный микроконтроллер. А так как скорость работы системы управления является принципиальной характеристикой СМП, то следовал почти однозначный вывод – более правильно использовать DSP.

Однако, как и всегда в этом мире, существует другая сторона вопроса, которая состоит в том, что СМП требует от основного процессора не только скорости, но и хорошо развитой периферии, например, наличия таймеров, ЦАП/АЦП, модуля широтно-импульсной модуляции (ШИМ) и т.п. В случае использования DSP вся эта периферия наращивалась как внешние устройства, что естественно существенно замедляло скорость реакции всей системы. В случае же использования подходящего промышленного контроллера необходимая периферия уже встроена в микроконтроллер, имеет свой периферийный контроллер, не зависящий от центрального ядра и поэтому не снижает вычислительной мощности контроллера при обработке внешних сигналов. Таким образом, выбор регулирующего органа не является такой уж однозначной задачей, как это казалось сначала.

На самом деле жизнь поставила все на свои места, и в настоящее время передовые DSP получили развитую периферию, а современные промышленные контроллеры имеют встроенный DSP. Таким образом, шансы уравнились, и далее результат уже зависит больше от квалификации разработчиков, чем от выбора микроконтроллера.

Усложнение функций контроллера СМП

В настоящее время среди разработчиков СМП существует тенденция к усложнению сервисных функций управления, расширения количества представлений режимов работы, т.е. нагружение управляющего контроллера СМП помимо функции собственно регулирования сопутствующими функциями (например, отображением скорости вращения, температуры обмоток МП и окружающей их среды, осевой силы и т.п.). Естественно, целью такого усложнения является получение большого количества информации, которая могла бы позволить быстрее и правильнее реагировать на изменяющуюся, в том числе, и нештатную ситуацию.

Однако нештатные ситуации, например, повышение температуры обмоток МП, повышение температуры усилителей мощности,

превышение уставок токов и вибраций ротора и т.п. могут быть вызваны всего двумя причинами:

- нештатным режимом работы агрегата;
- аварией в датчиковой системе, электромагнитах или АМП.

В первом случае АМП не управляет рабочим процессом, а только передает параметры СМП на САУ ГПА. Таким образом, нет необходимости вводить в аппаратуру управления МП индикацию этих величин, они должны сразу передаваться на САУ агрегата и служить указанием персоналу о необходимости изменения режима работы агрегата.

Во втором случае агрегат необходимо немедленно отключать, поэтому в аппаратуре управления необходимо предусмотреть достаточное количество защит от аварийных ситуаций.

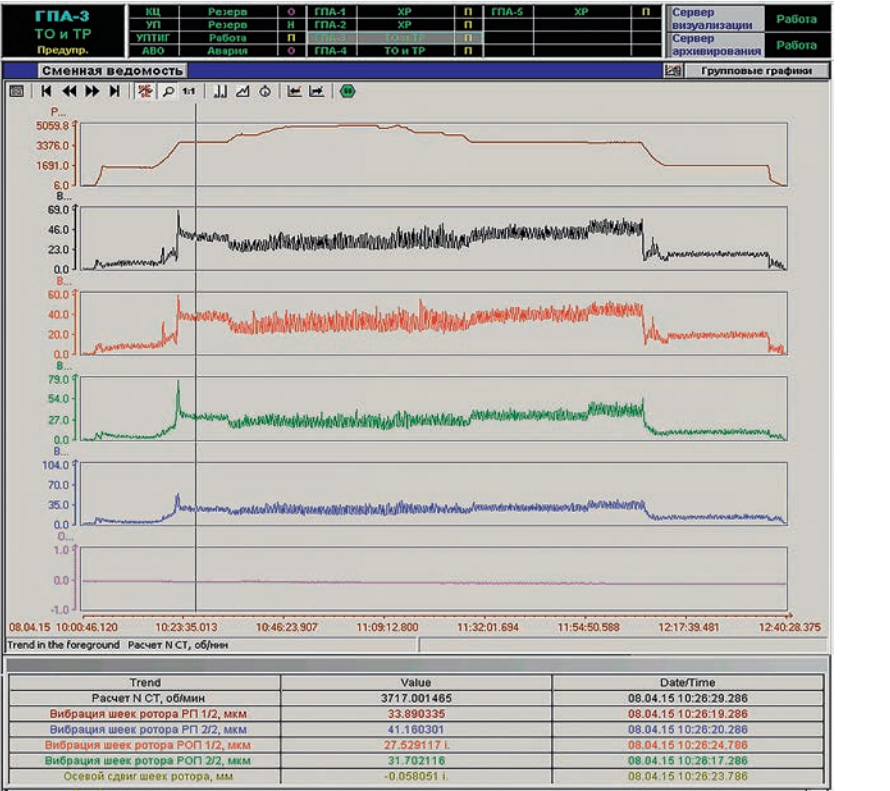
Устранение лишних функций упрощает (т.е. делает более надежной) и удешевляет (т.е. делает более коммерчески оправданной) аппаратуру управления. Поэтому, на наш взгляд, не имеет особого смысла дублировать большинство сигналов в САУ ГПА и на дисплее АМП. Все сигналы, на нештатные значения которых невозможно отреагировать непосредственно

на месте установки АМП, должны индицироваться только в САУ ГПА. В АМП должны быть предусмотрены только защиты от аварийных ситуаций в самой аппаратуре и от ситуаций на агрегате, приводящих к аварии АМП. Конечно, при этом в АМП должна быть предусмотрена как телеметрическая передача на САУ ГПА необходимых внутренних сигналов по согласованному протоколу, так и калиброванные выходы внутренних датчиков (перемещений, токов, температур, скорости вращения и т.д.). Последние должны быть стандартизованы преобразователями 4-20 мА для выдачи их в необходимом объеме на САУ ГПА.

Индикация параметров системы на аппаратуре управления

Появление всякого рода гаджетов с возможностью быстрой обработки данных провоцирует их использование для отображения каких-то усложненных образов процесса на аппаратуре управления: траекторий движения ротора, спектров вибраций, корреляций, анимации и т.п. Во многих случаях насыщение аппаратуры АМП дополнительными функциями

РИСУНОК 1



измерения и индикации обуславливается также рекламными соображениями.

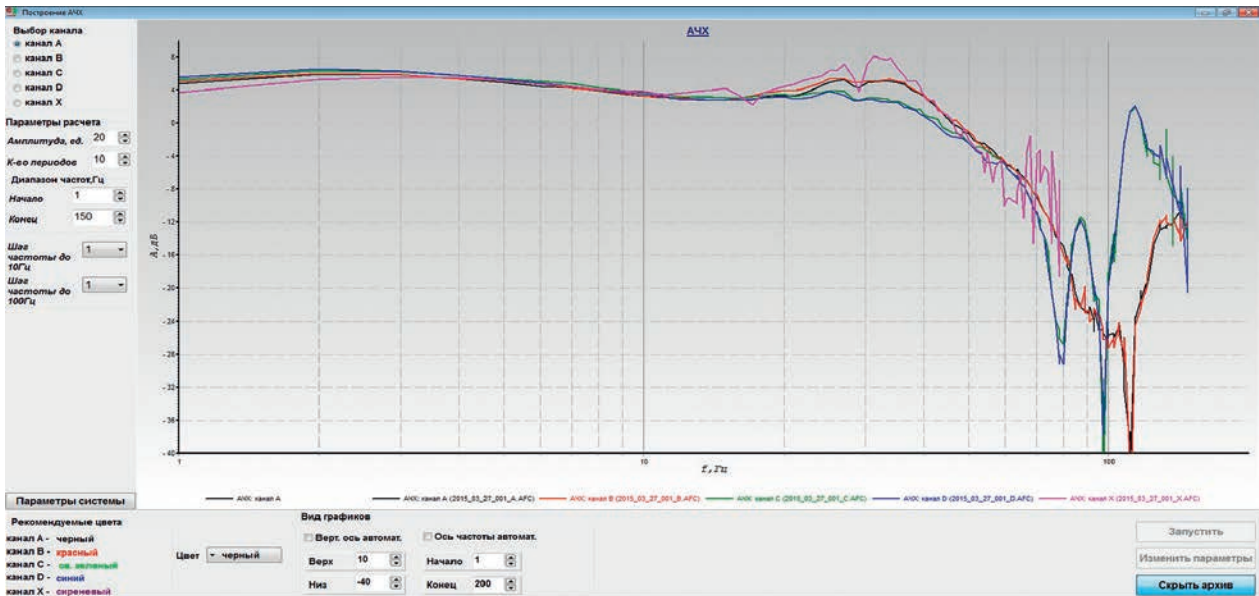
Но по описанным в п. 2 причинам нет необходимости использовать сложные устройства индикации на аппаратуре управления – дежурный оператор все равно не пользуется ими, все управление и наблюдение ведется от САУ ГПА, которая расположена удаленно от отсека автоматики (Рисунок 1 – скорость вращения ротора, виброперемещение по осям подшипников, степень сжатия).

С другой стороны при настройке и пуско-наладке СМП сервисные специалисты, находясь в отсеке автоматики, могут использовать индикацию параметров и состояния системы. Современное программное обеспечение для управляющих контроллеров СМП позволяет получать все необходимые характеристики системы, включая частотный и корреляционный анализ, отображение траекторий движения ротора и даже, при наличии соответствующих датчиков, форм колебаний всей роторной системы.

Однако для служб эксплуатации наиболее востребованными являются две сервисные функции, (необходимость в которых возникает обычно при работах на агрегате, требующих разборки подшипниковых узлов), а именно:

- определение амплитудно-частотных характеристик замкнутой системы управления на взвешенном роторе (Рисунок 2);

РИСУНОК 2



- коррекция параметров системы управления программным путем без выключения аппаратуры управления и даже при работе агрегата (Рисунок 3). Эти операции могут проводиться сервисной службой или подготовленной службой эксплуатации как с использованием устройств индикации, предусмотренных в АМП, так и с помощью внешнего ноутбука.

Как показал наш опыт, более сложные измерения, которые проводятся сервисным персоналом при пуско-наладочных работах, удобнее проводить не с использованием встроенных в АМП функций измерения и диагностики, а с помощью как внешнего компьютера, так и дополнительных аналоговых приборов. Это, на первый взгляд, спорное утверждение основывается на мнении сервисного персонала о неудобстве управления одновременно несколькими виртуальными приборами на одном дисплее.

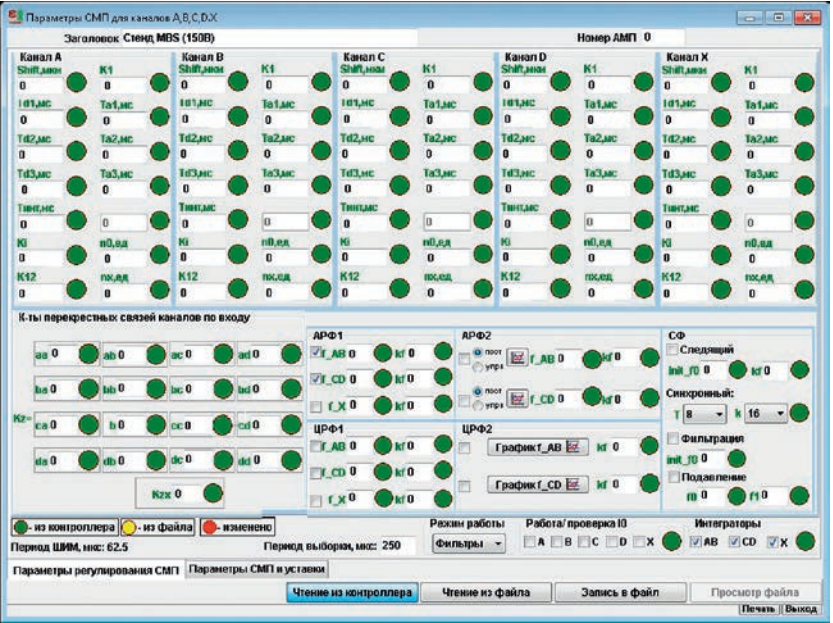
Таким образом, вопрос о необходимости расширения функций индикации состояния и управления параметрами СМП на встроенном дисплее также не однозначен. В соответствии с веянием времени, специалисты ОАО «ОДК-ГТ» в настоящее время оснащают выпускаемые АМП современным монитором с большим набором возможностей измерения и управления характеристиками СМП (рисунок 4).

Таким образом, если принять тезис об ограничении количества информации, отображаемой на дисплее АМП, то можно прийти к выводу, что сама аппаратура может работать в режиме «черного ящика» и не требовать наблюдения служб эксплуатации в процессе работы – все необходимые сведения о работе СМП индицируются на САУ ГПА. На самой АМП необходима только информация о результатах диагностики внутренних защит (при внутренних авариях) и, возможно, стартовой проверки системы. Такое построение СМП, на наш взгляд, соответствует современным принципам организации систем управления – все параметры системы, по которым может производиться управление режимом работы агрегата, должны быть представлены на САУ ГПА, а сама СМП требует внимания только при внутренних нарушениях или авариях, приводящих к необходимости проверок и/или ремонта.

Увеличение жесткости каналов регулирования СМП

Известно, что электромагнитные подшипники имеют принципиальный неустраняемый физический недостаток – меньшую жесткость по сравнению с традиционными подшипниками, качения или скольжения. Следствием этой особенности МП являются большие вибрации ротора при внешних возмущениях, например, предомпажных нагрузках. Само

РИСУНОК 3



по себе, в пределах допустимых уровней, это не приводит к неприятным последствиям. Однако наличие на роторе других конструктивных элементов с зазорами, например, лабиринтных и сухих уплотнений заставляет проектантов более жестко подходить к разрешенным уровням вибраций. Кроме того, требования по повышению КПД компрессора требуют уменьшения рабочих зазоров в проточных частях компрессора. Поэтому часто высказывается мысль о необходимости увеличения жесткости МП для уменьшения амплитуды вибраций и расширения диапазона положительного демпфирования.

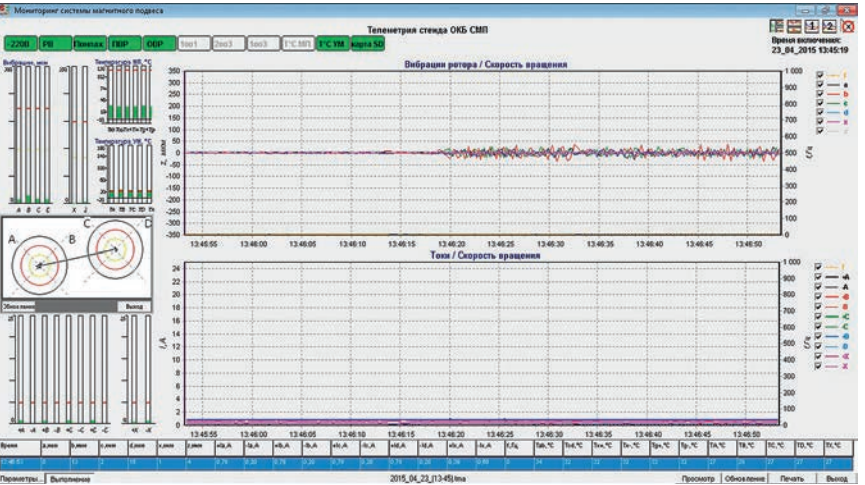
Принимая эти, в целом справедливые требования, необходимо одновременно принимать во внимание, что увеличение жесткости МП сверх определенных пределов может повлечь за собой:

- потерю устойчивости системы при высокочастотных возмущениях из-за насыщения усилителя, например, при вибрациях с частотой вращения, лопаточных вибрациях и т.п.;
- потерю устойчивости на внешних резонансах из-за увеличения общего коэффициента усиления на высоких частотах – изгибные колебания ротора, колебаний фундамента, приводной машины.

Мировой лидер по системам магнитного подвеса компания

SKF-S2M до недавнего времени придерживалась практики получения максимально возможной жесткости для конкретного типа машины, применяя усложненные алгоритмы управления. Однако некоторые заказчики указывали на нестабильную работу таких систем особенно при нестационарных высокочастотных воздействиях на ротор. Специалисты ОАО «ОДК-ГТ», наоборот, выбирают параметры СМП, исходя из минимально допустимой (по условиям работы агрегата) жесткости СМП. Такой подход позволяет несколько повысить устойчивость системы к внешним высокочастотным воздействиям и улучшить стабильность ее характеристик.

РИСУНОК 4



Силовое питание аппаратуры управления

В выборе технических решений по организации силового питания АМП у заказчиков и изготовителей СМП также не наблюдается согласованного подхода.

В первоначальных разработках СМП в качестве основного источника питания использовалась трехфазная сеть 220/380 В с выпрямителем, а в качестве резервного – сеть постоянного тока 110/220 В. Оба источника включались по схеме «выбора наибольшего напряжения». Такая схема применялась в аналоговой аппаратуре СУМП-М, в довольно большом количестве находящейся в эксплуатации, а также в первой цифровой аппаратуре АМП. Эта схема, в том виде, в котором она применялась, не имела стабилизации силового питания усилителей.

Поэтому изменение напряжения питания влияло на характеристики каналов СМП, а при переключении на резервное питание могли происходить скачки напряжения питающего усилители и, как следствие, возникали помехи в цепях вторичного питания. Это, в свою очередь, приводило к броскам ротора при переходе с основного силового питания на резервное и наоборот. Кроме того, импульсные помехи от ШИМ- усилителей практически без ослабления проходили в резервную сеть постоянного тока. Поэтому руководства отрасли предписывали применение помехоподавляющих фильтров в цепях резервного питания и установку источников бесперебойного питания (ИБП) на входе основного питания аппаратуры.

В современном поколении цифровой аппаратуры АМП-1 была применена стабилизация силового питания усилителей с помощью промежуточных DC/DC преобразователей, что устранило указанные выше недостатки. Кроме того, такое решение давало возможность организовать питание усилителей напряжением, не зависящим от напряжения резервной сети постоянного тока. При использовании такой схемы питания отпадает необходимость установки дополнительного ИБП для основного питания и существенно снижаются помехи по цепи резервного питания аппаратуры. Испытания, проведенные на КС «Перегабенское» ООО «Газпром трансгаз Югорск» на аппаратуре АМП-1, подтвердили правильность такого технического решения.

Необходимо, однако, отметить, что в аппаратуре управления зарубежных фирм, в частности SKF-S2M, традиционно применялась схема питания с включением специализированного ИБП непосредственно в состав аппаратуры. При этом полностью отпадала необходимость в резервной сети постоянного тока, и реализовывались все преимущества, указанные выше для аппаратуры АМП-1. Такое решение предпочтительно для объектов, на которых затруднительна организация надежной резервной сети, в частности на местах добычи газа, на платформах и т.д.

Поэтому в модернизированной аппаратуре АМП-1 была реализована возможность установки встроенного ИБП с возможностью питания аппаратуры от однофазной сети. Такое техническое решение также было проверено на одном из агрегатов ООО «Газпром трансгаз Югорск». Однако службы эксплуатации некоторых газотранспортных предприятий указывали на сложность получения резервных аккумуляторов в отдаленных районах и возможные затруднения при возникновении отказов ИБП.

Резюмируя сказанное, мы посчитали наиболее удобным выпуск двух модификаций АМП-1 (или аналогичных аппаратур управления), отличающихся только организацией силового питания.

Основной модификацией для применения на большинстве объектов газотранспортных

предприятий следует считать аппаратуру с основным питанием от сети 380 В и резервным — от сети постоянного тока 220В. Для объектов, имеющих слабую сеть постоянного тока или не имеющих такой сети, следует применять модификацию АМП-1 со встроенным ИБП.

Импортозамещение

Этот вопрос отнесен к разряду спорных потому, что при очевидной для всех архиважности вопроса, его политизированность заставляет некоторые компании не решать проблемы реально, а делать вид, что они решаются. В сфере магнитных подшипников (МП) это проявляется следующим образом. Исторически на российском рынке присутствовали два западных производителя (SKF — Франция и Waukesha Bearings — Великобритания), а также один основной российский производитель ОАО «Корпорация ВНИИЭМ». Последний не показал свою эффективность по разным причинам, другие российские производители на рынок не допускались по причинам, далеким от технических. Таким образом, в сложные для России времена остро встал вопрос импортозамещения в области производства магнитных подшипников.

Как это обычно и бывает, желание быстро отпартовать о решении проблемы приводит к имитации этого решения. Считается, что достаточной мерой является локализация производства в России. В данном случае, однако, это контрпродуктивная мера, так как западные предприятия-производители готовы передать российским предприятиям по лицензии только собственно производство (при этом не делая его независимым от западных технологий), не передавая технологии микроконтроллера управления процессом и, тем более, алгоритмы и программные продукты для проектирования, анализа и настройки СМП.

Таким образом, при обострении политической ситуации в мире подобное «импортозамещение» не дает возможности самостоятельной работы российских компаний в этом направлении.

Вывод очевиден. Для высокотехнологичных продуктов

импортозамещение должно включать в себя не только «локализацию», но и следующие, именно российские позиции:

- технологию (know-how);
- разработчиков-держателей этой технологии;
- конструкторскую документацию;
- предприятия-изготовители ключевых высокотехнологичных модулей продукта;
- службу сервиса;
- комплектующие.

Только в этом наборе мы можем считать себя независимыми и самостоятельными в применении технологии магнитных подшипников. Вынужденное исключение составляют комплектующие, например, промышленные микроконтроллеры с необходимыми характеристиками, которые пока не производятся в России. ОАО «ОДК-ГТ» использует европейские микроконтроллеры, которые доступны и на азиатском рынке.

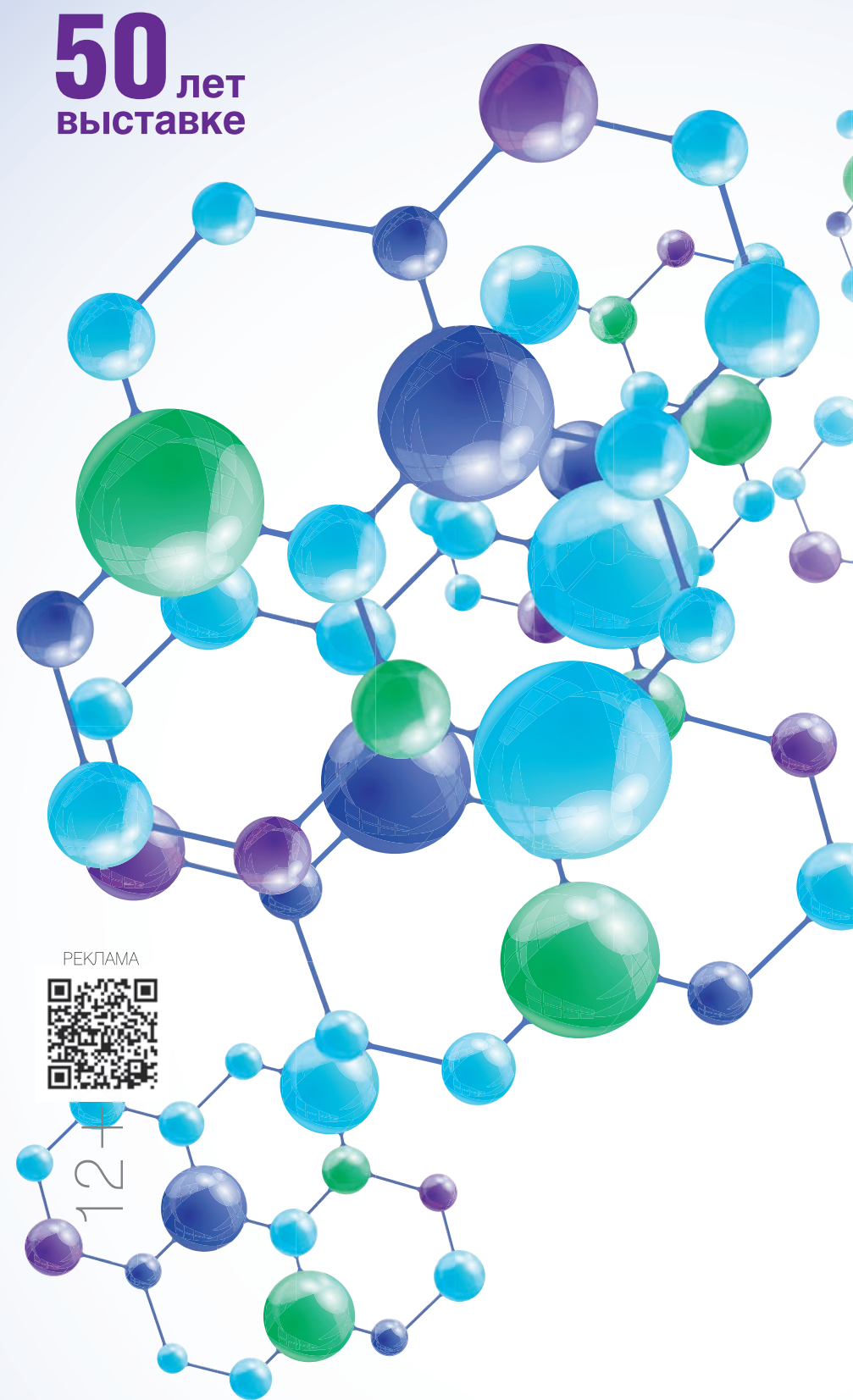
В настоящее время на российском рынке появились производители, соответствующие приведенному перечню, например, ОАО «ОДК-ГТ», ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика».

ВЫВОДЫ

1. Расчет и проектирование систем магнитного подвеса это сложная многопараметрическая задача, при решении которой нельзя добиться однозначного оптимума по всем показателям одновременно и приоритетом является достижение приемлемого компромисса.
2. Аппаратура должна работать в режиме «черного ящика» — выполнять все функции по стабилизации ротора на всех режимах и передавать в САУГПА полный объем информации о работе СМП. На индикаторе АМП целесообразно отображать только внутреннее состояние аппаратуры.
3. На территории России должен быть сосредоточен весь цикл производства и возобновления технологии: идея-разработка-производство-ПНР-сервис. ●

KEY WORDS: *rotary machine, magnetic suspension system, instrument, production cycle.*

50 лет
ВЫСТАВКЕ



РЕКЛАМА



ХИМИЯ
ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
И НАУКА
2015

27–30.10

ЭКСПОЦЕНТР

18-я международная
выставка химической
промышленности
и науки

Зеленая химия

Индустрия пластмасс

Хим-Лаб-Аналит

Химмаш. Насосы

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.chemistry-expo.ru

Организатор: ЗАО «Экспоцентр»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ

КОНТЕЙНЕРЫ «СЕВЕР»®

многофункциональная система
обеспечения безопасности и надежности
работы оборудования



ГрандМоторс

БОЛЬШИНСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАСПОЛОЖЕНЫ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ С СУРОВЫМ КЛИМАТОМ. ЧТОБЫ ОБОРУДОВАНИЕ В ТАКИХ УСЛОВИЯХ НЕ ДАВАЛО СБОЕВ, ЕМУ ТРЕБУЕТСЯ ОСОБАЯ ЗАЩИТА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЕГО РАБОТЫ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

MOST OIL AND GAS FIELDS ARE LOCATED IN REMOTE AREAS WITH SEVERE CLIMATE. EQUIPMENT IN SUCH CONDITIONS REQUIRES SPECIAL PROTECTION TO ENSURE THE SAFETY AND RELIABILITY. WHAT KIND OF SOLUTIONS RUSSIAN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: контейнеры, безопасность, пакетируемое оборудование, транспортировка.



**Кулаков
Даниил Михайлович,**
Технический директор
ЗАО «ГрандМоторс»

Нефтегазовые месторождения – традиционная область применения оборудования для автономной энергетики. Современная нефтегазовая отрасль характеризуется растущими темпами добычи природных ресурсов. Рост нефтедобычи происходит в основном за счет ввода в эксплуатацию нефтедобывающих мощностей на новых месторождениях Европейской части страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, как правило, в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где неразвита или вовсе отсутствует сетевая инфраструктура. Единственным надежным и удобным способом электрификации для оборудования нефтяных и газовых месторождений остаются дизельные электростанции.

Учитывая суровые климатические условия и неблагоприятные погодные факторы в большей части объектов нефтедобычи генерирующему оборудованию необходима защита в виде контейнера или блок-бокса. Без разработки специальной конструкции для защиты от критически низких температур, осадков и ветровой нагрузки, даже самое передовое и мощное генераторное оборудование будет бесполезно на рабочем объекте.

Важным моментом является понимание того, что контейнер – это не просто металлическая коробка, а сам по себе тоже является частью целой системы образующей энергокомплекс. Ведь помимо металлических стен настоящий контейнер должен быть оснащен целым рядом функциональных элементов, соединенных с электростанцией, для обеспечения их правильной и безотказной работы.

Производственное объединение Группы Компаний «ГрандМоторс» является одним из немногих на рынке, кто предлагает современные контейнерные решения с учетом всех особенностей пакетируемого оборудования и полной интеграцией в системы жизнеобеспечения. Особенности конструкции контейнеров «Север» многообразны, однако, каждая из них несет на себе значимые функции, без которых надёжная работа электростанции не может быть гарантирована.

Герметичность

Базовой особенностью контейнеров «Север» является сам корпус, выполненный на основе нового транспортного контейнера, произведенного в заводских условиях. Прочная сварная конструкция таких контейнеров,



жесткость которых просчитывается конструкторским бюро в соответствии с массогабаритными характеристиками пакетируемого оборудования, обеспечивает защиту от вандализма и механических повреждений, герметичность к воздействию неблагоприятных условий окружающей среды, возможность многократных перемещений и удобство транспортировки. Промышленное объединение «ГрандМоторс» дополнительно выполняет усиление всех проемов в корпусе для сохранения жесткости и целостности при транспортировке по неровным дорогам, разгрузке и такелажных работах, установке на неровный фундамент. Это важно как для сохранения внутреннего микроклимата, так и в целях безопасной эксплуатации, так как при деформации силовой рамы контейнера может заклинить дверной или монтажный проем, повредить вентиляционные клапаны, деформировать раму ДГУ, что приведет к повреждению основных агрегатов дизель-генераторной установки.

Герметичность – одно из самых основополагающих требований

к контейнерному исполнению. Даже самое на первый взгляд незначительное нарушение целостности корпуса может повлечь за собой необратимые последствия: нарушение рабочего температурного режима, промерзание и обледенение частей жизнеобеспечения системы.

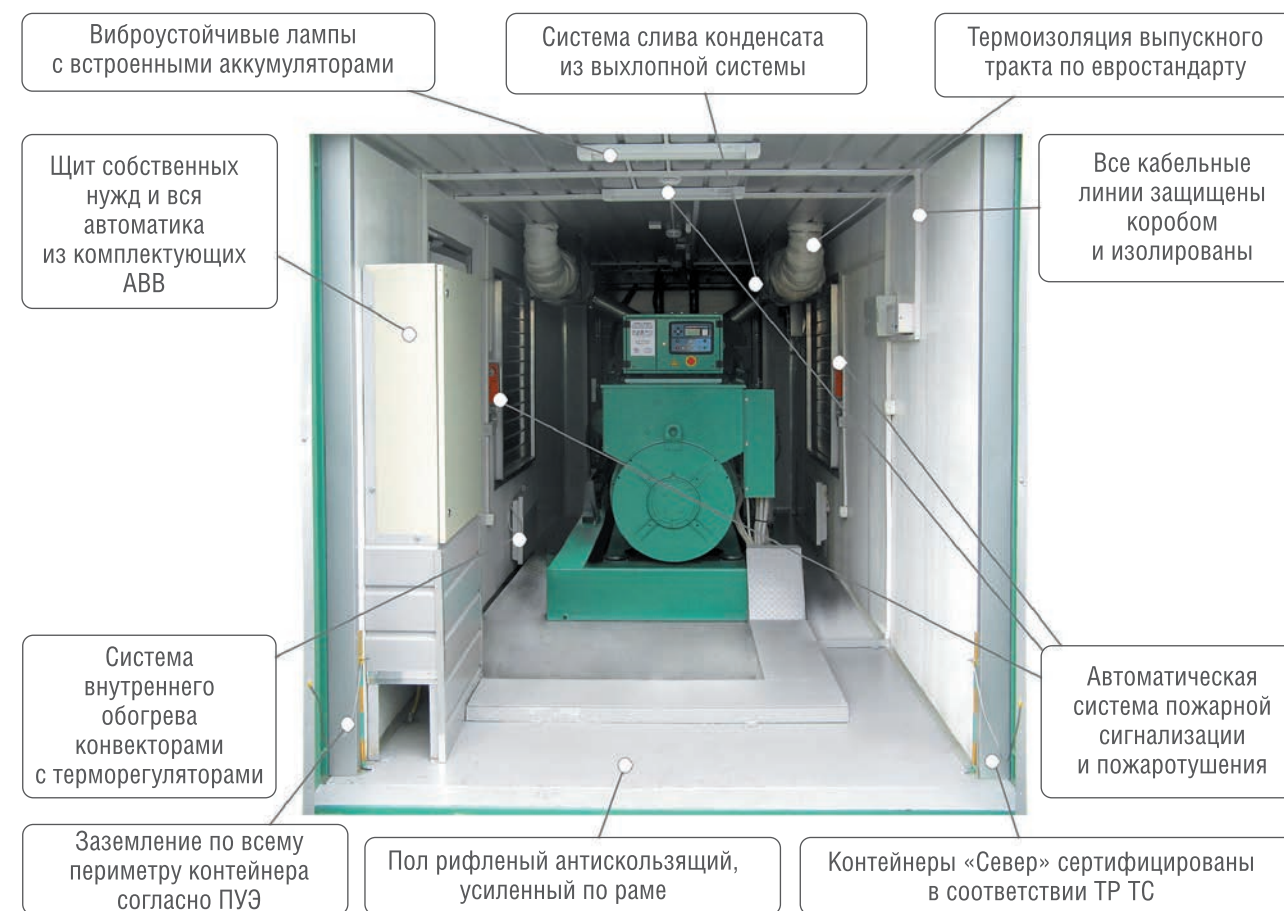
Интеллектуальность

Так как герметичный контейнер, изготовленный в соответствии со всеми требованиями и нормами, полностью изолирован от внешней среды, ему необходима автоматическая интеллектуальная система вентиляции, охлаждения и отвода выхлопных газов. Это является второй особенностью контейнеров «Север» производства компании «ГрандМоторс».

Система приточно-вытяжной вентиляции основана на многочисленных датчиках температуры окружающего воздуха, расположенных в различных частях контейнера, а также специально разработанном контроллере, управляющем работой всех приводов системы вентиляции; строится на принципе полной

автоматизации и синхронизации с системой пожарной сигнализации и пожаротушения для согласованных автоматических действий в случае пожара. При возникновении пожара, если системы вентиляции и пожаротушения не согласованы, то клапаны не переключаются автоматически и доступ кислорода извне только усилит возгорание. В контейнерах «Север» все вентиляционные клапаны оснащаются ламелями с шестернями закрытого типа для защиты от промерзания, а для предотвращения от внешних механических повреждений они защищены сварными защитными решетками. При заказе оборудования для условий эксплуатации при низких температурах все ламели утепляются и оснащаются обогревом для защиты от промерзания.

Более того, конструкторским бюро «ГрандМоторс» предусмотрена система утилизации остаточного тепла (термокомпенсации). Это необходимо в таких случаях, когда электростанция завершила свою работу, и система приточно-вытяжной вентиляции



автоматически закрыла все клапаны. При этом двигатель остаётся еще очень горячим и температура воздуха внутри контейнера может быть настолько высокой, что сработает противопожарная система. Для предотвращения подобных последствий можно либо каждый раз после останова работы электростанции открывать дверные проемы для уравнивания температуры и охлаждения двигателя, либо воспользоваться разработкой инженеров «ГрандМоторс» в виде автоматического вентилятора, установленного на противоположной стене от вентиляционного клапана. Дополнительный вентилятор продолжает работу после останова всех систем контейнера и выравнивает температурный режим до оптимального уровня.

Утепление

Третьей немаловажной особенностью контейнеров «Север» производства компании «ГрандМоторс» является утепление. Компания «ГрандМоторс» всегда

учитывает особенности климата и использует 100% негорючий утеплитель – минеральную вату (базальт) толщиной до 150 миллиметров. Очень важно, что утепляются все стороны контейнера как стены, так и пол, потолок, двери и другие монтажные проемы. Толстый слой утеплителя позволяет не только поддерживать благоприятную температуру, но и дополнительно создавать эффект шумоглушения от работы двигателя.

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

Поддержание внутреннего микроклимата контейнера выполняется не только благодаря утеплению и вентиляции, но и с помощью системы обогрева. В инженеринговом центре компании «ГрандМоторс» используют конвекторы европейского производства с датчиками температуры и автоматическим терморегулированием. Расчет системы обогрева производится конструкторским бюро в соответствии с объемом контейнера. В результате обогревается рубашка двигателя и воздух в отсеках, отсутствует конденсат, экономится электроэнергия. При отсутствии возможности использования внешней сети устанавливаются автономные подогреватели воздуха/охлаждающей жидкости типа Webasto.

На рынке можно встретить и другие способы обогрева контейнера, например, тепловые электропушки с открытыми спиралями или конвекторы без терморегуляции. Такие устройства могут стать причиной возгорания, неэкономичны в использовании, вызывают перегрев внутреннего

пространства, не обеспечивают равномерного обогрева всего внутреннего объема контейнера. В результате нарушается внутренний климат контейнера и в зимний период электростанция может не запуститься.

Безопасность

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

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

Обеспечение непрерывной и безопасной подачи топлива к двигателю и надежное хранение запаса топлива также является немаловажной задачей. Производственный цех компании «ГрандМоторс» использует только стальные трубопроводы с прокладкой в специальных каналах для защиты от повреждений. В местах подключений используются масло- и бензостойкие гибкие рукава высокого давления для защиты от вибрации. Также на производстве

«ГрандМоторс» изготавливаются сертифицированные металлические топливные баки любого объема и формы для наиболее оптимального размещения в контейнере. Топливные баки производства «ГрандМоторс» оснащаются байпасом, искро- и взрывозащитными клапанами, дыхательным клапаном и системой аварийного слива топлива для надежной и пожаробезопасной эксплуатации.

Некачественное исполнение топливного бака и трубопроводов может послужить причиной пожара, взрыва и потери дорогостоящего оборудования. Обращайте внимание на материал исполнения: пластиковые баки являются пожароопасным решением. Отсутствие аварийной сливной магистрали при пожаре грозит тем, что пластиковый бак расплавляется, топливо растекается внутри контейнера, усиливая возгорание. Пластиковая ёмкость не предусматривает профилактической очистки бака от примесей и осадка, а также замены дизельного топлива в соответствии с сезонностью. Непродуманное конструкторское решение не обеспечивает необходимое давление и стабильность подачи топлива к двигателю.

Контейнеры «Север» предназначены для пакетирования автономных электростанций, телекоммуникационного оборудования, компрессорных установок, станций водоподготовки, распределительных устройств и трансформаторных подстанций, мобильных центров обработки данных и другого промышленного

оборудования. Широкое применение контейнеры «Север» нашли в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях, в строительстве и производстве, в логистических и складских комплексах, а также для центров обработки данных, медицинских учреждений, систем связи, ЖКХ и аварийных служб.

За время работы производственное объединение «ГрандМоторс» спроектировано, изготовлено и поставлено в эксплуатацию более 4000 стационарных и передвижных контейнерных решений для различного оборудования.

«Контейнеры «Север» – зарегистрированная торговая марка Группы Компаний «ГрандМоторс». Все контейнеры «Север» производства Группы Компаний «ГрандМоторс» сертифицированы в соответствии с Техническим Регламентом Таможенного Союза, соответствуют требованиям ГОСТ Р, ПУЭ, а также Правилами применения оборудования для средств связи. ●

KEY WORDS: containers, security, packaged equipment, transportation.

Доверяйте профессионалам!

«ГрандМоторс» стоит на страже вашего успеха!

ЗАО «ГрандМоторс»
Инжиниринговый
энергетический центр
www.grandmotors.ru
тел.: 8 (800) 333-94-60



Участники XI Симпозиума
Трубопроводный транспорт – 2015



А. Гривач



Д. Махонин



П. Завальный,
Г. Шмаль,
С. Сурков



М. Ершов



Н. Порохова



Ю. Дроздов,
Ю. Шатура



А. Долл, М. Лихачев



Р. Carter



Г. Абрамова



Е. Никитина, В. Каравай



А. Плотников, М. Грешняков



М. Косарев



П. Строков



О. Грушин



Участники выставки
Территория NDT-2015



А. Климентьев



М. Cook, М. Mazok



Е. Сыровой

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ и услуг от Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

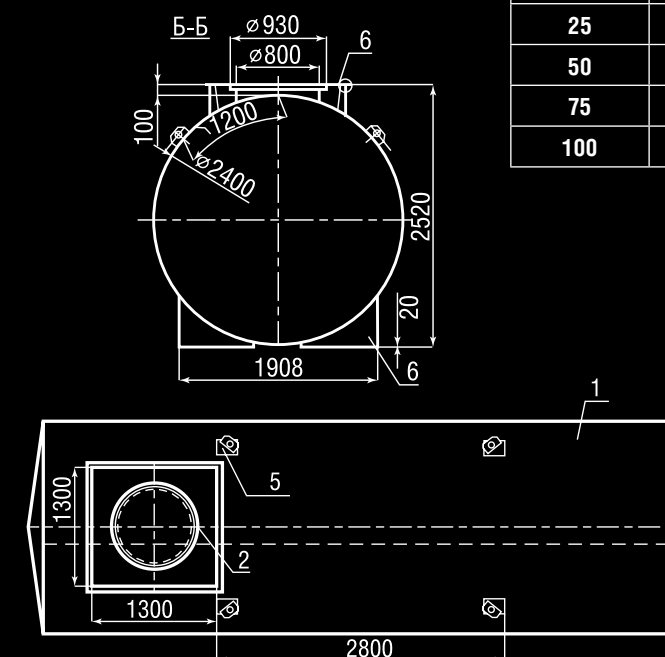
1.4.1.1 Резервуарное оборудование

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.

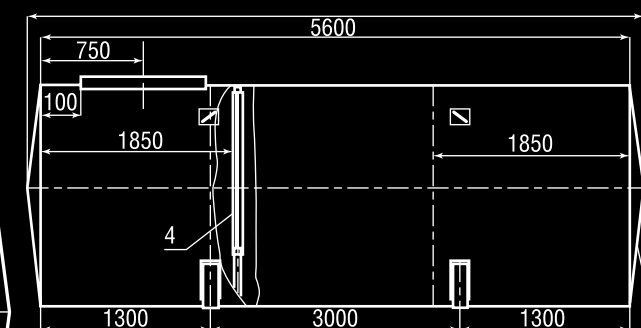
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутри сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (088)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2		5,5	6	13	14	

Объем Vном, м³	Размеры, мм				
	D	L	I	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 одностенный ёмкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

ЕМКОСТИ ПОДЗЕМНЫЕ ДРЕНАЖНЫЕ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование



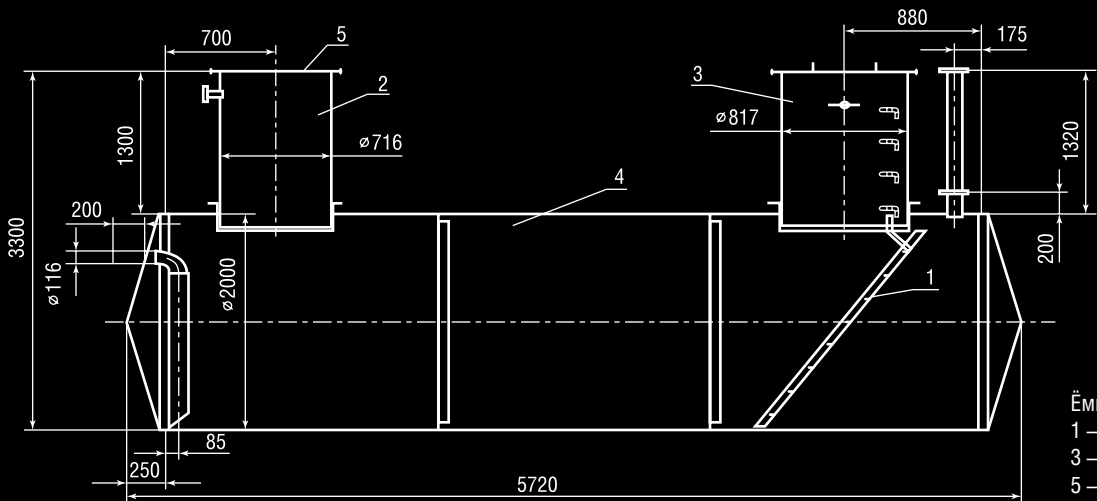
Горизонтальные подземные дренажные емкости (ЕПП и ЕП) используются на автозаправочных станциях для слива топлива в случае возникновения аварийных ситуаций. Помимо этого, емкости класса ЕП могут использоваться на промышленных предприятиях для сбора жидких отходов (включая воду) из трубопроводных сетей.

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

Емкости типа ЕП имеют корпус цилиндрической формы и конические днища. Согласно проекту толщина стенок емкостей должна составлять 8 мм. Емкости ЕП можно использовать при температурах не ниже -600С. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЕП И ЕПП

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



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

ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2. Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.2.3. Автомобильная транспортировка



Полуприцеп-цистерна модель SAHIN-OASIS 40. Специально разработана для России. Снаряженный вес- 7800 кг. Корпус цистерны цилиндрической формы безрамной конструкции, с внутренними ребрами жесткости (волнорезами). Металл корпуса цистерны-сталь 4 мм St37-2. Объем 40 000 литров. Количество секций-1. Покраска и логотип в желаемы цвет заказчика. В стандарте цвет-оранжевый с надписью «Огнеопасно» с трех сторон. Полуприцеп-цистерна эксплуатируется с тягачом с высотой ССУ 1150-1400 мм. Перевозимый продукт-светлые нефтепродукты плотностью $\rho=0,83$ кг/дм³.

Тип подвески, количество осей, производитель односкатная, пневматическая 3 оси, BPW, 3х9 тонн передняя подъемная ось Шины, размеры, «Bridgestone» или другие европейские аналоги, 6шт +1 з/п, 385/65 R22.5. Тормозная система и комплектующие

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

Полуприцеп-цистерна укомплектовывается:

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



«Скрытые доходы от войны с терроризмом можно резюмировать одним словом – нефть. Карта святынь террористов и целей на Ближнем Востоке и в Центральной Азии – это также и карта главных энергетических источников в 21 веке»

Д. Эстулин



«Я не считаю сырье проклятием России, наоборот, оно может стать драйвером для развития инновационной экономики»

А. Чубайс

«Люди вырвались в космос, покоряют реки, моря, океаны, добывают нефть и газ в глубинах земли, овладели энергией атома, а хлеб остается хлебом»

Л. Брежнев



«Так или иначе, нефть уже не в моде – ее в старых замках больше не ищут. Если миссис Дадли и уколошит меня, то по меньшей мере за уран»

Ш. Джексон

«Чтобы я ни думал об этом мире, он всё равно будет вертеться по своим законам. Арабские страны будут добывать свою нефть, а все люди под солнцем – переводить эту нефть на бензин и электричество, чтобы в недрах ночных городов и дальше раскапывать новые способы удовлетворения своих желаний»

Х. Мураками

«Люди думают, что торгуют нефтью, а сами становятся ею»

В. Пелевин

«Нефть и газ позволяют смазывать ржавые механизмы принятия решений. До следующего кризиса...»

И. Хакамада



ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
полуприцепы грузоподъемностью от 2 до 2000 тонн

«УРАЛАВТОПРИЦЕП» – ЭКСПЕРТ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ
В РЕШЕНИИ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



8-осный раздвижной полуприцеп-тяжеловоз с гидробалансирными гусакон и подвеской, а также принудительной системой рулевого управления всех колес, грузоподъемностью 100 т, грузовая площадка от 16 до 30 м, высота платформы 0,9 м.

454038 г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
www.cmzap.ru • sales@cmzap.ru

8-800-200-02-74*

* звонок по России бесплатный

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМОВАНИЕ