



ТЕПЛОВОЕ
ПОВЕДЕНИЕ
МГП

ОЦЕНКА
ПРОЧНОСТИ
ТРУБОПРОВОДА

GE GAS
ENGINEERING

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [144] 2023

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ: ТЕНДЕНЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ



Входит в перечень ВАК (К1)

РЕКЛАМА

ВСЕЛЕННАЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЭК

Проект о космических технологиях
на службе отрасли

спецпроект
Neftegaz.RU

kosmos.neftegaz.ru



Особенности расчета несущей способности трубопроводных конструкций



18

Исследование теплового поведения магистрального трубопровода



26

СОДЕРЖАНИЕ

Совершенствование методов защиты от коррозии



42

Перемещение оси трубопровода при нагрузках в процессе проведения аварийно-восстановительного ремонта



46

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

2023 год: события, тренды, планы 6

Бери или плати 8

События 10

Первой строчкой 12

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

ЕРС-подход в нефтегазовом строительстве 14

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Особенности расчета несущей способности трубопроводных конструкций 18

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Бесперебойное газоснабжение: как «Газпром ПХГ» обеспечивает его уже более 15 лет 22

Календарь событий 25

Исследование теплового поведения магистрального трубопровода 26

Перспективы минерализации углекислого газа 30

Депрессорные присадки для транспортировки высоковязкой и высокопарафинистой нефти 36

Совершенствование методов защиты от коррозии 42

Перемещение оси трубопровода при нагрузках в процессе проведения аварийно-восстановительного ремонта 46

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Кибербезопасность в нефтегазовой отрасли 50

Математическое моделирование процессов перекачки продукции через резервуарные парки перерабатывающих производств нефтегазовой отрасли



54

Проблема мониторинга остаточного содержания ингибиторов АСПО



68

Высокооктановые бензины: получение и изучение



78

Арктика и Антарктика: геологоразведка без границ



86

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Математическое моделирование процессов перекачки продукции через резервуарные парки перерабатывающих производств нефтегазовой отрасли (часть 2) 54

Линейка информационных систем АО «Зарубежнефть» 60

Новости науки 64

НЕФТЕСЕРВИС

Возможности для роста: где их находят нефтесервисные компании 66

Проблема мониторинга остаточного содержания ингибиторов АСПО 68

Сибирская Сервисная Компания установила новый отраслевой рекорд суточной проходки 74

Бурить скважины безопасно и качественно 76

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Высокооктановые бензины: получение и изучение 78

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Арктика и Антарктика: геологоразведка без границ 86

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Эффективная эксплуатация малодебитного фонда скважин 98

MODUS VIVENDI

Zen Garden. Тихая роскошь в центре событий 102

Бриллианты Туре II А: чистый углерод, завоевавший сердца правителей мира 103

WOW Мальдивы: незабываемый отдых с Siyam World 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

159 лет назад

В 1864 году в США смонтирован первый большой металлический резервуар объемом 1270 м³.

158 лет назад

В 1865 году в штате Пенсильвания сооружен первый в мире нефтепровод от нефтепромысла Ойл-Крик до железнодорожной станции Миллер Фарм Стейшн.

145 лет назад

В 1878 году по проекту В.Г. Шухова и А.В. Бари построен первый стальной клепаный резервуар.

143 года назад

В 1880 году создано проектно-конструкторское бюро для разработки проектов резервуаров для хранения нефтепродуктов.

142 года назад

В 1881 году для хранения нефти взамен земляных ям построены десять стальных резервуаров общим объемом 1600 тыс. пудов (26 208 кг).

111 лет назад

В 1912 году на Эбзи-Эйбатских нефтепромыслах в районе Баку сооружены первые железобетонные резервуары объемом 100 м³.

108 лет назад

В 1915 году в Канаде проведена первая в мире опытная закачка газа в истощенное газовое месторождение.

107 лет назад

В 1916 году в США на газовом месторождении Зоар вблизи г. Буффало создано первое промышленное ПХГ.

101 год назад

В 1922 году разработан первый стандарт, регламентировавший производство резервуаров из стали для горючих и легковоспламеняющихся жидкостей.

88 лет назад

В 1935 году впервые в России сооружен металлический сварной резервуар емкостью 1000 м³.

67 лет назад

В 1956 году выпущен Среднезападный 56 Стандарт, согласно которому использовался подход к проектированию люков подземных резервуаров, расположенных наверху цистерн.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Николай Александрович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Третьяк Александр Яковлевич
д.т.н., профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

account@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004



С Новым годом!

В 2023 г. в России открыто

30

месторождений
углеводородного сырья

На 50%

сократились выплаты
по демпферу

Пакистан заплатил
юанями
за российскую
нефть

С 1 января
2024 года
вводится налог
на сверхприбыль

ДОРОГИЕ ЧИТАТЕЛИ! ВЫ ДЕРЖИТЕ В РУКАХ ПОСЛЕДНИЙ НОМЕР 2023 ГОДА. ПРЕДПРАЗДНИЧНАЯ АТМОСФЕРА РАСПОЛАГАЕТ К ТОМУ, ЧТОБЫ ЗАГАДЫВАТЬ ЖЕЛАНИЯ, СТРОИТЬ ПЛАНЫ И, КОНЕЧНО, ПОДВОДИТЬ ИТОГИ. ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ГОД БЫЛ СКОРЕЕ ТРЕНДОБРАЗУЮЩИМ, ЧЕМ СОБЫТИЙНЫМ. НО ДАЖЕ В НЕПРОСТЫХ УСЛОВИЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРОДОЛЖАЮТ ВЫПОЛНЯТЬ СВОЮ ОСНОВНУЮ ФУНКЦИЮ – ДОБЫВАТЬ, ПРОИЗВОДИТЬ И ПОСТАВЛЯТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

2023 ГОД: СОБЫТИЯ, ТРЕНДЫ, ПЛАНЫ

Анна Павлихина

Обращаясь к событиям начала года, стоит вспомнить открытие крупных месторождений: Мухтинского ГКМ в Якутии вблизи МГП Сила Сибири с запасами, превышающими 34 млрд м³, и НГКМ им. Р.У. Маганова на шельфе Каспийского моря, открытое «ЛУКОЙЛом», с запасами 8,4 млн т нефти и 136 млрд м³ газа. Всего в 2023 г. в России было открыто 30 месторождений УВ сырья, но большинство из них относится к мелким и средним.

Ввод в эксплуатацию новых объектов произошел в основном в области экологически чистой энергетики. Еще в январе «Росатом» анонсировал, что до конца года запустит производство по переработке литий-ионных батарей. В октябре начался монтаж ключевого корпуса первого в России крупного завода по производству аккумуляторов в г. Немане Калининградской области. В марте стало известно, что в Красноярском крае построили крупнейшую в России автономную гибридную электроустановку. В дополнение к существующей дизельной генерации функционирует фотоэлектрическая система мощностью 2,5 МВт. В дневные часы электроэнергия от СЭС выдается в общую сеть. Сопряжение солнечной и дизельной электростанций экономит расход дизельного топлива до 12%. В середине года две новые ВЭС запустили в Ставропольском крае. Кузьминская и Труновская ВЭС увеличили суммарную мощность ветроэлектростанций края на 50%. В ноябре в ЮФО появился первый



СПГ-завод. Мощность малотоннажного производства, построенного «Газпромом» в Волгоградской области, 12,6 тыс. т в год. Еще одно достижение компании – ввод в эксплуатацию первых линий Амурского ГПЗ. В конце осени с завода были отгружены первые партии гелия.

Вот и весь перечень наиболее значимые, по нашему мнению, событий. Все они в той или иной мере оказывают влияние на отрасль и сами являются следствием доминирующих в ней тенденций. Некоторые из трендов, получившие особый импульс в уходящем году, стоит отметить.

Один из главных – санкции и противодействие им. Вводимые пакет за пакетом новые ограничения заставляют компании адаптироваться к новым условиям, а правительство – прибегать к разнообразным формам регулирования. Так, особую актуальность приобрел переход на национальные валюты в расчетах за энергоносители. Любопытно, что в качестве альтернативы часто используется китайский юань, которому пророчат роль доллара в международной финансовой системе.

Другим трендом стало наращивание экспорта в восточном направлении. Почти с самого начала года российские компании устанавливали все новые рекорды. Лидером по закупкам был, конечно, Китай. Только за два месяца 2023 года Россия продала ему 15,68 млн тонн нефти, обогнав Саудовскую Аравию и став крупнейшим поставщиком. Усиление торговых отношений с Китаем стало одной из причин увеличения грузопотока по СМП: в 2023 году было перевезено 1,5 млн т нефти.

Помимо экспорта можно в целом говорить о сближении с восточными странами. Рассматривался проект по созданию газового хаба с Ираном. В числе партнеров оказались и страны, с которыми раньше не было тесных торговых связей. В частности, Пакистан в 2023 г. закупил несколько партий российской нефти. К слову, заплатил за нее юанями.

В течение года российское правительство вводило ряд мер, призванных стабилизировать положение, то и дело нарушаемое новыми санкциями. В рамках таких мер была предпринята попытка перейти на независимые

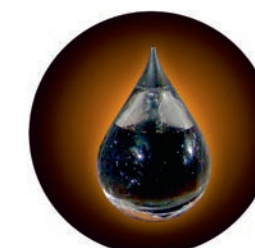
ценовые индикаторы, но проработку вопроса отложили на пару лет. Госрегулирование коснулось и экспорта: полгода было запрещено продавать на внешнем рынке некоторые виды минеральных удобрений, осенью ввели запрет на вывоз бензина и дизельного топлива. Как и в прошлом году, не обошлось без дополнительных финансовых сборов. В апреле Минфин назвал компании, попадающие под разовый сбор. С 1 января 2024 года вводится налог на сверхприбыль. Кроме того, с 1 сентября 2023 г. на 50% сократились выплаты по демпферу.

Несмотря на это, планы компаний ТЭК весьма оптимистичны. О некоторых из них было заявлено в 2023 г.

АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики» и «Русатом Оверсиз» анонсировали строительство к 2028 г. первой российской атомной станции малой мощности. Правительство Приморья и «Газпром СПГ технологии» договорились объединить усилия при строительстве в крае малотоннажного СПГ-завода мощностью 3 т в час. Главгосэкспертиза одобрила документацию на третий этап строительства комплекса СПГ на газопроводе-отводе к ГРС «Каргала» в Томской области. Строительство новых предприятий планируют компании Татарстана: в ближайшие годы там должны появиться завод газотурбинного оборудования, завод по изготовлению нефтяного оборудования и завод по производству асфальтобетонных смесей. Росатом, КаМАЗ и власти Москвы заключили соглашение о сотрудничестве в производстве тяговых батарей в Москве. А уже в следующем году, согласно планам «Русатом Оверсиз», на Сахалине должно начаться строительство водородного завода мощностью 100 тыс. тонн в год. Первую партию намечено получить в 2026 г.

Таковы основные планы компаний нефтегазовой отрасли. Будем надеяться, что все они воплотятся в жизнь, а наступающий год даст много поводов для оптимизма.

С Новым годом! ●



БЕРИ ИЛИ ПЛАТИ

Елена Алифирова

Госдума РФ в окончательном чтении приняла законопроект, который закрепляет принцип «бери или плати» (take-or-pay) для долгосрочных поставок газа.

Законопроект предусматривает внесение изменений в Федеральный закон № 69-ФЗ «О газоснабжении в РФ» и ст. 5.2 и 52.1 Градостроительного кодекса.

Предложено расширить перечень категорий покупателей, получающих преимущественное право на заключение договоров поставки газа: к существующим категориям добавляется еще одна – российские промышленные потребители, в том числе вводящие в эксплуатацию новые промышленные объекты, осуществляющие производство продукции, выработку тепловой и электрической энергии. Для этой категории допускается заключение долгосрочного договора поставки газа из ресурсов организации-собственника Единой системы газоснабжения и аффилированных с ней лиц (Газпром и его дочки): при наличии возможности поставки газа в заявленном потребителями объеме, в случае невыборки покупателями газа по договору, поставщику газа гарантируется оплата стоимости поставленного газа в расчетном периоде, но не менее его стоимости, определяемой исходя из установленного в соответствии с долгосрочным договором поставки планового объема газа, в случае недопоставки симметричная выплата ложится на поставщика, если иное не согласовано сторонами.

Т.е. для промпотребителей газа вводится принцип «бери или плати» при долгосрочных поставках. Вокруг этого положения шли серьезные дискуссии, касающиеся объемов газа по долгосрочным контрактам, распространение требований на производителей электроэнергии и т.п.

Ранее глава комитета Госдумы по энергетике П. Завальный пояснял, что развитие механизмов «бери или плати» необходимо для заключения долгосрочных контрактов со взаимными обязательствами и в части поставки газа, и в части его потребления.

Это будет способствовать реализации инвестиционных газохимических проектов там, где есть необходимые ресурсы, добычная база, развитая транспортная структура или инвестиции в развитие транспортной структуры требуются незначительные. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Минэнерго предложило развивать технологию получения биотоплива из торфа, чтобы применять его в качестве авиационного топлива. Актуально ли это для богатой углеводородами России?

Надо ли в России производить биотопливо из торфа?

25%

Да, новые виды органического топлива позволят снизить антропогенную нагрузку на природу

14%

Нет, пока налажена добыча нефти и газа, на другие виды топлива переходить не надо

16%

Да, биотопливо позволяет частично решить проблему утилизации отходов

19%

Нет, есть и более полезное применение, например в качестве сырья для производства удобрений

17%

Да, в России порядка 19 млрд т легко извлекаемых запасов торфа

9%

Нет, разрабатывать новые технологии всегда дорого

Объемы добычи природного газа в России достигли 60,13 млрд м³, тогда как за первые девять месяцев текущего года показатели добычи на 4% отстали от прошлогодних: в январе–октябре добыча природного газа российскими компаниями составила 534,5 млрд м³, а в октябре выросла на 11,8%. В чем причина такого стремительного роста?

Почему в России третий месяц подряд растет добыча природного газа?

19%

Увеличились объемы внутреннего потребления

31%

Показатели растут только у Газпрома, у остальных компаний добыча падает, в том числе у крупных нефтекомпаний она снижается из-за сделки ОПЕК+ и сокращения добычи ПНГ

5%

Сократив в прошлом году поставки трубопроводного газа в ЕС, Газпром сократил и добычу, теперь компания возвращается к прежним объемам

35%

В октябре 2023 г. Газпром и CNPC подписали допсоглашение на дополнительный объем поставок российского газа в Китай до конца 2023 г.

10%

Увеличилась прокачка по второй нитке МГП Турецкий поток

NZ НАФТАГАЗ

С НОВЫМ 2024ОМ!



ПРОКЛАДЫВАЯ ПУТЬ
К РЕСУРСАМ

НАДЕЖНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ
ВАШЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ
СТРАТЕГИИ

РЕКЛАМА



НАФТАГАЗ-РАЗВИТИЕ



НАФТАГАЗ



ЦИФРОВОЕ БУРЕНИЕ

NAFTAGAZ.COM

Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Второй венка ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Третья партия нефти отправлена в Пакистан

РФ расширяет поставки нефти в Пакистан, компания Сургутнефтегаз, являющаяся единственным поставщиком, в ноябре отправила еще одну партию объемом около 100 тыс. т из порта Усть-Луга. Это уже третья поставка за 2023 г., первую партию, аналогичную по объему, отправленную из Приморска в Карачи, Пакистан получил полгода назад. Вторая партия была направлена в августе для нужд крупнейшего в стране НПЗ компании Snergiso Pk в провинции Белуджистан.

При этом РФ и Пакистан уже несколько месяцев обсуждают долгосрочный контракт на поставку нефти. Министр энергетики Пакистана М. Али в октябре 2023 г. допускал возможность импорта около 1 млн т российской нефти в год.

Пакистан преимущественно потребляет сырье с Ближнего Востока. Привлекательность российских поставок для Пакистана заключается в том, что Россия из-за санкций вынуждена продавать свою нефть с дисконтом. Первоначально Пакистан рассчитывал получить 30–40% скидку, но Россия отказалась, обосновав тем, что все объемы забронированы, но уже в январе договоренности о поставках были достигнуты.

ADNOC и Santos подписали соглашение о потенциальной разработке совместной платформы для управления выбросами углерода. Соглашение предусматривает совместную работу по продвижению технологий улавливания, хранения и транспортировки CO₂

SOCAR и Srbijagas подписали договор о поставках азербайджанского газа в Сербию в объеме 400 млн м³ в год начиная с 2024 г. Сербия стала восьмой страной, в которую экспортируется азербайджанский газ

Новая установка деэтанализации на ЗПКТ

Газпром переработка строит новую установку деэтанализации газового конденсата мощностью 8 млн т на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ). После аварии в 2021 г. одна из установок деэтанализации мощностью 6 млн т вышла из строя и была не подлежала восстановлению. Новая установка войдет в комплекс оборудования для получения целевых продуктов и будет состоять из четырех технологических ниток по 2 млн т в год каждая. Уже завершено строительство и ведутся пусконаладочные работы на установке производства азота, трансформаторной подстанции и дизельного хозяйства, смонтированы печи, ректификационные колонны и основное технологическое оборудование этажерки, ведется монтаж технологических трубопроводов. Основной продукцией ЗПКТ является деэтанализованный конденсат, который, в свою очередь, является сырьем для Сургутского завода по стабилизации конденсата. Предприятия связаны конеднсатопроводом Уренгой –

Сургут протяженностью более 700 км. Суммарная мощность ЗПКТ по переработке нестабильного конденсата составляет около 12 млн т в год.

Новый зеленый танкер-Афрамакс в коллекции СКФ

Совкомфлот (СКФ) пополнил свой флот танкером нового поколения, способным работать на СПГ. Нефтеналивной танкер типоразмера Афрамакс, получивший имя «Восточный проспект», был заложен на ССК Звезда 30 марта 2021 г. Сдача планировалась в 2022 г., но сроки сдвинулись. На воду судно было спущено в июне 2023 г., затем на нем прошли достроечные работы, ходовые и швартовные испытания в море. Судно предназначено для перевозки нефти и нефтепродуктов в неограниченном районе плавания. Длина танкера 250 м, ширина – 44 м, осадка – 15 м, дедвейт – 112,595 тыс. т, мощность ГД – 16700 кВт. Судно может одновременно перевозить до трех сортов груза, скорость – 14,6 узлов, ледовый класс – ICE-1A. Двухтопливные главная и вспомогательная энергетические установки, способные работать на обычном судовом топливе и на СПГ (основное топливо). По сравнению с традиционным тяжелым топливом, использование СПГ позволяет сократить объемы выбросов в атмосферу углекислого газа на 26%, оксидов азота на 94% и свести к нулю выбросы сажи и оксидов серы.

Импортозамещение для шельфовых и СПГ-проектов

В г. Чайковский Пермского края запущен серийный выпуск оборудования для шельфовых и СПГ-проектов. Компания, разрабатывавшая и запустившая производство – АльянсСпецМаш – входит в консорциум БАКС-Технология, предоставляющий комплексные решения для промпредприятий, включая криогенное оборудование, в том числе для СПГ. Общие инвестиции в проект составили 2,8 млрд руб. В линейке выпускаемого оборудования комплектующие для аппаратов воздушного охлаждения вытяжного типа, соединительные детали трубопроводов и емкостное оборудование. Также планируют производить блочно-модульное оборудование – узлы учета газа, насосные станции и элементы теплообменного оборудования – колонны, сепараторы. Предприятие намерено изготавливать до 6 тыс. т продукции в год. Уровень локализации продукции составляет 100% – все сырье и комплектующие поступают от отечественных производителей. В результате реализации проекта доля импорта в сегменте аппаратов воздушного охлаждения вытяжного типа сократится до 85%, соединительных деталей

Правительство РФ направит более 300 млн руб. на финансирование развития газозаправочной инфраструктуры в регионах. Допсубсидии получат 7 регионов – Республика Татарстан, Кемеровская, Омская, Самарская, Свердловская и Ярославская области, а также г. Севастополь

Голландская Eneco планирует построить завод по производству экологически чистого водорода мощностью 800 МВт в промышленной зоне «Европорт» (Роттердам). Установка сможет производить до 80 кт водорода в год. Ввод в эксплуатацию запланирован на 2029 г.

трубопроводов – до 71%, емкостного оборудования – до 6,3%. В числе потенциальных потребителей НОВАТЭК и Газпром.

Экспорт без ограничений

Правительство РФ приняло решение по снятию временного запрета на экспорт автомобильного бензина. Мониторинг производственных и ценовых показателей на внутреннем рынке топлива в РФ продолжится, что позволит в случае необходимости оперативно реагировать на нехватку топлива, включая возврат запрета на экспорт. Эмбарго, как любой запрет, вредит экономике страны, которая его вводит, и мировой экономике. Поэтому его применяют в качестве крайней меры и отменяют как только складываются благоприятные обстоятельства. В данном случае к такому можно отнести сохранение высоких объемов переработки нефти на НПЗ в течение прошедших двух месяцев, в результате чего произошло насыщение внутреннего рынка, был создан профицит предложения автомобильного бензина, в т.ч.

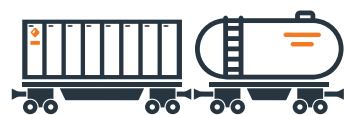
в биржевом канале реализации, кроме того, существенно снизились биржевые оптовые цены на автомобильный бензин. Однако на АЗС снижения розничных цен на топливо так и не произошло.

Стопроцентная мощность энергоблока на МОКС-топливе

На Белоярской АЭС уникальный опытно-промышленный энергоблок на быстрых нейтронах БН-800 был выведен на стопроцентную мощность. Энергоблок № 4 с установленной электрической мощностью более 800 МВт, в качестве жидкометаллического теплоносителя использует натрий. На энергоблоке продолжается работа по внедрению инновационного уран-плутониевого МОКС-топлива, в ноябре он был выведен на полную мощность после очередной загрузки и выполненной оптимизации эксплуатационных режимов, отработав более 300 ч на уровне 85% от установленной мощности. Блок № 4 также является первым в мире атомным блоком, который целый год отработал практически на полной загрузке МОКС-топливом. Эксплуатация энергоблока с реактором БН-800 обеспечивает отработку элементов замкнутого ядерно-топливного цикла в промышленных масштабах, который будет реализован на будущих серийных реакторах БН-1200М. ●

18 млн т грузов

планируется перевезти в 2023 г. по маршруту «Север – Юг», в восточном направлении ожидается рост грузопотока до **300 млн т**



9,8 млрд м³

составил экспорт природного газа из Азербайджана в Европу в январе – октябре 2023 г.

Добыча газа составила **40,1 млрд м³**

На **8,3** %

до **89,2** млрд м³

вырос экспорт СПГ США в январе – сентябре 2023 г.

440 млн т

составил объем добычи угля в РФ по итогам 2023 г.

690 тыс. т

нефти поставил КазТрансОйл в Германию в январе – октябре 2023 г.

На Комсомольской ТЭЦ-3 завершили ремонтную кампанию

На **480** млн руб.

в **3,7** раза

Славнефть увеличила чистую прибыль по РСБУ за 9 месяцев 2023 г.

в **1,8** раза,

до **3,81** млрд евро,

выросла чистая прибыль RWE за 9 месяцев

50 млрд евро

принесли США антироссийские санкции за счет роста поставок СПГ в ЕС

На **14,5** %

СУЭК увеличил объем отгрузки угля на Восточном полигоне в январе – октябре,

общий объем отгрузки угля увеличился на **1** %

На **14,6** %

Индия сократила импорт нефти в сентябре 2023 г.

По отношению к сентябрю 2022 г. поставки снизились на **12,4** %

10,17 млрд м³

составила добыча природного газа в Норвегии в октябре,

что в **1,7** раза больше, чем в сентябре

На **5** %

упала стоимость летнего дизельного топлива на бирже, межсезонное дизельное топливо подешевело на **0,88** %, зимнее – на **0,3** %

На **5,1** %

выросло потребление газа странами Евросоюза в октябре 2023 г.

Трубопроводный импорт газа в ЕС упал на **21** %

На **3** %

увеличилась транспортировка нефти по трубопроводу Баку – Тбилиси – Джейхан за 10 месяцев 2023 года,

транзит – на **3,4** %

На **43,1** %

увеличился экспорт сжиженного газа из России в Грузию за январь – октябрь 2023 г.,

экспорт нефтяного битума снизился на **0,2** %

1,5 млн т нефти

было перевезено по СМП в 2023 году

На **60** %

выросли поставки газа из Израиля в Египет в ноябре 2023 г.

Более **17** млн тонн

продукции произвело Туймазинское ГПП Башнефти

На **76** %

вырос импорт СПГ в Европу в ноябре 2023 г.

ЕРС-ПОДХОД в нефтегазовом строительстве

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА – ЭТО ВСЕГДА УНИКАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВО КОТОРЫХ СОПРЯЖЕНО С РЯДОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ФИНАНСОВЫХ СЛОЖНОСТЕЙ. РЕАЛИЗАЦИЯ ТАКИХ ПРОЕКТОВ ОБЪЕДИНЯЕТ УСИЛИЯ МНОЖЕСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ: ОТ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ И СТРОИТЕЛЕЙ ДО ПОСТАВЩИКОВ МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ. АККУМУЛИРОВАТЬ УСИЛИЯ ВСЕХ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОЛУЧИТЬ СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ИХ РАБОТЫ И УСПЕШНО РЕАЛИЗОВАТЬ ПРОЕКТ – ОТДЕЛЬНАЯ КОМПЕТЕНЦИЯ, СПРАВИТЬСЯ С КОТОРОЙ КОМПАНИИ-ЗАКАЗЧИКУ, ОПЫТ КОТОРОЙ СОСРЕДОТОЧЕН В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА, КРАЙНЕ СЛОЖНО. В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ РЕШЕНИЕМ ЭТОЙ ЗАДАЧИ СТАЛИ ЕРС-КОНТРАКТЫ. НАСКОЛЬКО ТАКОЙ ПОДХОД ПРИМЕНИМ ДЛЯ РОССИИ И КАКИЕ КОМПАНИИ ГОТОВЫ И СПОСОБНЫ ВЗЯТЬ НА СЕБЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ЭКСПЕРТ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО СКЛАДСКОГО ХОЗЯЙСТВА, ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО РАЗВИТИЮ И ПРОДАЖАМ ООО «ГЕ ГАЗ ИНЖИНИРИНГ» ИЛЬЯ ВАСИЛЬЕВИЧ МУДРИК

INDUSTRIAL FACILITIES OF THE OIL AND GAS COMPLEX ARE ALWAYS UNIQUE TECHNICAL STRUCTURES, THE CONSTRUCTION OF WHICH IS ASSOCIATED WITH A NUMBER OF TECHNOLOGICAL AND FINANCIAL DIFFICULTIES. THE IMPLEMENTATION OF SUCH PROJECTS COMBINES THE EFFORTS OF MANY ENTERPRISES: FROM DESIGNERS AND BUILDERS TO SUPPLIERS OF MATERIALS AND EQUIPMENT. ACCUMULATING THE EFFORTS OF ALL CONTRACTING ORGANIZATIONS, OBTAINING A SYNERGISTIC EFFECT FROM THEIR WORK AND SUCCESSFULLY IMPLEMENTING THE PROJECT IS A SEPARATE COMPETENCE, WHICH IS EXTREMELY DIFFICULT FOR A CUSTOMER COMPANY WHOSE EXPERIENCE IS CONCENTRATED IN THE FIELD OF OIL AND GAS PRODUCTION. IN WORLD PRACTICE, EPC CONTRACTS HAVE BECOME THE SOLUTION TO THIS PROBLEM. HOW APPLICABLE IS THIS APPROACH TO RUSSIA AND WHICH COMPANIES ARE READY AND ABLE TO TAKE RESPONSIBILITY FOR THEIR IMPLEMENTATION? ILYA VASILYEVICH MUDRIK, AN EXPERT IN THE FIELD OF ISOTHERMAL WAREHOUSE FACILITIES CONSTRUCTION, DEPUTY GENERAL DIRECTOR FOR DEVELOPMENT AND SALES OF GE GAS ENGINEERING LLC, ANSWERS THESE AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: нефтегазовое строительство, ЕРС-контракты, изотермическое складское хозяйство, хранение сжиженных газов, инжиниринг.

**Мудрик
Илья Васильевич**
заместитель генерального
директора по развитию
и продажам
ООО «ГЕ Газ Инжиниринг»

– Илья Васильевич, 80% крупнейших проектов в мире выполняется в формате ЕРС. Каков основной принцип реализации такого контракта?

– Главный критерий и основной принцип – это ответственность. Он позволяет аккумулировать компетенцию в одном интерфейсе и оптимизировать все процессы, связанные с бюджетом, гарантиями и сроками реализации проекта.

ЕРС подразумевает проектирование (engineering), поставки оборудования (procurement), строительство (construction), то есть весь спектр работ над проектом, ответственность за который,

включая конечный результат, несет один подрядчик. Поэтому, прежде чем прийти к решению сотрудничать в ЕРС-формате, заказчик должен определиться хочет он делегировать ответственность или нет.

– Зачем нам это заимствовать? Почему бы не оставить классический отечественный подход, когда проектный институт выполняет проектирование на начальном этапе и на этой основе работают остальные подрядчики?

– Обращаясь к ЕРС-контракту заказчик привлекает специалистов, компетенции которых оттачивались многолетним опытом работы,

которые не просто могут организовать реализацию следующих один за другим этапов, а сформировать эффективный алгоритм воплощения в жизнь всего проекта, продумать нюансы, которые сам заказчик может не учесть в силу отсутствия опыта в решении подобных вопросов. Это определяет выбор ЕРС.

Классическая модель контракта не предполагает ответственность проектного института за технологический процесс. Институт может закладывать те или иные технологические решения, но он не будет отвечать за качество конечного продукта, для этого у него нет ни специалистов, ни компетенций, его сфера ответственности – инжиниринг, и ответственность он несет только за проектную часть работ. Но даже в этом случае, невозможно принимать максимально эффективные решения при отсутствии синергетического взаимодействия с производителем оборудования.

Когда сферы ответственности разделены между подрядчиками, и за закупку оборудования отвечает собственная служба снабжения, заказчик принимает на себя основные риски. Но проекты в нефтегазовой отрасли слишком капиталоемки, и заказчики не захотят брать на себя большую ответственность. Каким бы профессионализмом ни обладал персонал службы закупки компании-заказчика, он не сможет гарантировать функционирование технологии. Так же и инжиниринговый департамент заказчика не сможет качественно запроектировать интеграцию оборудования в проект. Об этапе строительства говорить в данном ключе бессмысленно, это еще одна опция, которая оттягивает на себя колоссальную часть бюджета, не приводя при этом к положительным показателям. Все это говорит о том, что когда проект необходимо выполнить четко в срок, практика ЕРС-контрактов необходима.

На примере госкорпорации «Росатом», которая взяла на себя обязательства ЕРС-подрядчика, можно убедиться в эффективности такой формы контрактов. Сегодня российская атомная энергетика занимает лидирующие позиции в мире, оставив далеко позади США, Китай и другие страны. Причина этого – полный цикл выполнения работ. Комплексный подход,

предусмотренный ЕРС-подрядом, определил успех компании и в результате – всей отрасли. Сегодня этой компании доверяют в самых сложных локациях, подтверждение тому – строительство одной из крупнейших атомных станций в Бангладеш. Те же тенденции характерны и для отрасли нефтегазового строительства.

– Какие особенности существуют у ЕРС-подрядов и какие нюансы следует учитывать заказчику и исполнителю?

– ЕРС-контракт предусматривает существенный бюджет проекта. После принятия решения о заключении такой формы контракта заказчиком должна быть проведена соответствующая компетентная оценка, как правило, это технико-экономическое обоснование, предбанковская оценка, предварительная проработка технологического процесса и стоимость проекта под ключ.

Обращаясь к ЕРС-контракту заказчик привлекает специалистов, компетенции которых оттачивались многолетним опытом работы, что дает возможность организовать реализацию всего проекта, продумать нюансы, которые сам заказчик может не учесть в силу отсутствия опыта в решении подобных вопросов

Когда вся эта работа завершена, начинается выбор ЕРС-подрядчика. Основным критерием будет являться опыт реализации компанией ЕРС-подрядов, который определяется компетенциями не в одном из блоков – инжиниринг, или поставки технологического оборудования, или строительный подряд – а в комплексе работ. Найти подрядчика, который обладал бы компетенциями для реализации всех этих этапов, невозможно. Но существует практика правильно выстроенной кооперации. Заказчик учитывает только критерий финансовой состоятельности того контрагента, который будет выполнять контракт. Когда есть понимание того, что компания обладает опытом и давно работает на рынке, накладываются компетенции таких же квалифицированных партнеров в рамках ЕРС-контракта. По такому принципу строится международная практика.

– В чем основные преимущества ЕРС-контракта, и позволяет ли такой формат снизить риски?

– Преимущества и для исполнителя и для заказчика в том, что, с одной стороны, формируется ответственность, за которую платит заказчик, а, с другой стороны, ЕРС-подрядчик самостоятельно формирует стратегию и тактику управления проектом и реализует ее под свою финансовую ответственность. Независимость в принятии решений дает широкий простор для маневра и гибкости. Указания о том, какой институт привлечь и какие материалы задействовать, негативно влияют на деятельность подрядчика. Сосредоточение всей ответственности в одних руках – важное преимущество при заключении такого типа контракта. Для заказчика, помимо того, что за стоимость контракта он получает полное управление и гарантированный результат, плюс также в том, что он избавлен от необходимости держать большой штат сотрудников для управления проектом.

– Какие виды услуг включают обязательства, принимаемые на себя ЕРС-подрядчиком?

– ЕРС-подрядчик берет на себя обязательство запустить проект к соответствующему сроку с заданными параметрами качества продукта и установленной мощностью. Это включает услуги проектирования, поставщика (он выбирает оборудование), выполнение всей технической и проектной документации, получение соответствующих разрешений, закупка оборудования и гарантию строительства объекта в срок с соблюдением всех необходимых регламентов.

– Таким образом, подрядчику предоставляется полная автономия. Не становится ли это камнем преткновения? Всегда ли удастся найти общий язык с заказчиком?

– Вопросы столкновения между заказчиком и подрядчиком начинаются с первого шага. ЕРС-подход – это, можно сказать,

вынужденная практика, ведь любое производство в нефтегазе уникально, провести аналогии и заимствования невозможно.

– К каким аргументам Вы прибегаете, отстаивая свою точку зрения?

– Мы выстраиваем логику отношений с заказчиком таким образом, что предоставляем ему прерогативу принятия какого-либо тактического решения при условии переноса ответственности. Если заказчик сам может выполнить какой-либо этап проекта и хочет этим заниматься, то и ответственность несет за это сам.

Но основные аргументы – это международный опыт нашей компании, насчитывающий более сорока лет и непосредственно локальный опыт в России. Синтез международной практики и понимание российских норм. Последнее очень важно, так как любое оборудование, которое будет задействовано на проекте, нужно адаптировать в проектной документации, в технологические процессы. Все это требует понимания деталей каждого этапа проекта, которые может контролировать только подрядчик, обладающий соответствующим опытом и компетенциями.

– Расскажите об опыте «ГЕ Газ Инжиниринг» в реализации таких проектов.

– Специфика нашей компании на данном этапе в России неповторима. Такой практики еще не было, EPC-подрядчиков на изотермическое складское хозяйство в нашей стране до «ГЕ Газ Инжиниринг» не существовало. Сегодня компания находится в комфортных условиях для развития в силу отсутствия конкуренции. Раньше было сложнее, так как в проекте выступали уже выбранные на весь комплекс работ EPC-подрядчики, и они сами определяли тех, кто будет заниматься складским хозяйством, как правило, тоже иностранные компании. Сейчас стало проще, так как существуют ограничения на рынке. Это позволяет развивать отечественный рынок, что, во-первых, дает возможность набирать опыт как подрядчикам, так и специалистам компании-заказчика, а во-вторых, формирует хороший потенциал для российской нефтегазовой отрасли. В свое время мы реализовали такие уникальные проекты с российской локализацией, как СПГ-завод «Криогаз-Высоцк» в порту Высоцк Ленинградской области, где «ГЕ Газ Инжиниринг» построил резервуар и систему отгрузки складского хозяйства. На этом объекте впервые все проектные и строительные работы были выполнены российскими подрядчиками. Если сравнивать с СПГ-проектами на Сахалине или на Ямале, то там работы производили иностранные подрядчики. Российские компании не были допущены к такому ответственному строительству, как возведение резервуара для

хранения сжиженного природного газа. «ГЕ Газ Инжиниринг» стала первой российской компанией, которая начала строить подобные объекты. Также мы приняли участие в строительстве проекта КСПГ «Портовая».

– Российское законодательство адаптировано к такой форме сотрудничества, как EPC-контракт?

– Да, более того, в настоящее время разрабатывается специальный стандарт, ГОСТ, который будет регламентировать по российским нормам именно такую форму.

– То есть можно утверждать, что рынок адаптируется и представления о форме взаимодействия заказчика и подрядчика меняются?

– Да, еще недавно потенциальные участники реализации крупных нефтегазовых проектов на отраслевых мероприятиях заявляли о проблеме, когда их не приглашали к участию. Ни поставщики оборудования, ни производители материалов не могли пробиться через стену западного EPC-подрядчика. Это было связано, в частности, с тем, что подрядчики, отвечая за успешную реализацию проекта деньгами, не хотели связываться с непроверенными партнерами.

Сегодня, с уходом западных компаний образовалась свободная ниша, в которую хлынули все участники российского рынка. Это огромный плюс и колоссальный толчок для нефтегазовой и смежных отраслей, прежде всего для малого и среднего предпринимательства.

– Чтобы выполнять такие контракты, компания должна обладать немалым опытом и возможностями. Есть ли на российском рынке такие игроки?

– Говоря о нефтегазовом секторе стоит отметить, что у каждого заказчика есть свой технологический партнер: у «СИБУРА» – «НИПИГАЗ», который может выполнить весь комплекс EPC-контракта, а на строительство объекта изотермического хранения пригласить, например, «ГЕ Газ Инжиниринг».

Это нормальная практика, в соответствии с которой мы работаем. Другая крупная компания – «Газпром», еще до ухода иностранных предприятий из России подняла вопрос о необходимости сформировать институт, способный реализовать крупные проекты силами российских

Крупным компаниям нефтегазовой отрасли, которые одновременно развивают много капиталоемких проектов, технологический EPC-партнер просто необходим

подрядчиков. Результатом этой инициативы стало появление организации, выполняющей весь комплекс проектирования и управления проектом. Сегодня большинство крупных компаний развивается, следуя именно такой логике. Крупным компаниям нефтегазовой отрасли, таким, как, например, «НОВАТЭК», которые только начинают формировать свой промышленный потенциал и одновременно развивают много капиталоемких проектов, технологический EPC-партнер просто необходим.

– Есть ли разница в восприятии EPC-формата в России и за рубежом? Можно сравнить российский опыт с международным?

– Принципиальных отличий нет. Существует небольшая разница в том, что крупные проекты реализуются с международным участием и ресурсами подрядчиков, которые были привлечены извне. Также можно упомянуть степень локализации отечественных участников, однако желание привлечь ресурсы местных подрядчиков – повсеместная практика. Когда заходит речь о деньгах и конкретике исполнения проекта появляются специализированные ответственные работы, и не всегда можно найти компетентных локальных подрядчиков, которые способны их ответственно выполнить.

Из опыта могу сказать, что когда, например, китайцы строят в Китае, то работа выполняется более качественно, в других странах их работа дает другой результат. Так происходит по ряду факторов: миграционная система, то есть получение квот на соответствующих специалистов, мобилизация

оборудования и самое главное препятствие в эффективной реализации проекта – это то, что китайцы не понимают, как можно работать без штампа, без выдачи проекта производства работ. У нас такая практика есть. Плюс работы с российскими специалистами в том, что они готовы взять на себя

риски. В процессе реализации строительной части проекта, при выборе оптимальной технологии, существует некий симбиоз работ, проявляющийся не в регламенте, а на практике. Не все нюансы можно предусмотреть на этапе обсуждения проекта, но в ходе выполнения надо быть уверенным, что из-за бюрократических проволочек и формальностей сроки работ не сорвутся.

– Где заканчивается ответственность EPC-подрядчика?

– Любой EPC-контракт неповторим. В одних случаях участие EPC-подрядчика необходимо на этапе сервисного обслуживания или иного сопровождения в течение определенного времени, в таких случаях это прописывается в контракте. Когда необходима сервисная поддержка, обучение персонала или другое сопровождение проекта уже после выхода на проектную мощность, EPC-подрядчик также может брать на себя обязательства по обеспечению этих работ, это распространенная практика. Прекращение деятельности EPC-подрядчика всегда определяется индивидуально, она может быть прекращена с запуском производства или продлена.

– На Ваш взгляд, какой вариант предпочтительнее?

– Оптимально заканчивать сотрудничество при выходе проекта на проектную мощность и достижения соответствия критериев продукта. Хотя все случаи индивидуальны: с одной стороны, если после запуска проекта сервисное сопровождение осуществляется несколько лет, то все риски берет на себя подрядчик,

заказчик избавлен от решения этих проблем, но это дополнительные услуги, которые требуют дополнительных затрат.

– То есть существуют варианты схем контрактов?

– Есть региональные отличия. Если EPC-подрядчик предоставляет проектное финансирование, как часто делают в Китае, где крупные компании являются дочерними предприятиями министерств, то они не только проектируют и строят, но и выкупают часть продукта, передавая его своим структурам.

– Почему Вы рекомендуете EPC-контракты?

– Если заказчик нацелен на быстрое, качественное и гарантированное решение, то это должен быть только EPC-подряд.

– Почему компании должны выбрать «ГЕ Газ Инжиниринг»?

– Если мы говорим о изотермическом складском хозяйстве, то «ГЕ Газ Инжиниринг» – единственная компания в России, которая может реализовать такой проект, альтернативы на сегодняшний день нет. ●

На сегодняшний день «ГЕ Газ Инжиниринг» является единственной экспертной компанией на рынке России и СНГ, обладающей полным комплексом опыта и знаний и ресурсов в области криогенного складского хозяйства*.

Образована на базе TGE Gas Engineering RUS для выполнения работ по проектированию, оснащению и строительству комплексов приема, хранения и отгрузки сжиженных газов, а также установок сжижения.

На данный момент «ГЕ Газ Инжиниринг» принимает участие в проектировании и строительстве крупнейшего в России резервуара СПГ в рамках проекта «Балтийский Газоперерабатывающий комплекс город Усть-Луга (год завершения проекта – 2025–2030)». Также реализуются другие проекты в сфере проектирования и строительства резервуаров для хранения СПГ и СУГ.

KEYWORDS: oil and gas construction, EPC contracts, isothermal warehousing, storage of liquefied gases, engineering.

* На основании анализа рынка, проведенного специалистами компании.



ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ и перспективный подход к оценке прочности

**Васильев
Геннадий Германович**

заведующий кафедрой
сооружения и ремонта
газонефтепроводов и хранилищ
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
профессор, д.т.н.

**Шепилев
Александр Александрович**

аспирант кафедры сооружения
и ремонта газонефтепроводов
и хранилищ,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

**Бердник
Мария Михайловна**

доцент департамента
недропользования
и нефтегазового дела
Российского университета
дружбы народов,
к.т.н.

**Бороненков
Данил Александрович**

младший научный сотрудник
лаборатории технологии
строительства и ремонта,
АО ВНИИСТ

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ДАННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ МОРСКИХ. АВТОРЫ ПРОВОДЯТ АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, СОПОСТАВЛЯЮТ ДЕЙСТВУЮЩИЕ В РОССИИ РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДИКИ С ИНОСТРАННЫМИ НОРМАТИВНЫМИ ДОКУМЕНТАМИ. ПОДРОБНО ИЗУЧЕНЫ ОСНОВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НАДЕЖНОСТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ В СООТВЕТСТВИИ С ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ, УСТАНОВЛЕНО ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПАРАМЕТРЫ НАДЕЖНОСТИ ВСЕГО УЧАСТКА, ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ ПОДХОД НА ОСНОВАНИИ ЕДИНОГО ИНТЕГРАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НАДЕЖНОСТИ СОГЛАСНО МЕТОДУ ДОПУСКАЕМЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

THIS ARTICLE FOCUSES ON THE STUDY OF METHODS FOR CALCULATING THE BEARING CAPACITY OF PIPELINES, INCLUDING MARINE ONES. THE ANALYSIS OF THE CURRENT REGULATORY DOCUMENTS IS CARRIED OUT, THE CURRENT CALCULATION METHODS ARE COMPARED WITH FOREIGN REGULATORY DOCUMENTS. THE MAIN RELIABILITY COEFFICIENTS USED TO ASSESS THE STRENGTH OF PIPELINE STRUCTURES IN ACCORDANCE WITH THE CURRENT REGULATORY DOCUMENTATION HAVE BEEN STUDIED IN DETAIL, THEIR INFLUENCE ON THE RELIABILITY PARAMETERS OF THE ENTIRE SECTION HAS BEEN ESTABLISHED, A NEW APPROACH BASED ON A SINGLE INTEGRAL RELIABILITY COEFFICIENT ACCORDING TO THE PERMISSIBLE STRESS METHOD HAS BEEN PROPOSED

Ключевые слова: магистральный трубопровод, коэффициент надежности, безопасная эксплуатация.

Определение оптимальной толщины стенок и марки стали трубопровода является одной из задач его проектирования. Согласно ГОСТ Р 54382-2011 [2], трубопроводные системы должны проектироваться, строиться и эксплуатироваться таким образом, чтобы они:

- удовлетворяли требованиям к производительности транспортировки;
- выполняли определенные задачи обеспечения безопасности и обладали требуемым сопротивлением нагрузкам при запланированных условиях эксплуатации;

- обладали достаточным запасом надежности по отношению к аварийным нагрузкам или незапланированным условиям эксплуатации.

По результатам анализа работ [1, 3], было выявлено, что расчетные значения, получаемые по разным методикам, дают различные результаты. Получаемые значения итогового коэффициента надежности для выбранных условий расчета варьировались в промежутке от 1,367 до 2,297 в зависимости принятого нормативного документа.

Подобное расхождение (более чем в 1,5 раза) в полученных величинах может объясняться различными факторами, влияющими на конечный результат.

Во-первых, имеются отличия в принципах, принятых за основу в различных расчетных методиках. Разница в величинах, полученных при сравнении зарубежных нормативных документов с отечественными, в большей степени обеспечивается именно этим фактором.

Во-вторых, методики отличаются перечнем учтенных параметров, характеризующих условия эксплуатации и технологические характеристики трубопровода.

- предельное состояние, по которому следует вести расчет;
- учет внутреннего или внешнего диаметра;
- учет толщины рассчитываемой цилиндрической оболочки;
- условия работы и уровень ответственности трубопровода;
- метод изготовления труб и др.

где K_3 – коэффициент запаса прочности;

σ_{cr} – опасное (критическое) напряжение, МПа;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение для конструкции, МПа.

Коэффициент запаса прочности K_3 должен учитывать все неопределенности и допуски,

Метод допускаемых напряжений основан на оценке наиболее опасного напряжения для рассматриваемой конструкции относительно допускаемого напряжения и предполагает, что вероятность разрушения максимальна в той точке, где напряжения максимальны

В общемировой практике расчеты на прочность различных элементов строительных конструкций, как правило, могут выполняться двумя методами:

- методом допускаемых напряжений;
- методом предельных состояний.

Метод допускаемых напряжений предполагает, что вероятность разрушения максимальна в той точке, где напряжения максимальны. Он основан на оценке наиболее опасного напряжения для рассматриваемой конструкции относительно допускаемого

принимаемые при расчете конструкции на прочность и устойчивость, а именно:

- состояние используемого для конструкции материала (хрупкое или пластичное);
- характер приложенных нагрузок (статические, динамические, циклические);
- степень неопределенности работы конструкции, связанную с неоднородностью механических свойств материала, неточностью в определении нагрузок и воздействий;
- приближенность расчетной схемы конструкции;
- несовершенство методики расчета;
- неопределенность в наличии дефектов и их размерах и др.

Метод предельных состояний, в соответствии с ГОСТ 27751 [4], предусматривает оценку нескольких предельных состояний, ограничивающих работу конструкций зданий и сооружений:

- первая группа предельных состояний (потеря несущей способности строительных конструкций);
- вторая группа предельных состояний (нарушение нормальной эксплуатации строительных конструкций, истощение ресурса или нарушение условий комфортности);
- особые предельные состояния (особые воздействия и ситуация, приводящие к разрушению зданий и сооружений).

Метод предельных состояний устанавливает комплекс частных коэффициентов, каждый из которых дифференцированно учитывает неопределенность какой-то одной группы факторов. Он позволяет более объективно исследовать изменчивость факторов, влияющих на прочность конструкции и с большей достоверностью подходить к установлению действительной несущей способности конструкций

Кроме того, следует отметить, что принятые значения частных коэффициентов надежности, характеризующих те или иные характеристики трубопровода, не отражают современного развития технологий.

В связи с этим становится очевидным, что отсутствие согласованности в результатах требует более подробного исследования всех параметров, влияющих на итоговое значение толщины стенки трубопровода, таких как:

напряжения. При этом в качестве опасного напряжения выступает либо предел текучести (для пластичных материалов), либо предел прочности (для хрупких материалов).

Мерой запаса допускаемого напряжения по отношению к опасному напряжению для данной конструкции служит коэффициент запаса прочности, представляющий собой отношение этих напряжений, представленное в формуле (1).

$$K_3 = \frac{\sigma_{cr}}{[\sigma]}, \quad (1)$$

Метод предельных состояний устанавливает комплекс частных коэффициентов, каждый из которых дифференцированно учитывает неопределенность какой-то одной группы факторов. Предполагается, что данный метод позволяет более объективно исследовать изменчивость тех или иных конкретных факторов, влияющих на прочность рассчитываемой конструкции, а также позволяет с большей достоверностью подходить к установлению действительной несущей способности конструкций, в чем заложены возможности безопасного и более экономичного проектирования конструкций [5].

При испытании трубопровода достигается максимальное отклонение нагрузки от рабочего давления

Большее значение коэффициента соответствует более низкому уровню достоверности значения рассматриваемой группы факторов. В идеальном случае комплекс частных коэффициентов должен компенсировать возможные отклонения, влияющие на прочность конструкции, таким образом, что будет обеспечена полная защита от всех возможных аварийных сценариев, однако в действительности принятые коэффициенты отражают общепринятую практику и национальные приоритеты.

В соответствии с положениями ряда отечественных нормативных документов выделяется четыре основных типа частных коэффициентов надежности:

- коэффициенты надежности по нагрузке γ_f ;
- коэффициенты надежности по материалу γ_m ;
- коэффициенты условий работы γ_d ;
- коэффициенты надежности по ответственности сооружений γ_n .

Коэффициент надежности по нагрузке учитывает возможное отклонение нагрузок в неблагоприятную (большую или меньшую) сторону от их нормативных значений. Значения коэффициентов надежности по нагрузке могут быть различными для различных предельных состояний и различных расчетных ситуаций.

При определении толщины стенки трубопроводов, как правило, учитывается коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давления. Важно отметить, что данный коэффициент ниже величины отношения испытательного давления к рабочему. Стоит отметить, что максимальное отклонение нагрузки от рабочего давления, за исключением аварийных ситуаций, достигается именно при испытании трубопровода. В свою очередь, при аварийных ситуациях за поддержание величины давления не выше опасного уровня отвечает

система контроля давления. В этой связи, исходя из логики, закладываемой в данный коэффициент, целесообразно принимать его равным отношению испытательного давления к рабочему.

Возможные неопределенности и отклонения в неблагоприятную сторону прочностных и других характеристик материалов от их нормативных значений учитываются коэффициентом надежности по материалу.

В международных нормативных документах для большинства сварных труб используется единый коэффициент надежности, равный 1

В связи с чем при расчетах на прочность устанавливается коэффициент надежности по материалу, который должен учесть меру разброса и неоднородности действительных характеристик материалов по отношению к нормативным и тем самым обеспечить надежность конструкций зданий и сооружений.

Численные значения коэффициентов надежности по материалу устанавливаются в соответствующих отраслевых нормативно-технических документах, при этом, с учетом того, что данный коэффициент напрямую связан с технологическим процессом производства,

целесообразно указывать его непосредственно в технических условиях на трубную продукцию.

В то же время расчетное определение коэффициентов надежности по материалу является сложным и неоднозначным вопросом, так как в настоящее время в Российской Федерации отсутствуют утвержденные государственные методики, регламентирующие расчетное определение коэффициентов надежности по материалу.

В международных нормативных документах для большинства сварных труб используется единый коэффициент надежности, равный 1. При этом требования к качеству труб соблюдаются, ввиду того, что за последние десятилетия технологии усовершенствовались, требования к изготовлению труб существенно ужесточились, однако при этом значения самих коэффициентов не пересматривались.

Это привело к тому, что к текущему моменту коэффициенты надежности по материалу не отражают современного развития технологий, поскольку качество производимых труб привело к существенному уменьшению разброса характеристик, а численные значения коэффициентов надежности по материалу при этом не поменялись [6].

Также стоит отметить, что в приложении к трубопроводному транспорту данный коэффициент, как правило, учитывает только наличие и (или) форму сварного шва и его контроль, но не учитывает особенности и технические допуски непосредственно к материалу, из которого изготовлены трубы, и его прочностным параметрам.

Согласно [4], коэффициент условий работы учитывает возможные отклонения расчетной схемы конструктивных элементов и узлов строительного объекта от условий его реальной работы. В отношении трубопроводов данный коэффициент определяется

исходя из категории трубопровода, которая, в свою очередь, определяется в зависимости от перекачиваемого продукта, диаметра трубопровода (в рамках величины последствий разрушения трубопровода) и территории его пролегания, то есть параметров, не имеющих прямого отношения непосредственно к физическим параметрам трубопровода, но определяющих величину риска, создаваемого условиями эксплуатации трубопровода, в случае его разрушения – сценария, которого априори не должно произойти при обеспечении необходимого запаса прочности на основе непосредственно прочностных характеристик.

Коэффициент надежности по ответственности трубопровода учитывает уровень ответственности сооружения (класс сооружения). Данный коэффициент, как и коэффициент условий работы, характеризует риски, обусловленные внешними, независимыми от физических параметров трубопровода, причинами в зависимости от его назначения, а также социальных, экологических и экономических последствий его повреждения и разрушения. Согласно [4, 7] для зданий и сооружений повышенного уровня ответственности минимальное значение данного коэффициента должно равняться 1,1. При этом к сооружениям повышенного уровня ответственности, согласно [7], относятся особо опасные, технически сложные или уникальные объекты, в том числе опасные производственные объекты I и II классов опасности, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества [8], то есть непосредственно объекты нефтегазовой промышленности.

Исходя из положений отечественной нормативной документации в области трубопроводного транспорта, коэффициент надежности по ответственности принимает значения от 1,1 до 1,265, при этом увеличение минимального значения коэффициента обосновывается увеличением внутреннего давления и диаметра трубопровода. В этой связи коэффициент надежности

по ответственности сооружения выполняет функцию, которую можно расценивать как частную от функции коэффициента условий работы.

Таким образом, совокупность частных коэффициентов должна учитывать все возможные отклонения от проектных параметров как самой конструкции, так и условий ее эксплуатации. Фактически именно эту роль играет коэффициент запаса прочности, интегральный коэффициент надежности согласно методу допускаемых напряжений. Обоснование величины этого коэффициента – важная инженерная задача, которая позволит избежать возникновения аварийных ситуаций на магистральном трубопроводном транспорте нефти и газа.

Выводы

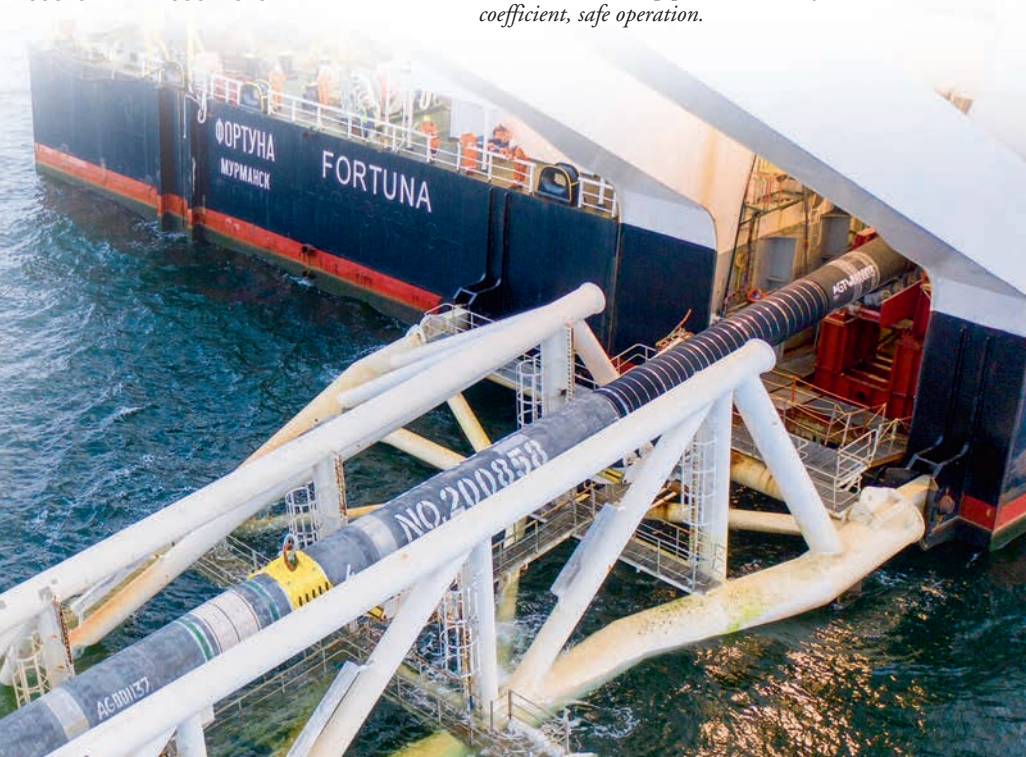
На основании результатов проведенного анализа установлено, что, согласно отечественной нормативной документации, применение множества частных коэффициентов надежности является основным методом обеспечения запаса прочности конструкции, обеспечивающим полную защиту от всех возможных аварийных сценариев, однако в действительности принятые коэффициенты отражают исторически сложившиеся подходы к определению запаса прочности. По результатам исследования применения частных коэффициентов надежности согласно методу предельных состояний в соответствии

с нормативной документацией в области трубопроводного транспорта целесообразно рассмотреть возможность установления единого интегрального коэффициента надежности согласно методу допускаемых напряжений, обеспечивающего более рациональный и более удобный подход к обеспечению достаточного запаса надежности по отношению к аварийным нагрузкам. ●

Литература

1. Шепилов А.А. Анализ методик проведения расчета толщины стенки морских трубопроводов в соответствии с существующими нормативными документами / А.А. Шепилов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 2 (78). – С. 49–55.
2. ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования».
3. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа / Г.Г. Васильев, И.А. Леонович // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 5–13.
4. ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения».
5. Phil Hopkins High design factor pipelines: integrity issues // Cold Regions Technical Director Penspen Integrity. 2005. 2. PP. 69–97.
6. Сахневич А.Н., Степанов П.П., Бутовка А.Н., Насирова А.А. Анализ методик проведения расчета толщины стенки морских трубопроводов в соответствии с существующими нормативными документами / А.Н. Сахневич и др. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 1 (77). – С. 6–9.
7. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
8. Федеральный закон от 29 ноября 2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации».

KEYWORDS: main pipeline, reliability coefficient, safe operation.



Полная версия журнала
доступна по подписке