



ТРАНСПОРТИРОВКА
ИСКУССТВЕННЫХ
СМЕСЕЙ

● ДИАГНОСТИКА
ТРУБОПРОВОДОВ
В ГТС

● НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [156] 2024

НЕЙРОСЕТИ В ТРАНСПОРТИРОВКЕ



Входит в перечень ВАК (К1)

ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОЕКТЕ

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
И РОБОТЫ ↘



НЕ ВКЛЮЧАТЬ
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↙



↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА



ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА

ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОГИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

kaspersky



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



↗ НОВОСТИ

СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

20 ЛЕТ ИННОВАЦИОННОГО
РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

СПЕЦПРОЕКТ

Акционерное общество «СтройТрансНефтеГаз» (СТНГ) – одна из крупнейших и передовых строительных компаний России отмечает двадцатилетие. СТНГ участвовало во всех стратегически важных для нефтегазовой отрасли стройках нашего века. Высочайшая надежность работ, инновационность, постоянное развитие и бережный подход к людям – важнейшие слагаемые лидерства СТНГ.



20stng.neftegaz.ru

Транспортировка искусственных смесей: анализ методов

Анализ напряженно-деформированного состояния сварных соединений длительно эксплуатируемого нефтепровода

22

Современные подходы к диагностике трубопроводов в газотранспортной системе

28

Метод неразрушающего контроля на основе магнитного потокового анализа

34

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

Три Д российского нефтегаза 8

Госдума предлагает стимулировать спрос на российское оборудование 10

События 12

Первой строчкой 14

ТРАНСПОРТИРОВКА

Транспортировка искусственных смесей: анализ методов 14

Анализ напряженно-деформированного состояния сварных соединений длительно эксплуатируемого нефтепровода 22

ТРАНСПОРТИРОВКА

Современные подходы к диагностике трубопроводов в газотранспортной системе 28

НЕФТЕСЕРВИС

Метод неразрушающего контроля на основе магнитного потокового анализа 34

Интенсификация выноса пластовой жидкости с забоя эксплуатационных газовых скважин 40

Практическое применение нейронных сетей при регулировании закачки 48

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Особенности строения кислот, выделенных из незрелой нефти 54

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Три кита цифрового бурения 60

Календарь событий 63

Практическое применение нейронных сетей при регулировании закачки

54

Численное моделирование и нейронные сети для моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе

64

Повышение качества синхронной инверсии в условиях дефицита скважинной информации

69

Нейронные сети Колмогорова в сейсморазведке: оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири

78

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Численное моделирование и нейронные сети для моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе 64

Повышение качества синхронной инверсии в условиях дефицита скважинной информации 69

Нейронные сети Колмогорова в сейсморазведке: оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири 78

Россия в заголовках 83

Совершенствование способа подсчета механических частиц в турбулентном потоке с использованием цифровых алгоритмов обработки видео 84

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Малодобитный фонд скважин – новые вызовы, новые решения 90

НЕФТЕПОДГОТОВКА

Оптимизация предпроектной оценки капитальных затрат на строительство УПН на нефтяных месторождениях Восточной Сибири 94

Хронограф 97

ЭКОНОМИКА

Характеристика газовых месторождений Бортового лицензионного участка Саратовской области 98

АРКТИКА

Основные направления развития искусственного интеллекта в Арктической зоне 102

Новости науки 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

1270 лет назад

В 754 году арабский историк Аль-Балазури сообщил о наличии нефти в Закавказской провинции Ширван на западном побережье Каспийского моря.

218 лет назад

В 1806 году к Российской империи присоединен город Баку, находящиеся в пригороде скважины перешли в собственность империи, т.е. за определенную плату промышленники получали право добывать нефть.

162 года назад

В 1862 году на Всемирной промышленной выставке в Лондоне первый российский керосин «фотонафтиль» был удостоен серебряной медали.

151 год назад

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

150 лет назад

В 1874 году была создана первая в мире нефтяная ВИНК – «Бакинское нефтяное общество», учредителями стали нефтепромышленники Петр Губонин и Василий Кокорев.

108 лет назад

В 1916 году изобретатель Армаис Арутюнов разработал первый центробежный насос с электродвигателем для добычи нефти.

100 лет назад

В 1924 году при Высшем совете народного хозяйства образован Гелиевый комитет, отвечавший за планомерные поиски газовых месторождений.

98 лет назад

В 1926 году построена первая в СССР электрическая железная дорога, соединившая Баку с нефтяными месторождениями Апшерона.

81 год назад

В 1943 году в СССР введен в эксплуатацию первый магистральный газопровод Бугуруслан – Похвистнево – Куйбышев.

59 лет назад

В 1965 году на территории Тазовского района в ЯНАО открыто Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение с запасами газа 735 млрд м³.

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, академик РАН



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, предоставленные 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!

Производство
нефтепродуктов
сократилось

на **2,3** %

Турция
подтвердила создание
газового хаба

в **2025** г.

Проект
«Сила Сибири-2» не будет
реализован ранее

2028 г.

Добыча угля
снизилась

на **1,7** %

ТРИ Д РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗА

В ПРОШЛОМ ДЕКАБРЕ, ПОДВОДЯ ИТОГИ, МЫ ОТМЕЧАЛИ, ЧТО 2023 ГОД БЫЛ ТРЕНДОБРАЗУЮЩИМ. ЗАЛОЖЕННЫЕ В ТОТ ПЕРИОД ТЕНДЕНЦИИ ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛИЛИ ДАЛЬНЕЙШИЙ ХОД РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. АНАЛИЗИРУЯ СЕГОДНЯ КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ЗАВЕРШАЮЩЕГОСЯ ГОДА, МОЖНО ПРОСЛЕДИТЬ ПУТИ, КОТОРЫМИ ПРЕДСТОИТ ИДТИ ПРЕДПРИЯТИЯМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В НАСТУПАЮЩЕМ ГОДУ

Анна Павлихина

Деевропеизация, декарбонизация, дедолларизация – в большей или меньшей степени задавали тон основным событиям отрасли и, очень вероятно, продолжат оказывать влияние на тренды энергетического рынка, но эффект этого влияния может быть совсем другим.

С массовым введением санкций, уходом европейских поставщиков оборудования и технологий, а также запретом на российские энергоносители начался период деевропеизации, экспортные маршруты нефти и газа были переориентированы на азиатских покупателей. Объемы поставок компенсировали и низкую цену продукта, и закрытие ранее премиального рынка. Так было почти весь 2024 год, но уже сейчас становится очевидно, что Китай и Индия больше не смогут обеспечить такой же уровень закупок.

Так, Индия в октябре снизила импорт нефти из России на 10%. С января по октябрь Индия закупила у России на 9,3% меньше нефти, чем годом ранее. В середине года Китай также сократил импорт российской нефти на 7% по сравнению с предыдущим годом. Ближе к осени поставки выросли, но динамика этого роста ухудшилась. В качестве причин называют опасение вторичных санкций и снижение спроса со стороны китайских НПЗ.

При снижающихся объемах экспорта можно было бы рассчитывать на внутренних потребителей. Но в начале года российские перерабатывающие заводы подверглись массовым атакам,



в результате незапланированных ремонтов производство нефтепродуктов сократилось в годовом сравнении на 2,3%.

В свете этого не так радуют показатели по приросту извлекаемых запасов, 286 млн т нефти. Кроме того, не уточняется структура запасов, как известно, более половины российских ресурсов относятся к категории трудноизвлекаемых. Далеко не все российские компании рады ТриЗам, многие сетуют на налоговый режим, не позволяющий вести их эффективную добычу. Отчасти по этой причине, отчасти из-за ухудшения спроса и соглашений с ОПЕК, нефтедобыча в России продолжает падать. А вот добыча газа демонстрирует другую тенденцию: за 10 месяцев 2024 г. добыча ПНГ и природного газа в России увеличилась на 7,8% год к году, в том числе в ЯНАО добыча выросла на 9%, а в Иркутской области – удвоилась.

Незначительно, но снизилась добыча угля (на 1,7% по сравнению с аналогичным периодом 2023 г.), и выросло количество котельных, работающих на газе, что можно считать шагом на пути к декарбонизации. В Калининграде, на Камчатке, в Санкт-Петербурге, в Приморском, Краснодарском крае, на Сахалине и в других регионах котельные переводят на газ. В Хабаровском крае дизельные электростанции заменяют гибридными установками, работающими на энергии солнца и ветра. В Калининградской области заработало производство кремниевых пластин – ключевого компонента для производства солнечных

модулей. В целом процесс декарбонизации в России в 2024 году шел своим небыстрым чередом, пока в конце ноября на заседании комитета РСПП по климатической политике не заявили о «кардинальном прорыве», заключающемся в том, что были пересчитаны цифры эмиссии и установлено, что вместо предполагаемых ранее 1,7 млрд тонн выбрасывается 800 миллионов. Из этих данных теперь и будут исходить, разрабатывая меры по снижению нагрузки на экологию (или, скорее, на экономику).

Более оптимистично выглядит ситуация с менее экологичными проектами. В 2024 году портфели компаний пополнились вновь открытыми месторождениями и запусками новых производств. В частности, в Иркутской области компания Сибгаз открыла газоконденсатное месторождение Илгинское по классификации относящееся к категории крупных. Запасы природного газа оцениваются в 135,4 млрд м³, газового конденсата – 4,4 млн т. Новое месторождение им. А. Пушина (запасы 5,9 млн т нефти) открыто компанией Оренбургнефть, Южно-Тигянское (запасы 7,3 млн т нефти) компанией Анабарнефтегаз в Якутии.

Из прорывов года следует отметить строительство скважины с рекордно большим для российских компаний отходом от вертикали на уже действующем Семаковском месторождении, ERD-коэффициент составил 5,36. Год был отмечен началом строительства новых производств. Так, ЛУКОЙЛ приступил к строительству завода по производству смазок

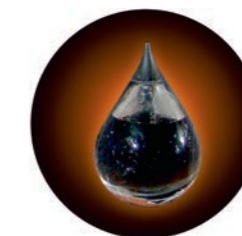
в Волгограде, инвестиции в проект превышают 1 млрд долл. Также компания начала строительство ГХК, включающего производство минеральных удобрений, сырьем для которых станет природный газ месторождений ЛУКОЙЛа на Северном Каспии. Другой завод по производству удобрений запустила компания ЕвроХим. На предприятии мощностью 1 млн т в год на юго-востоке Бразилии будут производить фосфорные удобрения. В порту Бухта Север РН-Ванкор начала строительство нефтеналивного причала. В Селемджинском районе приступили к строительству первой обогатительной фабрики на 2 млн т угля в год. В Дагестане открылся завод по производству полимерных труб.

Однако от крупных проектов, старта которых ждали в 2024 году, обнадеживающих новостей так и не последовало. Речь о МГП «Сила Сибири-2», «Арктик СПГ-2» и Турецком газовом хабе.

Строительство МГП «Сила Сибири-2» обсуждается уже пять лет, строительство должно было начаться в первом квартале 2024 года, но тормозилось по двум причинам: во-первых, «Газпром» требовал назвать крупных покупателей, что сложно, т.к. последние не спешат переоборудовать котельные на газ, во-вторых, не могут договориться о цене газа с Китаем. В августе стало известно, что проект не будет реализован до 2028 года, так как Монголия исключила газопровод из плана развития страны.

С «Арктик СПГ-2» ситуация неоднозначная. В феврале Новатэк подтвердил получение первой партии сжиженного газа в декабре, на момент публикации такой информации нет. Но есть информация (не подтвержденная компанией), что первая партия (а за ней еще несколько) была уже отгружена летом.

Третье большое ожидание года – турецкий газовый хаб. Власти Турции обещали начать торги газом на своей территории в конце 2023 года, затем перенесли дату начала продаж на 2024 год, а в конце года Минэнерго Турции подтвердило (в очередной раз) создание газового хаба в 2025 году. ●



ГОСДУМА ПРЕДЛАГАЕТ СТИМУЛИРОВАТЬ СПРОС НА РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Анастасия Хасанова

Комитет Государственной Думы по энергетике предложил правительству создать долгосрочные программы, которые гарантировали бы спрос на российское оборудование в области энергетического машиностроения. Председатель Комитета Н. Шульгинов отметил, что в отрасли наблюдается сильная зависимость от импорта, особенно в отношении парогазовых и паросиловых установок, электросетевого и трансформаторного оборудования. Однако в ближайшее время ожидается рост спроса на отечественное оборудование в связи с планируемыми отборами мощностей в рамках программы КОММОД и ДГМ ВИЭ 2.0, а также с запуском нацпроекта «Новые атомные и энергетические технологии». По прогнозам, рост спроса на электроэнергию может превысить изначально заложенные показатели в проекте Энергостратегии-2050, что требует пересмотра планов модернизации и ввода новых мощностей в сфере электроэнергетики.

В течение следующих пяти лет планируется введение в эксплуатацию около 50–60 газовых турбин общей мощностью 7 ГВт, а с 2031 по 2042 г. – 14,3 ГВт тепловых электростанций на газовом топливе.

В производстве российских газовых турбин наблюдается позитивная динамика. На основе ГТД-110М была введена в эксплуатацию ТЭС «Ударная», разрабатывается образец турбины ГТЭ-65, «Силловые машины» планируют реализовать проект турбины мощностью 200 МВт.

Говоря о проблемных областях, выделили производство оборудования для передачи постоянного тока, включая трансформаторы. Стратегии по объединению энергосистем потребуют значительных объемов подобного оборудования, которое будет поставляться в т.ч. через программы локализации.

Под воздействием текущих санкций Минпромторг организовал работу по импортозамещению критически важной продукции, утвердил план мероприятий по импортозамещению в электротехнической и кабельной отраслях. В настоящее время более 80% всех поставок энергетического оборудования на российском рынке составляют отечественные изделия. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

США ввели санкции против российской финансовой системы, в частности против Газпромбанка, через который проходят платежи от покупателей российского трубопроводного газа в странах ЕС. Как внесение Газпромбанка в SDN List скажется на газовом рынке?

Как повлияют американские санкции, введенные против российских банков, на газовый рынок?

14%

Расчеты за поставки российского газа, а значит, и экспорт в Европу, будут остановлены

31%

Платежи за газ будут переводить через другие банки

7%

Европейские потребители рассчитываются в евро, а санкции ограничивают расчеты только в долларах

29%

В расчетах перейдут на другую валюту

16%

Изменение схемы оплаты и переход на другую валюту в расчетах спровоцирует рост цен на газ в Европе

3%

Газпром уйдет с европейского рынка, его заменят поставщики из Китая

В ходе 29-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата было заключено соглашение, согласно которому Евросоюз и еще 25 стран обязались не строить новые угольные электростанции

Изменит ли климатическую ситуацию соблюдение обязательств в рамках COP29?

21%

Да, это серьезный шаг на пути к безуглеродной энергетике

19%

Нет, соглашение подписали страны, которые давно отказались от использования угля

21%

Да, пресечь рост угольной энергетики можно только путем коллективных обязательств

32%

Нет, крупнейшие мировые потребители угля, Китай, Индия и США, не подписали документ

7%

Нет, в ближайшей перспективе ситуация не изменится, т.к. развивающиеся страны еще долго не смогут перейти на «чистые» источники энергии

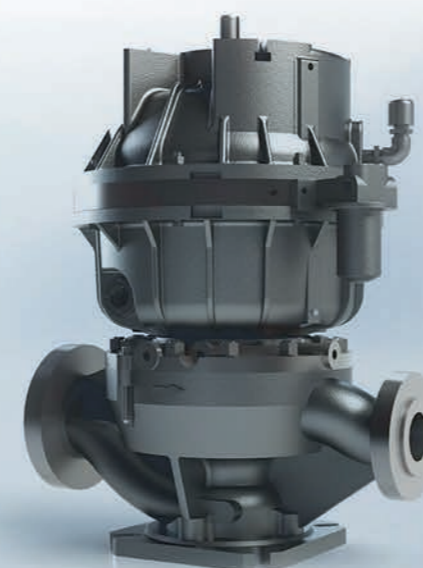


ВАРТЕЕС LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL
TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

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

Второй ветка ВСМ
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочли руки до Арктики
Северный поток достроили

ГРП на Чукотке

В 2025 г. на Чукотке начнутся геолого-разведочные работы на 16 перспективных участках недр для воспроизводства минерально-сырьевой базы полезных ископаемых. ГРП будут осуществляться в рамках программы геологического изучения недр на территории ДФО.

В августе 2024 г. губернатор округа сообщил, что региону потребуется дофинансирование в размере около 6,3 млрд руб. для разработки перспективных месторождений. Геологическая изученность Чукотки составляет примерно 35%. Однако при условии получения финансовой поддержки эта цифра может вырасти до 85%. Ожидается, что в течение следующих трех лет на эти цели будет направлено около 41 млрд руб. Осенью 2023 г. Минприроды РФ представило программу геологического изучения Дальнего Востока, в рамках которой планировалось открытие порядка 1 тыс. месторождений.

Электростанции на ВИЭ в Хабаровском крае

Гибридные установки, которые работают на энергии солнца и ветра, планируют разместить в отдаленных поселениях

Организация по атомной энергии Ирана намерена ввести в эксплуатацию на ядерных объектах в Натанзе и Фордо усовершенствованные центрифуги по обогащению урана в качестве ответной реакции на антииранскую резолюцию, принятую МАГАТЭ. В документе подчеркивается, что подобные меры направлены на защиту национальных интересов Ирана и будущее развитие мирной ядерной программы

Хабаровского края, ими заменят устаревшие дизельные электростанции. Реализация проекта начнется в 2025 г. Гибридные электростанции будут сочетать элементы ветряных, солнечных и дизельных электростанций, дизельная часть будет использоваться как аварийный источник электроэнергии. Такие установки потребляют меньше топлива и более экологичны. Всего в планах построить установки в 23 населенных пунктах. Оборудование будет изготовлено на российских заводах, часть комплектующих доставят из дружественных стран. Похожие объекты уже есть на Камчатке, Сахалине, в Якутии, Ханты-Мансийском автономном округе, Красноярском крае. Стоимость каждого объекта оценивается примерно в 150–170 млн руб.

Регазификационный комплекс СПГ на Камчатке

На Камчатке началось строительство регазификационного комплекса СПГ, расположенного в бухте Раковая Авачинской губы. Проект реализуется по схеме, согласно которой Газпром будет поставлять СПГ потребителям Камчатского края с проекта Сахалин-2, НОВАТЭК построит морской регазификационный терминал и два танкера-челнока для доставки газа, региональные и федеральные власти – построят береговую и причальную инфраструктуру, а также осуществят необходимые регуляторные изменения, в т.ч. определят оптовую цену на регазифицированный газ и источники компенсации разницы с рыночной ценой. Проект позволит обеспечить поставки СПГ в объеме до 446 тыс. т (620 млн м³ природного газа) ежегодно, а также улучшить экологическую обстановку в регионе. С переводом мазутных и угольных котельных на газ выброс вредных веществ в атмосферу снизится в 1,5–2 раза. Завершить строительство планируют к концу 2026 г.

Россия в сентябре 2024 г. впервые с мая 2022 г. вернула себе статус основного поставщика природного газа в ЕС в денежном выражении. В сентябре компании из стран ЕС купили у России газа на 1,4 млрд евро, примерно 40% в поставках приходится на СПГ. Лидерами по импорту российского газа стали Франция, Бельгия и Нидерланды, в совокупности потратившие на закупки российского газа 439,7 млн евро

Первая газовая котельная в Благовещенске

Дальневосточная генерирующая компания запустила первую газовую котельную в г. Благовещенске. В ноябре энергетики Амурских тепловых сетей начали процесс подключения более 40 многоквартирных домов к новому источнику теплоснабжения. Ранее эти здания получали тепло от угольных котельных. В ближайшем будущем планируется вывести из эксплуатации еще одну угольную котельную и подключить ее потребителей к новому объекту.

Газовая котельная, имеющая значительный потенциал замены шести устаревших угольных станций, обеспечит повышение надежности теплоснабжения и снизит выбросы вредных веществ в атмосферу. Природный газ, на котором работает котельная, поступает по МГП Сила Сибири. Пусконаладочные работы запланировано провести до конца декабря 2024 г.

Порт Лавна в Мурманской области

Морской порт Лавна на западном берегу Кольского залива в Мурманской области начнет

Катарская государственная компания QatarEnergy начала строительство крупнейшего в мире предприятия по производству голубого аммиака в Месаиде. Завод состоит из установки по производству аммиака мощностью 1,2 млн т в год и установки для закачки и хранения CO₂ мощностью 1,5 млн т в год. Энергия будет обеспечиваться от солнечной электростанции в объеме, превышающем 354 МВт

Управление по минеральным ресурсам и нефти Монголии и китайская компания Mongolia Foison Energy заключили соглашение о разделе продукции, согласно которому последняя инвестирует 49,7 млн долл. в геолого-разведочные работы на нефтяном блоке Хэрлэнтохой XXVIII. ГРП необходимы для пополнения запасов углеводородов, предназначенных для строящегося на территории сомона Алтанширээт НПЗ

работать до конца 2024 г. Незамерзающий глубоководный порт Лавна – один из якорных проектов Мурманского транспортного узла, после завершения строительства сможет принимать 18 млн т угля в год. Строительство порта и железнодорожных подходов к нему началось в 2018 г. В 2020 г., на фоне падения цен на уголь, контракт на строительство железнодорожной ветки был разорван. В декабре 2022 г. было подписано распоряжение правительства о выделении 37,7 млрд руб. на завершение строительства. Сегодня Мурманский транспортный узел входит в число крупных инвестиционных проектов, реализуемых в регионе. Он предусматривает создание транспортной инфраструктуры на западном берегу Кольского залива, в т.ч. угольного и нефтяного терминалов.

Производство технической серы в Салавате

На нефтеперерабатывающем заводе компании Газпром нефтехим Салават ввели в эксплуатацию новую установку производства технической серы. Объем инвестиций в проект составляет 13,8 млрд рублей. Проект реализовали в рамках четырехстороннего соглашения о взаимодействии по сокращению загрязняющих выбросов в атмосферу. Документ подписали в мае 2023 г. Соглашение было заключено между компанией Газпром нефтехим Салават, Минэкологии РФ, Росприроднадзором и правительством Башкортостана. Это один из флагманских инвестиционных проектов республики, более 90% комплектующих российского производства. Новая установка ввиду повышения конверсии сероводорода с 96 до 99,2% поможет снизить выбросы в атмосферу на 4,67 тыс. т в год, общий валовой выброс сократится на 11%, а выбросы диоксида серы – на 30%. В результате переработки сероводородсодержащего газа будет получен востребованный рыночный продукт – техническая сера. ●

До **76** долл.

подорожает нефть Brent в 2025 г., согласно прогнозам Goldman Sachs



60 газовых турбин

разной мощности построят в России до конца десятилетия



Свыше **100** млн т нефти

планирует добывать Казахстан с 2026 г.



На **8,2** %

до **10,577** млрд м³, Норвегия нарастила добычу природного газа в октябре 2024 г.



540,7

долл. за 1000 м³ составила цена декабрьских газовых фьючерсов



На **27** %

Китай увеличил импорт СПГ в сентябре 2024 г.



112 млн долл.

получит ДТЭК для восстановления энергетики Украины



Геологоразведка на **16** участках недр

начнется на Чукотке в 2025 г.



Китайская Mongolia Foison Energy вложит

49,7 млн долл. США

в 8-летнюю программу ГРП в Монголии



До **4,5** трлн руб.

вырастут инвестиции в нефтедобычу в России к 2050 г.



На **8,2** %

сократилась добыча угля в Кемеровской области в 2024 году



18 млн т

может превысить экспорт мазута из Ирака в 2024 г.



На **60** тыс. барр. в день

Иран увеличивает добычу нефти



На **36,7** %, до **834** млрд руб.,

может сократиться инвестпрограмма РЖД в 2025 г.



До **20** %

Япония намерена довести долю АЭС в энергобалансе страны к 2030 г.



На **8,9** %

Япония нарастила импорт СПГ из России в октябре



На **18** %

Молдавия увеличила закупки газа за 9 месяцев 2024 г.



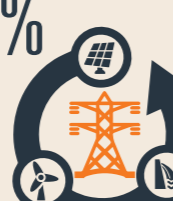
До **29,2** млн т

Азербайджан сократит добычу нефти по итогам года



До **20** %

предприятие ЛУКОЙЛа увеличит долю ВИЭ в объеме потребляемой энергии



ТРАНСПОРТИРОВКА ИСКУССТВЕННЫХ СМЕСЕЙ:

анализ методов

В РАБОТЕ БЫЛИ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ ИСКУССТВЕННЫХ СМЕСЕЙ – ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ С РАЗБАВИТЕЛЯМИ, ПРИВЕДЕНЫ МЕТОДИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРАНСПОРТА СМЕСЕЙ, РАССМОТРЕНЫ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ РАЗБАВИТЕЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

THE WORK EXAMINED THE MAIN METHODS OF PUMPING ARTIFICIAL MIXTURES: HIGH-VISCOSITY SOLIDIFYING OILS WITH DILUENTS, PRESENTED METHODS FOR HYDRAULIC CALCULATION OF TRANSPORT OF MIXTURES, AND CONSIDERED APPROACHES TO ASSESSING THE INFLUENCE OF A DILUENT ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL

Ключевые слова: искусственная смесь, перекачка нефти с разбавителем, реологические свойства.

Резанов Константин Сергеевич

аспирант факультета проектирования сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ванчугов Иван Михайлович

аспирант факультета проектирования сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Шестаков Роман Алексеевич

доцент кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

С каждым годом количество традиционных запасов нефти истощается, а их качество ухудшается, что в первую очередь связано с высокой степенью выработанности месторождений и высокой обводненностью добываемой продукции. Данный факт ставит для современной российской промышленности новые задачи по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, добыча которых при существующих технологиях не всегда рентабельна, а транспортировка затруднительна. Присущие высоковязким нефтям (ВВН) свойства – высокая вязкость и содержание тяжелых фракций, – затрудняют процесс как эксплуатации месторождений, так и транспортировки продукции до конечного потребителя. Рост количества запасов ВВН побуждает к разработке и внедрению инновационных методов

транспортировки, в каковом можно отнести перекачку высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями. Введение в парафинистую нефть углеводородного разбавителя позволяет в некоторых случаях добиться значительного улучшения ее реологических свойств. В качестве разбавителей целесообразнее всего использовать маловязкие нефти. Если в одном районе добываются парафинистые и маловязкие нефти, то целесообразно смешивать их на головных сооружениях нефтепровода и совместно транспортировать.

Также заметим, что определение «искусственная смесь» в указанных далее автором работах называется чаще как «перекачка с разбавителем».

Причины и опыт внедрения разбавителей при перекачке ВВН

Перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти с разбавителями является одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. В качестве углеводородных разбавителей используют газовый конденсат и маловязкие нефти.

При разбавлении вязкой нефти увеличивается объем перекачиваемой жидкости, но вязкость смеси уменьшается. Это обстоятельство позволяет решать различные оптимизационные задачи. В результате использования разбавителя может быть увеличена загрузка нефтепровода, перекачано дополнительное количество вязкой нефти, минимизирован расход электроэнергии и т.д. Смешение высокопарафинистых нефтей с маловязкими позволяет не только удешевить перекачку, но и эффективнее использовать добываемые нефти. Смешивая нефти в разных соотношениях, можно получить нефтяные смеси

заранее определенного состава, что позволит стабилизировать работу нефтепровода и установок нефтеперерабатывающих заводов. Кроме того, смешение нефтей позволяет иногда значительно улучшить их качество. Так, например, смешение высокопарафинистых, но малосернистых нефтей с малопарафинистыми, но высокосернистыми нефтями дает возможность получить смесь с умеренным содержанием парафина и серы. Примером этому может служить высокопарафинистая мангышлакская нефть, которая с п-ова Мангышлак перекачивается в подогретом состоянии в район г. Куйбышева, где часть ее перерабатывается, а часть смешивается с маловязкими сернистыми нефтями Поволжья и поступает в систему нефтепровода «Дружба».

В качестве маловязкого разбавителя также используются газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные газы (при условии, что давление насыщенных паров смеси по Рейду будет ниже 66 000 Па). Так, в Канаде по нефтепроводу Ллойдминстер – Хардисти длиной 116 км и диаметром 200 мм перекачивается высоковязкая нефть с добавлением 22,5% газового конденсата. В США из 262,8 тыс. м³, перекачиваемых в сутки по Трансаяскинскому нефтепроводу (L = 1287 км, D = 1219 мм), 14,3 тыс. м³ приходится на газовый конденсат с месторождений Прадхо Бей и Купарук. Перекачка смесей разнообразных нефтей со сжиженными газами, газовым бензином и дистиллятами осуществляется в США по трубопроводу длиной 1080 км и диаметром 300 мм.

Механизм действия углеводородного разбавителя можно объяснить следующим образом. Во-первых, при добавлении разбавителя к парафинистой нефти уменьшается концентрация парафина в смеси за счет его растворения легкими фракциями и понижается температура насыщения раствора и появления кристаллов парафина. Следовательно, снижается температура застывания системы. Во-вторых, при использовании в качестве разбавителей маловязких нефтей, содержащих асфальтосмолистые вещества, последние препятствуют образованию парафиновой структурной решетки в нефти за счет адсорбции на поверхности кристаллов парафина, препятствуя образованию прочной структурной решетки и тем самым снижая температуру застывания и эффективную вязкость смеси. Следует иметь в виду, что растворимость парафина в большой степени зависит от свойств разбавителя. Как правило, чем меньше плотность и вязкость разбавителя, тем эффективнее его действие. Кроме того, чем ниже температура смеси, тем лучше реологические свойства парафинистой нефти при добавлении разбавителя.

Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителями были проведены А.Н. Сахановым и А.А. Кашеевым в 1926 г. В этих опытах высокозастывающую нефть смешивали с керосиновым дистиллятом и перекачивали по трубопроводу. Полученные результаты были настолько хороши, что использовались при проектировании нефтепровода Грозный – Черное море. В дальнейшем исследованием вопросов перекачки высоковязких нефтей с разбавителями занимались Л.С. Абрамзон, Э.М. Блейхер, В.Е. Губин, Р.Г. Исхаков, В.А. Буликов, Л.С. Маслов, Ю.А. Сковородников, Ю.В. Скрипников, В.Н. Степанюгин, П.И. Тугунов, В.А. Юфин и др.

Общие подходы к оценке изменения гидравлических параметров при разбавлении ВВН маловязкой нефтью/конденсатом

Транспортировка искусственной смеси появилась еще в прошлом столетии, и за это время появилось достаточно информации о взаимодействии разбавителя с ВВН. Наиболее полно одним из первых документов, в которых консолидированы знания данной области, является «Методика выбора оптимальной технологии перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с разбавителем» РД 39-30-996-84. Методика разработана коллективом авторов Всесоюзного научно-исследовательского института по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (Р.Г. Исхаков) и Уфимского нефтяного института (Л.С. Абрамзон, П.И. Тугунов) [6].

С момента выпуска прошло уже достаточно времени, было написано множество трудов по теме транспортировки искусственных смесей, поэтому РД 39-30-996-84 в данной работе освещается не в полной мере, так как она послужила основой разработанных современных методик расчета, о которых пойдет речь далее.

Важным вопросом является разработка математической модели, которая будет описывать влияние разбавителя в первую очередь на физические характеристики смеси, что будет непосредственно отражаться на гидравлическом расчете нефтепровода. Добавление маловязкого углеводородного разбавителя изменяет следующие параметры высоковязкой нефти [3]:

- плотность ρ ;
- кинематическую вязкость ν ;
- давление насыщенных паров $p_{упр}$.

Объемная концентрация разбавителя c – отношение объема разбавителя к общему объему смеси [3–5]:

$$c = \frac{V_p}{V_n + V_p}, \quad (1)$$

где V_p – объем маловязкого углеводородного разбавителя (м³); V_n – объем высоковязкой нефти (м³).

Если разбавитель вводится непосредственно в нефтепровод:

$$c = \frac{Q_p}{Q_n + Q_p}, \quad (2)$$

где Q_p – объемный расход маловязкого углеводородного разбавителя (м³/с); Q_n – объемный расход высоковязкой нефти (м³/с).

Введем понятие относительной концентрации разбавителя по расходу X :

$$X = \frac{Q_p}{Q_n}, \quad (3)$$

Тогда объемная концентрация разбавителя c равна:

$$c = \frac{X}{1 + X}, \quad (4)$$

Согласно источнику [4], для определения вязкости смеси нефти с разбавителями весьма удобна формула М.М. Кусакова:

$$v_{cm} = v_n \cdot e^{-ak}, \quad (5)$$

где a – коэффициент, определяемый в результате лабораторных исследований свойств смесей нефти с разбавителем;
 k – его концентрация.

Иначе вышеуказанную формулу можно переписать в виде согласно [5]:

$$v_{pn} = v_n e^{-k \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (6)$$

Также в источнике [3] указана другая форма записи уравнения для вязкости разбавленной нефти v_{pn} связана с вязкостями компонентов формулой Кусакова:

$$v_{pn} = v_n \left(\frac{v_n}{v_p} \right)^{\frac{-X}{1+X}}, \quad (7)$$

где v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c или Ст);

v_p – кинематическая вязкость маловязкого углеводородного разбавителя (m^2/c или Ст).

Если кинематическая вязкость разбавленной нефти зависит не только от концентрации маловязкого углеводородного разбавителя, но и от температуры, то можно использовать формулу [3]:

$$v_{pn} = v_{pn1} e^{-a_{pn}(T-T_1)}, \quad (8)$$

где v_{pn1} – известное значение кинематической вязкости разбавленной нефти (m^2/c или Ст) при некоторой температуре T_1 ;

a_{pn} – коэффициент термовязкограммы разбавленной нефти ($1/K$ или $1/^\circ C$) [3]:

$$a_{pn} = \frac{a_n + a_p X}{1 + X}, \quad (9)$$

T_1 – известная температура (К или $^\circ C$), при которой определяется кинематическая вязкость разбавленной нефти v_{pn1} .

Плотность разбавленной нефти ρ_{pn} (kg/m^3) определяется по следующей формуле [3]:

$$\rho_{pn} = \frac{\rho_n + \rho_p X}{1 + X}, \quad (10)$$

где ρ_n – плотность высоковязкой нефти (kg/m^3);

ρ_p – плотность маловязкого углеводородного разбавителя (kg/m^3).

Давление насыщенных паров разбавленной нефти $p_{упр, pn}$ (Па) определяется через соответствующие параметры высоковязкой нефти и маловязкого углеводородного разбавителя [3]:

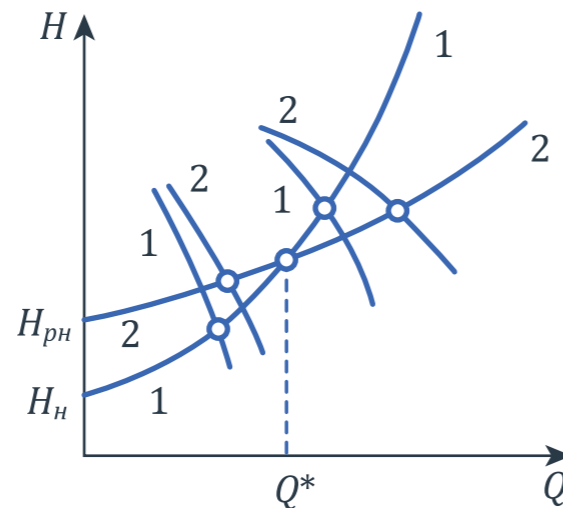
$$p_{упр, pn} = p_{упр, n} \frac{\rho_n}{\rho_n + \rho_p X} + p_{упр, p} \frac{\rho_p X}{\rho_n + \rho_p X}, \quad (11)$$

где $p_{упр, n}$ – давление насыщенных паров высоковязкой нефти (Па);

$p_{упр, p}$ – давление насыщенных паров разбавителя (Па).

Обстоятельство и различие вязкостей приводит к заметному различию совмещенных характеристик (рис. 1). Видно, что гидравлические характеристики трубопровода пересекаются в некоторой точке, которой соответствует расход смеси Q^* . Для расходов меньше значения Q^* , напор при перекачке разбавленной нефти будет больше, чем при перекачке исходной нефти из-за большего подпора, необходимого при перекачке

РИСУНОК 1. Совмещенные (Q – H) – характеристики участка трубопровода и перекачивающей станции: 1 – для исходной нефти; 2 – для разбавленной нефти



смеси. Для $Q > Q^*$ наоборот – напор при перекачке разбавленной нефти всегда будет меньше напора при перекачке исходной нефти.

Потери напора H_n при перекачке вязкой нефти равны [4]:

$$H_n = \beta \cdot \frac{Q_n^{2-m} \cdot v_n^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (12)$$

где Q_n – расход вязкой нефти (m^3/c);

β – числовой коэффициент, величина которого определяется в зависимости от режима течения высоковязкой нефти в трубопроводе (c^2/m);

v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c);

L – длина участка нефтепровода (м);

D – внутренний диаметр нефтепровода (м);

m – показатель режима течения высоковязкой нефти, определяемый с помощью числа Рейнольдса (безразмерная величина).

Аналогично для разбавленной нефти:

$$H_{cm} = \beta \cdot \frac{Q_{cm}^{2-m} \cdot v_{cm}^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (13)$$

Если наложить условие, что $H_{cm} = H_n$, то в трубопроводе устанавливается расход [4]:

$$Q_{cm} = Q_n \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (14)$$

то есть в $e^{\frac{amk}{2-m}}$ раз больше.

Расход смеси Q_{cm} складывается из нового расхода высоковязкой нефти Q_n и расхода разбавителя Q_p , т.е.:

$$Q_{cm} = Q_n + Q_p, \quad (15)$$

Поделив обе половины данного уравнения на Q_{cm} и принимая во внимание, что по определению $Q_p/Q_{cm} = K$, получим:

$$Q_{cm} = \frac{Q_n}{1-K}. \quad (16)$$

Решая совместно (6) и (5), находим новый расход нефти в трубопроводе после ее разбавления:

$$Q_n' = Q_n \cdot (1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (17)$$

т.е. расход нефти изменяется в $(1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}$ раз [4].

Чтобы разбавлением добиться увеличения производительности трубопровода по нефти должно выполняться условие:

$$a) \frac{2-m}{m \cdot K} \cdot |\ln(1-K)|. \quad (18)$$

При ламинарном режиме перекачки увеличение производительности составит $(1-K)e^{ak}$, а при турбулентном ($m = 0,25$) – $(1-K) \cdot e^{0,143ak}$. То есть при ламинарном режиме перекачки эффект увеличения производительности (если он есть) выше в число раз:

$$\frac{(1-K) \cdot e^{ak}}{(1-K) \cdot e^{0,143ak}} = e^{0,857ak}. \quad (19)$$

Если необходимости в увеличении производительности трубопровода по нефти нет $Q_n' = Q_n$, то с помощью разбавления можно уменьшить потери напора на трение.

Подставляя в формулу Лейбензона параметры смеси, будем иметь [4]:

$$H_{cm} = \beta \cdot \left(\frac{Q_n}{1-K} \right)^{2-m} \cdot \frac{v_n^m \cdot e^{-amk} \cdot L}{D^{5-m}} = H_n \cdot \frac{e^{amk}}{(1-K)^{2-m}}. \quad (20)$$

Таким образом, при разбавлении высоковязкой нефти потери напора на трение уменьшаются в $e^{amk}/(1-K)^{2-m}$ раз. Максимальный эффект будет иметь место при ламинарном режиме перекачки. Чем более развит турбулентный режим, тем снижение потерь напора меньше.

Теоретически возможен случай, когда $m = 0$ и положительный эффект от разбавления отсутствует. Однако высоковязкие нефти в зоне квадратичного трения турбулентного режима не перекачиваются.

Гидравлические характеристики транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем

Процесс перекачки высоковязкой нефти с разбавителем достаточно полно описан в работах авторов [3, 5]. Потери напора на трение при перекачке высоковязкой нефти в смеси с маловязким углеводородным разбавителем можно определить с помощью формулы Лейбензона [5]:

$$h_{\tau} = h_{\tau n} \cdot (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (21)$$

где v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c или Ст);

v_p – кинематическая вязкость маловязкого углеводородного разбавителя (m^2/c или Ст);

$h_{\tau, n}$ – потери напора на трение, определяемые через параметры высоковязкой нефти (м):

$$h_{\tau n} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}}, \quad (22)$$

или:

$$h_{\tau} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}} (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (23)$$

где m – показатель режима течения высоковязкой нефти с разбавителем, определяемый с помощью числа Рейнольдса (безразмерная величина).

При добавлении разбавителя вязкость и плотность разбавленной нефти уменьшаются. Это приводит к эффективной перекачке высоковязкой нефти.

Основная задача, решаемая при гидравлическом расчете перекачки ВВН в смеси с МУР, – определение необходимой относительной концентрации разбавителя X , обеспечивающей перекачку заданного объема ВВН Q_n .

Уравнение для гидравлической характеристики трубопровода при перекачке разбавленной нефти имеет вид [5]:

$$H_p = \beta \frac{(Q_n + Q_p)^{2-m} v_{pn}^m}{D^{5-m}} \cdot L + \Delta z + H_{pk} \quad (24)$$

$$= \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}}{D^{5-m}} + \Delta z + H_{pk}$$

где $\Delta z = z_k - z_n$ – разность геодезических высот конца и начала участка нефтепровода, м;

z_k – геодезическая высота конца участка нефтепровода, м;

z_n – геодезическая высота начала участка нефтепровода, м;

H_{pk} – полный напор в конце трубопровода, определяемый:

$$H_{pk} = \frac{P_k}{\rho_{pn} g}, \quad (25)$$

где P_k – давление в трубопроводе в конце участка (Па).

Для начала участка напор будет находиться как:

$$H_p = \frac{P_o}{\rho_{pn} g}, \quad (26)$$

где P_o – давление в трубопроводе в начале участка (Па).

Гидравлическая характеристика насосных агрегатов будет выглядеть [5]:

$$H_p = a - b(X) Q_n^{2-m} (1+X)^{2-m}, \quad (27)$$

где a, b – аппроксимационные коэффициенты (Q–H) – характеристики насоса (соответственно в м и в ch^2/m^5);

Q_n – расход вязкой нефти (m^3/c).

Если задан расход нефти, то уравнение баланса напоров служит для определения значения X и, следовательно, количества разбавителя [5]:

$$\frac{h_a}{\rho_{кав}} + a - b(X) Q_n^{2-m} (1+X)^{2-m} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}} (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})} + \Delta z + H_{pk}$$

где $h_a/\rho_{кав}$ – антикавитационный запас магистральных насосов (м), определяемое как:

$$h_a/\rho_{кав} = \frac{p_{упр, pn}}{\rho_{pn} g}, \quad (29)$$

Определив значение X , суммарный расход Q нефти и разбавителя можно найти по формуле:

$$Q = Q_n (1+X) \quad (30)$$

После этого с помощью уравнения для гидравлической характеристики перекачивающей станции (выражение слева в (28)) можно найти напор в начале трубопровода, который не должен превышать предельно допустимого значения [5].

Затем с помощью уравнения для гидравлической характеристики рассматриваемого участка трубопровода (24) следует найти напор в конце участка и убедиться, что выполняется условие (29). Если указанные ограничения выполняются, то объем разбавителя выбран правильно и заданный расход нефти можно перекачать по рассматриваемому участку нефтепровода.

Проектирование трубопроводов для транспортировки ВВН с разбавителем

Определение количества насосных станций при проектировании участка нефтепровода, осуществляющего перекачку ВВН с разбавителем должно находиться по формуле [4]:

$$n = \frac{h \frac{e^{-amk}}{(1-k)^{2-m}} + \Delta z + n_{\Sigma}(H_{кп} - H_2)}{H_{стсм}}, \quad (31)$$

где $H_{стсм}$ – напор станции при перекачке смеси (с учетом пересчета характеристик насосов).

Выбор типа насосов при заданной концентрации разбавителя производится в соответствии с неравенством [4]:

$$0,8K_Q Q_{ном} \leq Q_{чсм} \leq 1,2K_Q Q_{ном}, \quad (32)$$

где K_Q – коэффициент пересчета подачи насоса при перекачке нефти с разбавителем.

При перекачке высоковязкой нефти с разбавителем на головной насосной станции должны быть резервуары для его хранения. Если объем резервуарного парка для высоковязкой нефти на головной НС равен $(2...3) \cdot V_{сут}$, то дополнительный объем резервуаров для хранения разбавителя:

$$V_{доп} = (2...3)kV_{сут}. \quad (33)$$

Мощность, потребляемая при перекачке смеси, составляет:

$$N_{\Sigma} = \frac{\rho_{см} g Q_{см} H_{см}}{\eta_{см}}, \quad (34)$$

где $\eta_{см}$ – к.п.д. насосных агрегатов при их работе на смеси.

Заключение

Перекачка искусственных смесей (иначе – перекачка с разбавителем) подразумевает под собой транспортировку высоковязких нефтей в смеси с разбавителем. Под разбавителем понимается любой агент (маловязкая жидкость, депрессатор и др.), введение которого в перекачиваемую нефть (нефтепродукт) приводит к уменьшению ее вязкости.

Перекачка с разбавителем является одним из способов перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов, повышающих надежность и эффективность транспортировки их по магистральным трубопроводам. Как правило, перекачка с разбавителем преимущественно может быть использована в следующих условиях:

- при наличии эффективного и дешевого разбавителя;
- при невозможности или затрудненности использования других способов перекачки вязких и застывающих нефтей или нефтепродуктов (например, в районах с вечномерзлыми и болотистыми грунтами нецелесообразна перекачка с подогревом);
- при подаче вязких и застывающих нефтей в трубопроводные системы с ограничениями на реологические свойства перекачиваемых нефтей и нефтепродуктов;
- при наличии разветвленной сети магистральных нефте- и продуктопроводов, позволяющей рационализировать общую схему грузопотоков.

Перекачка с разбавителем может применяться в комбинации с другими способами улучшения транспортабельных свойств вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов.

В зависимости от условий эксплуатации каждого конкретного трубопровода с помощью разбавителя могут быть достигнуты следующие цели:

- доведение вязкости смеси до необходимой по условиям эксплуатации величины;
- минимизация давления, потребного для перекачки заданного количества вязкой нефти или нефтепродукта;
- максимизация количества перекачиваемой по трубопроводу вязкой нефти (нефтепродукта) при заданном допустимом давлении;
- минимизация затрат мощности на перекачку заданного количества вязкой нефти или нефтепродукта.

Математический аппарат, позволяющий с высокой точностью описать поведение смеси, а также определить необходимую концентрацию разбавителя, за последние годы активно развился благодаря опыту эксплуатации трубопроводов, осуществляющих перекачку искусственных смесей. Необходимые уравнения (например, баланса напоров) записаны в корректном виде, учитывающем все изменения гидравлических параметров при добавлении разбавителя. ●

Литература

1. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Бахтизин Р.Н. [и др.] – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. – 604 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
3. Васильковский, В. В. Специальные методы перекачки углеводородов: Учебно-методическое пособие / В. В. Васильковский. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2014. – 55 с.
4. Коршак А.А. Специальные методы перекачки: Конспект лекций / А.А. Коршак. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с.
5. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 «Нефтегазовое дело». Учебник для вузов: В 2 томах / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак [и др.]. Том 1. – Москва: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 407 с.
6. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002 – 658 с.

KEYWORDS: artificial mixture, pumping oil with a diluent, rheological properties.

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»



Муфты для обсадных и насосно-компрессорных труб НКТ



Муфты для обсадных труб предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по ГОСТ 632-80 с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по ТУ 14-ЗР-29-2000.

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы.

Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с различными вариантами покрытий: порошковое, фосфатирование, термодиффузионное цинкование
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки перекачиваемой среды в нефтяных и газовых скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- ГОСТ 633-80 муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- ГОСТ 633-80 муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- ГОСТ 31446-2017 муфты для насосно-компрессорных труб

РЕКЛАМА

8-800-250-79-39

tmcg@tmcg.ru

www.tms.tagras.ru

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО НЕФТЕПРОВОДА

ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО НЕФТЕПРОВОДА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПО УПРУГОЙ И НЕЛИНЕЙНОЙ УПРУГОПЛАСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛЯМ. ОПРЕДЕЛЕНА КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ДЕФЕКТАМИ

THE ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF WELDED JOINTS OF A LONG-TERM OPERATED OIL PIPELINE WAS PERFORMED BASED ON THE FINITE ELEMENT METHOD USING ELASTIC AND NONLINEAR ELASTIC-PLASTIC MODELS. STRESS CONCENTRATION FACTORS FOR WELDED JOINTS WITH DEFECTS WERE DETERMINED

Ключевые слова: нефтепровод, напряженно-деформированное состояние, сварное соединение, метод конечных элементов, коэффициент концентрации напряжений.

Рафиков Салават Кашфиевич

доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

Шарнина Гульнара Салаватовна

доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

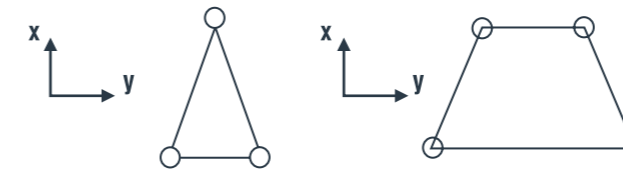
Для определения ресурса безопасной эксплуатации длительно эксплуатируемых нефтепроводов необходимо оценить их напряженно-деформированное состояние (НДС), для чего нужно проанализировать концентрацию напряжений в сварных соединениях и особенности распределения механических характеристик металла по зонам сварных соединений этих нефтепроводов.

Расчетные формулы для определения коэффициентов концентрации напряжений сварных соединений не учитывают всего многообразия и сложности геометрических форм и размеров сварных соединений, поэтому для определения коэффициентов концентрации напряжений таких сварных соединений использовался метод конечных элементов.

С использованием метода конечных элементов проведена оценка НДС сварных соединений длительно

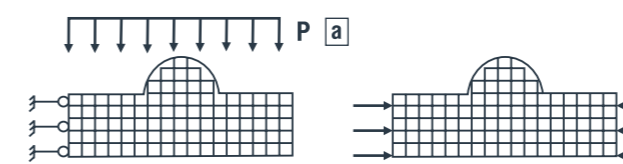
эксплуатируемого нефтепровода, выполненных газопрессовой сваркой (срок эксплуатации нефтепровода – 52 года, марка стали – Ст4сп) по упругой и упругопластической моделям. В работе использован вычислительный комплекс программ ANSYS. При формировании сетки конечных элементов в качестве базового конечного элемента приняты конечные элементы первого порядка – трехузловые и четырехузловые элементы, показанные на рисунке 1.

РИСУНОК 1. Конечные элементы моделей сварных соединений



На рисунке 2 показаны исходные конечно-элементные модели сварного соединения нефтепровода в условном изображении, используемые в качестве расчетной схемы.

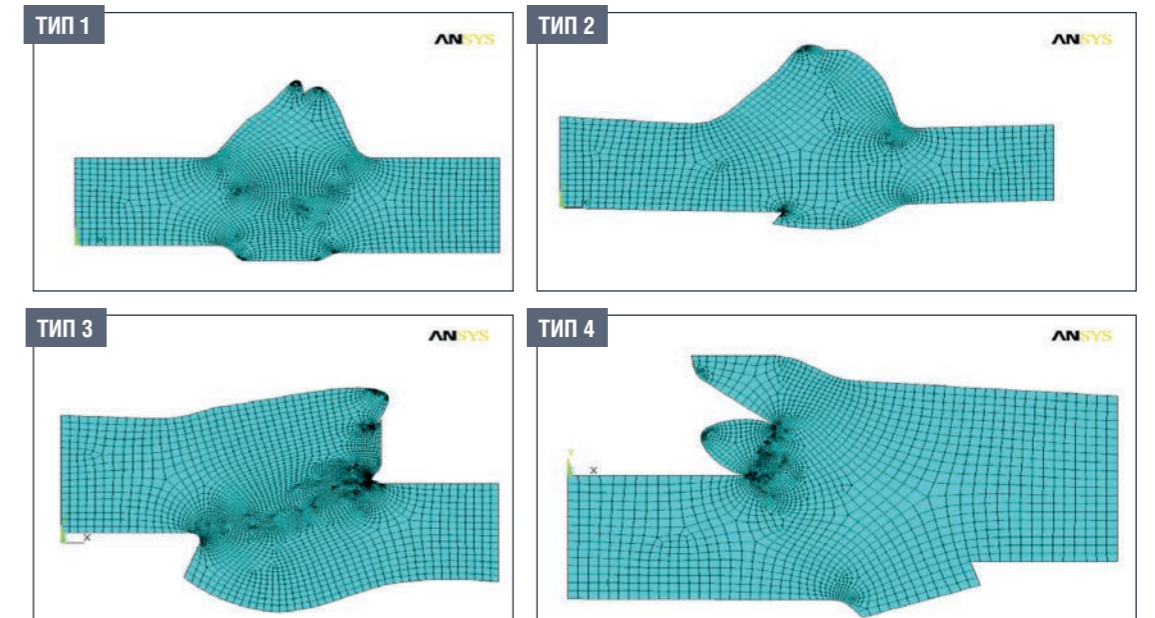
РИСУНОК 2. Конечно-элементная модель: а – при действии внутреннего давления; б – при действии продольных напряжений



Сетка конечных элементов адаптировалась к четырем типам геометрических форм сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой, представленных на рисунке 3. Очертания сварных соединений выбраны на основе анализа данных диагностического обследования действующего нефтепровода внутритручными приборами, детального обследования нефтепровода методами

РИСУНОК 3.

Сетки конечных элементов различных типов геометрических форм сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой



неразрушающего контроля и исследованием катушек, вырезанных при капитальном ремонте. Для исследования выбраны сварные соединения с дефектами в виде усиления и грата (тип 1 и 2), а также сварное соединение с радиальными смещениями кромок и поворотом плоскости сплавления (тип 3) и с радиальными смещениями кромок и острыми углами, образовавшимися при выдавливании металла зоны влияния (тип 4).

Общее уравнение для расчета НДС сварных соединений по упругой модели:

$$\{\sigma\} = [D] \cdot (\{\varepsilon\} - \{\varepsilon^p\} - \{\varepsilon^T\}) \quad (1)$$

где ε , ε^p , ε^T – соответственно общие, пластические и термические деформации;

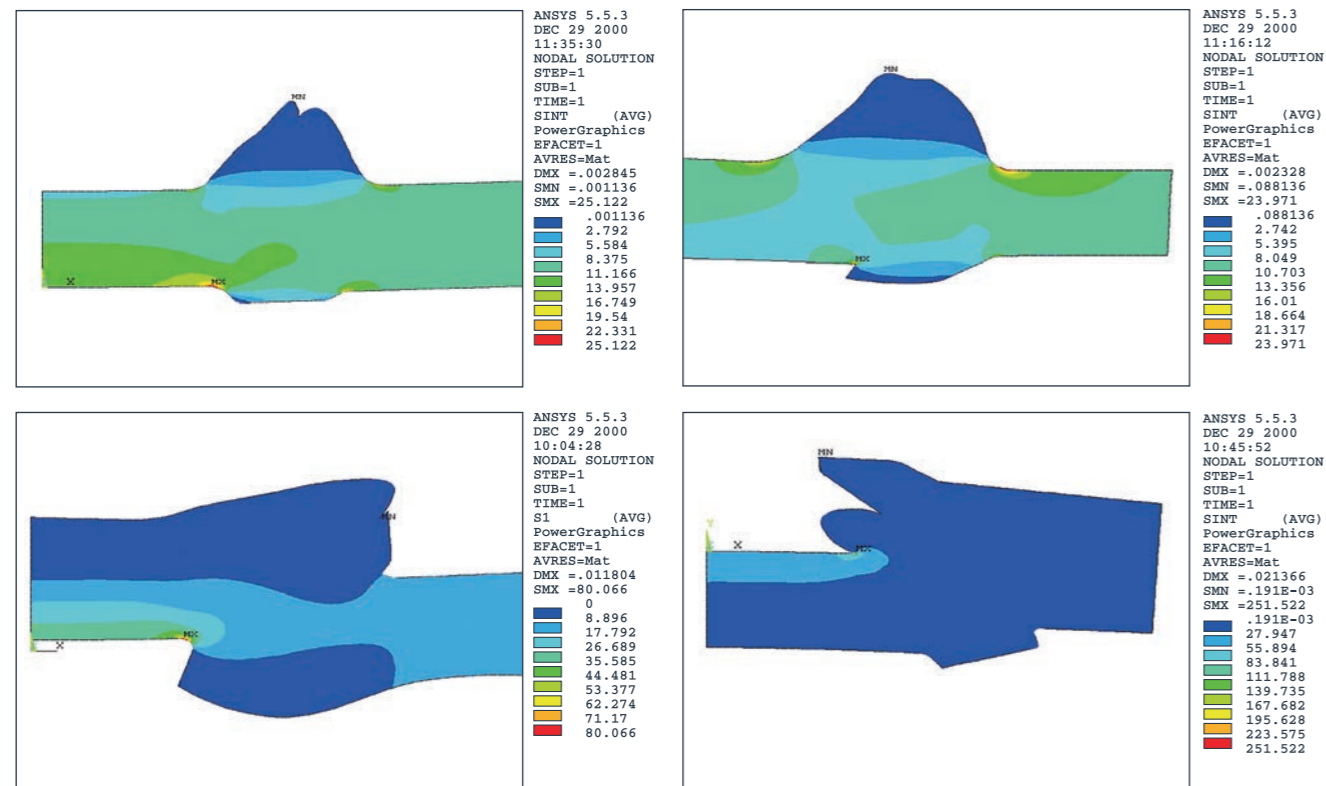
$[D]$ – матрица упругих характеристик материала, элементы которой определены через константы материала E , ν .

По упругой модели расчеты НДС металла сварных соединений выполнены отдельно на действие внутреннего давления и на действие суммарных продольных напряжений при следующих граничных условиях:

- сложность геометрической формы, неравномерность кольцевого сечения;
- не учитывается давление грунта, т.к. известно, что на таких глубинах оно намного меньше внутреннего давления и напряжений в стенке трубы;
- трубопровод заземлен грунтом в продольном направлении;
- на внутренней поверхности трубы учитывается внутреннее давление и перепад температур;
- по боковым границам конечно-элементной модели:
- для расчета НДС от действия внутреннего давления принимается закрепление системой стержней;
- для расчета НДС от действия суммарных продольных напряжений принимается условие совместности деформаций и задается величина суммарных продольных напряжений от действия внутреннего давления и температурного перепада.

УДК 622.692.4.004.67

РИСУНОК 4. Распределение изополос интенсивностей напряжений по зонам газопрессовых сварных соединений 1, 2, 3, 4 типов



Для расчетов приняты рабочее давление, равное 6,4 МПа, и температурный перепад $\Delta t = +10^\circ\text{C}$.

Анализ результатов расчетов по упругой модели от действия внутреннего давления показывает, что в газопрессовых сварных соединениях типа 2 значение коэффициента концентрации главных напряжений и интенсивностей напряжений не превышает 3. Значительные неравномерности распределения изгибных и касательных напряжений даже при общем меньшем уровне их значений могут привести к снижению надежности газопрессовых соединений, особенно на криволинейных участках нефтепровода и на выходе из насосных станций.

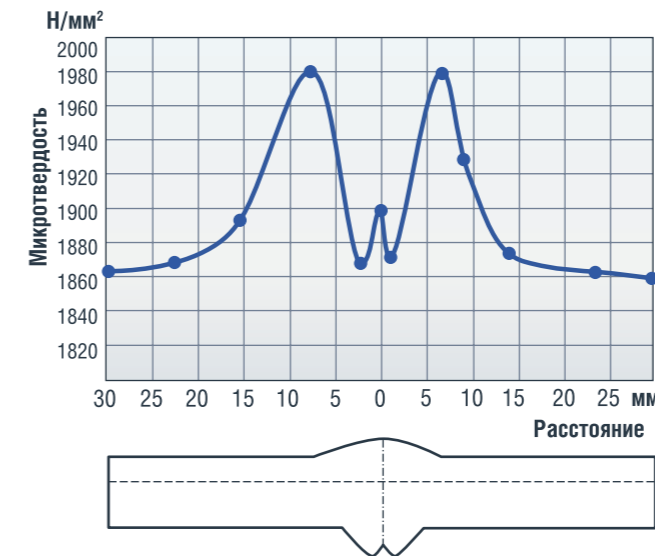
В результате анализа НДС сварных соединений по упругой модели от действия суммарных продольных напряжений получены распределения изополос главных напряжений и интенсивностей напряжений для сварных соединений 1, 2, 3, 4 типов, приведенные на рис. 4.

По упругой модели от действия суммарных продольных напряжений рассчитаны максимальные значения главных напряжений и интенсивностей напряжений в местах наибольшей концентрации напряжений в металле сварных соединений и коэффициенты концентрации напряжений, приведенные в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Напряжения и коэффициенты концентрации напряжений, определяемые по упругой модели от действия продольных суммарных напряжений

№	Наименование исследуемого параметра	Тип образца по геометрической форме			
		1	2	3	4
1	Главные напряжения σ_1 , МПа: • максимальные $\sigma_{1\text{max}}$ • номинальные $\sigma_{1н}$	25,12	22,78	80,97	227,02
		11,183	10,1	17,79	25,31
2	Коэффициент концентрации главных напряжений $\alpha_{\sigma 1}$	2,25	2,26	4,55	8,97
3	Интенсивность напряжений σ_i , МПа: • максимальные $\sigma_{i\text{max}}$ • номинальные $\sigma_{iн}$	25,12	23,97	80,07	251,52
		8,38	8,04	17,79	27,35
4	Коэффициент концентрации интенсивности напряжений $\alpha_{\sigma i}$	2,99	2,98	4,50	9,2
5	Интенсивность упругих деформаций ϵ_i	$0,16 \cdot 10^{-3}$	$0,14 \cdot 10^{-3}$	$0,5 \cdot 10^{-3}$	$1,41 \cdot 10^{-3}$

РИСУНОК 5. Распределение микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения типа 1



Из анализа результатов видно, что для сварных соединений с дефектами в виде усиления и грата (тип 1 и 2) при отсутствии радиальных и угловых смещений свариваемых кромок труб значения коэффициентов концентрации интенсивности напряжений равны 2,98–2,99 на закругленных участках сварного стыка. Для сварного соединения с радиальными смещениями кромок и поворотом плоскости сплавления (тип 3) коэффициент концентрации напряжений равен 4,5, а для сварного соединения с радиальными смещениями кромок и острыми углами, образовавшимися при выдавливании металла зоны влияния (тип 4), значение коэффициента концентрации напряжений достигает 9,2.

Более подробный анализ результатов оценки концентрации напряжений в сварных соединениях, выполненных газопрессовой сваркой, по упругой модели приведен в работе [2]. Следует отметить, что в целом, учитывая сложность форм газопрессовых сварных соединений, упругая модель не учитывает различия в механических характеристиках зон сварных соединений.

Исследования, выполненные авторами, показали, что сварные соединения труб нефтепроводов характеризуются значительными геометрическими отклонениями формы и неравномерностью распределения механических характеристик по зонам сварных соединений. Так, например, в сварных соединениях, выполненных газопрессовой сваркой, предел прочности и предел текучести металла зоны сварки отличаются от предела прочности и текучести основного металла на 19–26%, в сварных соединениях, выполненных электродуговой сваркой, – на 2–6%. Для сварных стыков, выполненных газопрессовой и электроконтактной сваркой, в 60% случаев характерно отклонение поверхности сплавления от вертикали при осаживании нагретых концов труб. Величина угла поворота поверхности сплавления зависит от радиальных и угловых смещений нагретых кромок при центровке и осаживании, при этом происходит вытеснение размягченного металла с образованием грата, неровностей и подрезов.

Различие в механических характеристиках основного металла и металла зоны сварки газопрессовых и электроконтактных стыков с учетом большой асимметрии их форм и наклона поверхности сплавления требуют уточнения границ зон с различными механическими характеристиками сварных соединений, и анализ НДС сварных соединений необходимо проводить с учетом выявленных неравномерностей.

Оценка НДС сварных соединений по нелинейной упругопластической модели осуществлялась методом касательной жесткости Ньютона – Рафсона. Общее уравнение для расчета НДС по нелинейной упругопластической модели:

$$\{\sigma\} = [D]\{\epsilon\} + \{\sigma^T\}, \quad (2)$$

где $[D]$ – матрица упругости материала, определяемая по характеристикам материала E , ν , G и зависящая от уровня деформаций (включая пластические).

Для расчета НДС сварных соединений по нелинейной упругопластической модели зона сварного соединения разбивалась на участки со значениями твердости и других механических характеристик металла одного уровня. Каждый такой участок является конечным элементом – твердым телом с характеристиками пластичности, прочности и деформируемости. Основой для определения границ участков являются данные измерений микротвердости основных типов сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой.

Определение микротвердости проводилось на приборе ПМТ-3 алмазной пирамидой с углом при вершине 136° и нагрузкой 100 г. Диаграммы распределения микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения типа 1 представлены на рис. 5.

По результатам исследований микротвердости установлено:

- микротвердость металла зоны сплавления газопрессового сварного стыка на 4% ниже микротвердости металла зоны влияния и на 3% выше значения микротвердости основного металла;
- распределение микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения носит неравномерный характер. Максимальное значение микротвердости выявлено на расстоянии 6–7 мм от зоны сплавления и выше значения микротвердости основного металла на 7%.

РИСУНОК 6. Твердотельная модель нелинейных упругопластических элементов

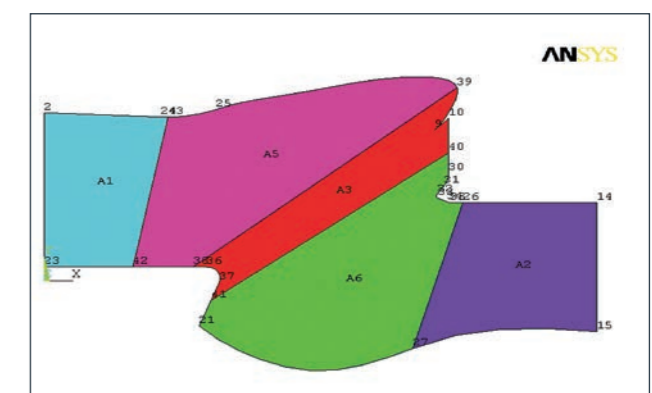
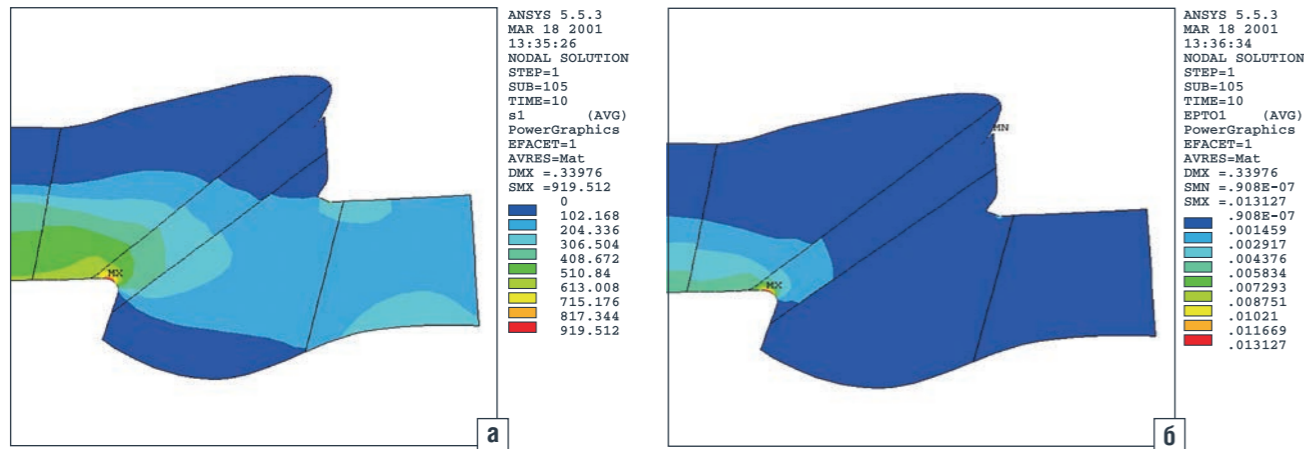


РИСУНОК 7. Распределение по зонам сварного соединения типа 3 изополос: а – главных напряжений; б – полных упругопластических деформаций

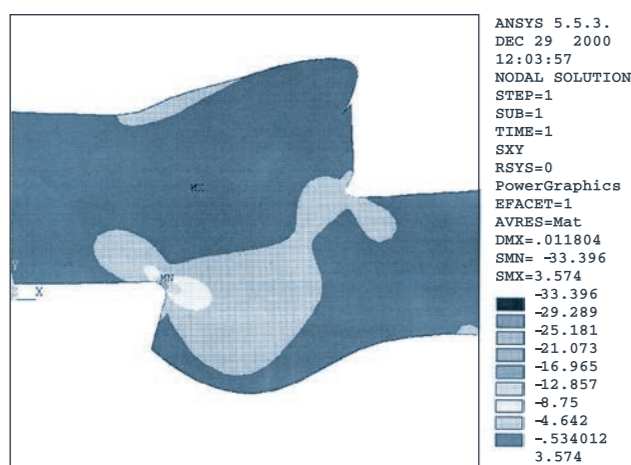


Для газопрессовых сварных стыков типа 3 и 4 использовались значения микротвердости, замеренные по направлению, перпендикулярному линии сплавления стыков. Каждый участок со значениями твердости одного уровня является конечным элементом – твердым телом с характеристиками пластичности, прочности и деформируемости, характеризующимися значениями твердости. Для сварных стыков типа 3 и 4 со значительными радиальными смещениями, формирование которых проходило с наклоном поверхности сплавления и большим деформированием металла, максимальное значение твердости смещено в сторону наибольшего деформирования металла и превышает значение твердости основного металла на 30–36 %.

В результате расчетов получены твердотельная модель нелинейных упругопластических элементов, распределения по участкам сварного стыка типа 3 изополос главных напряжений σ_1 , изополос полных упругопластических деформаций растяжения $\varepsilon_{\Sigma}^{pl}$ и осевых упругопластических деформаций удлинения $\varepsilon_{\Sigma}^{pl}$. Выявлено направление развития зон сдвиговых деформаций γ_{xy}^{pl} под действием касательных напряжений τ_{xy} для образца типа 3.

На рис. 6 приведена твердотельная модель нелинейных упругопластических конечных элементов для сварного соединения типа 3.

РИСУНОК 8. Распределение касательных напряжений по зонам сварного соединения типа 3



В результате расчетов по нелинейной упругопластической модели получены распределения изополос главных напряжений (рис. 7а), изополос полных упругопластических деформаций растяжения (рис. 7б) по зонам сварного соединения типа 3.

Для сварного соединения типа 3 установлено распределение интенсивности упругопластических деформаций растяжения и контуры пластической зоны в области конструктивного концентратора, сформированного поверхностью трубы и наклоненной к ней под острым углом выступающей части торцевой плоскостью присоединяемой трубы вследствие ее радиального смещения. Для сварного соединения типа 3 установлено распределение касательных напряжений по зонам сварного соединения (рис. 8) и определено направление развития зон сдвиговых деформаций под действием касательных напряжений.

Выявлено, что происходит эволюция формы зоны пластических деформаций по мере роста растягивающих номинальных напряжений в стенке трубы σ_n , и развитие области происходит в направлении действия максимальных касательных напряжений.

Определен коэффициент концентрации напряжений при упругопластических деформациях K_{σ} по интерполяционной формуле Нейбера для сварного соединения типа 3, использованный для расчета напряжений при определении ресурса безопасной эксплуатации действующего нефтепровода [1, 3, 4]. ●

Литература

1. Шарнина Г.С., Рафиков С.К. Определение ресурса нефтепроводов на основе анализа режима нагружения и принципа линейного накопления повреждений. – Деловой журнал *Neftegaz.RU*, 2021, № 12 (120). – С. 56–59.
2. Шарнина Г.С. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности длительно эксплуатируемых нефте- и нефтепродуктопроводов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2003. – 152 с.
3. Кожаяева К.В., Шарнина Г.С. Врезки и перекрытия: Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением. – Издательство: ООО Информационное агентство *Neftegaz.RU*. Деловой журнал *Neftegaz.RU*, 2021 г., №3 (111). – С. 94–98.
4. Вафин Т.И., Рафиков С.К., Шарнина Г.С. Оценка опасности нетрещиноподобных дефектов сварных соединений трубопроводов. – Журнал «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 2020, № 3. – С. 82–86.

KEYWORDS: oil pipeline, stress-strain state, welded joint, finite element method, stress concentration coefficient.



Комплексное решение задач для предприятий нефтегазодобывающей отрасли



www.sibserv.com

ССК АО «Сибирская Сервисная Компания»
 Адрес (исполнительный аппарат):
 125284, г. Москва, Ленинградский пр-т,
 д. 31а, стр. 1, эт. 9
 e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс:

+7 (495) 225-75-95

Полная версия журнала
доступна по подписке